



RELAZIONE
ANNUALE
2012





RELAZIONE ANNUALE 2012



EXECUTIVE SUMMARY

Il 2012 segna il secondo anno di una fase di importante transizione per il settore energetico europeo e italiano in generale e, quindi, anche per il GME.

Da un lato, il processo di creazione del mercato unico dell'energia europeo attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture e l'evoluzione delle regole, promossa prima dalle iniziative regionali e, successivamente, dalle disposizioni del "Terzo Pacchetto Energia", avanza sempre più velocemente e si estende ora anche ai mercati del gas, rinsaldando sempre più il coordinamento tra i singoli mercati nazionali e determinando, in prospettiva, una più stabile convergenza dei prezzi. Sotto questo profilo i positivi effetti dell'evoluzione delle regole di allocazione delle capacità di trasporto sui gasdotti transfrontalieri e delle prime esperienze di market coupling mostrano quanto l'obiettivo del mercato unico europeo non possa prescindere, oltre che dalla presenza di nuove infrastrutture di connessione tra i vari mercati nazionali, da regole di mercato che consentano l'utilizzo efficiente delle infrastrutture esistenti.

Dall'altro, l'effetto congiunto di fenomeni strutturali di portata mondiale – tra cui l'impatto della crisi economica sui consumi di energia, il significativo incremento delle rinnovabili nel settore elettrico e l'ondata delle produzioni di gas non convenzionale negli Stati Uniti – ha determinato una contrazione dei livelli dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica, favorendo il processo di convergenza dei prezzi tra Italia e resto d'Europa.

Il GME ha rafforzato, in questo difficile contesto, la propria identità di mercato "multi-commodity", consolidando, con l'operatività di nuovi progetti, la propria presenza sia nei settori tradizionali di elettricità e ambiente, sia nel settore del gas, avviando, al contempo, il percorso per l'ingresso anche nel settore dei carburanti.

Nel settore elettrico, la crisi dei consumi (-3,1%) ha comportato una contrazione dei volumi scambiati sul mercato del giorno prima (MGP) del GME a 178,7 TWh (-1,2%), ma con una risalita della liquidità al 59,8% nel 2012, che ha raggiunto il massimo storico del 75,7% nel primo trimestre 2013.

Gli stessi fattori di contrazione, nonché una diversificazione delle politiche di approvvigionamento dei grossisti, hanno interrotto la crescita dei volumi scambiati sul MTE (30,4 TWh, -4,1%) dopo l'aumento dei volumi scambiati registrato nel 2011, compensata da un incremento dell'OTC clearing (24,6 TWh).

Continuano, invece, a crescere stabilmente i volumi scambiati sul MI (25,1 TWh, +14,6%), il cui aumento riflette le crescenti necessità di aggiustamento di un mercato termoelettrico definitivamente lungo e in competizione con fonti rinnovabili non programmabili. Gli effetti più marcati dei cambiamenti strutturali in corso si sono manifestati sui prezzi, i quali – oltre ad esibire, come già in precedenza, una crescita media annua (75,5 €/MWh, +4,5%) sensibilmente inferiore alla crescita dei costi – evidenziano due fenomeni del tutto nuovi: un più frequente ribaltamento tra prezzi zionali diurni e notturni – con un loro azzeramento sempre meno raro – e una drastica riduzione del valore medio, iniziata ad ottobre e proiettata, in virtù delle transazioni concluse sui mercati a termine, su tutto il biennio 2013-2014.

In questo scenario, che evidenzia una consistente riduzione della forbice con i paesi transalpini e rende meno remote le possibilità di arbitraggi transfrontalieri nei due sensi, il GME, nel 2012, ha continuato a lavorare per una piena integrazione del mercato nazionale con quelli europei attraverso la partecipazione a diversi progetti di coupling: la prosecuzione per il secondo anno del market coupling con la Slovenia,

che, dal 2013, vede il GME operare nel ruolo di controparte centrale; l'avanzamento del *Price Coupling of Regions* (PCR), ovvero il progetto multilaterale delle principali borse europee che si propone di fornire a tutta Europa l'infrastruttura algoritmica e IT necessaria al coupling di tutti i mercati nazionali, e la cui industrializzazione ha registrato rilevanti progressi nel 2012 e supporterà l'avvio del North-Western European Price Coupling (NWE) entro la fine del 2013; il progetto *Intra-Day Cross Borders* a livello europeo per l'allocazione implicita della capacità interfrontaliera disponibile a ridosso del tempo reale; l'*Italian Borders Working Table*, volto a delineare i processi di pre e post coupling¹ sulle frontiere italiane per il mercato Day Ahead, che integreranno il PCR nell'avvio del coupling con le frontiere italiane.

Sempre nel settore elettrico, inoltre, si segnala l'integrazione dei sistemi di negoziazione a termine del GME con il portale *Trayport® Global Vision*, volto a permettere agli operatori di visualizzare - in un'unica schermata - le quotazioni del GME insieme a quelle delle principali borse energetiche e piattaforme OTC per la contrattazione a termine dell'energia e, in tal modo, di sfruttare al meglio le opportunità di trading. Altrettanto rilevanti sono state le novità nel settore del gas naturale. Come anticipato, in questo comparto i fenomeni strutturali sono risultati anche più marcati che nel settore elettrico, con un calo dei consumi del 4,2% ed una progressiva convergenza tra prezzi al PSV, in ribasso in corso d'anno, e prezzi Nord Europei, che si sono allineati a partire da ottobre.

Questa convergenza dei prezzi ha sicuramente beneficiato del primo anno di piena operatività della PB-Gas, che si è mostrata un mercato di bilanciamento liquido e trasparente capace di veicolare l'eccesso di offerta e incentivare la comparsa sul mercato di nuove partite spot a prezzi competitivi. In particolare, la PB-Gas ha dato buoni segnali sia rispetto ai volumi negoziati (pari a 34,9 TWh), sia rispetto alla partecipazione - a fronte del 95% dei volumi scambiati dagli operatori con SRG per soddisfare le esigenze di bilanciamento del sistema, il residuo 5% è scaturito dai volumi negoziati tra gli operatori², sia rispetto ai segnali di prezzo, in linea con i prezzi definiti sul M-Gas e con le quotazioni al PSV e, nell'ultima parte dell'anno, con i prezzi dei principali hub europei.

Nel 2012, inoltre, il GME ha reso operativo, nell'ambito della P-GAS, un ulteriore comparto, denominato "*ex d.lgs. 130/10*", al fine di consentire ai soggetti investitori aderenti di adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, alternativamente o cumulativamente sul M-GAS e sulla P-GAS.

Il disegno del mercato del gas naturale nazionale verrà completato nel corso del 2013 con l'avvio del Mercato a termine del gas naturale, che permetterà la formazione di un segnale di prezzo liquido e trasparente, favorendo la negoziazione di contratti a termine con consegna su orizzonti temporali sempre più ampi. Inoltre sarà implementata una nuova sessione della PB-Gas, finalizzata a fornire al gestore di rete un ulteriore strumento per selezionare ed attivare *ex ante*, attraverso meccanismi di mercato, le risorse di flessibilità per ridurre l'entità dello sbilanciamento atteso del sistema e agli operatori uno strumento di mercato per bilanciare le proprie posizioni al giorno prima.

Anche il settore ambientale è stato investito da novità nel corso dell'anno. Per quanto attiene l'andamento dei mercati, i CV hanno raggiunto il massimo storico di quantità scambiate su base bilaterale (28,5 milioni di CV, +5,8%), registrando invece una leggera diminuzione dei volumi scambiati in borsa (3,8 milioni di CV, -7,8%) ed evidenziando un andamento dei prezzi in calo (mediamente -7,4% sui diversi prodotti), mentre i TEE hanno registrato un rilevante aumento degli scambi sia sul mercato (2,5 milioni di tep, +98,5%) che sulla piattaforma dei bilaterali (5,1 milioni di tep, +80,2%), con prezzi sostanzialmente stabili attorno ai 100 €/TEE. Nel 2012, il GME - a seguito dell'emanazione del Decreto MiSE 5 settembre 2011, disciplinante

¹ 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, le procedure di nomina dei programmi fisici transfrontalieri, nonché il calcolo e la distribuzione della rendita da congestione generata dal differenziale di prezzo tra i mercati elettrici dei paesi limitrofi.

² Si fa presente che fino al 31 marzo 2012 la normativa prevedeva sul lato dello sbilanciamento l'accettazione della sola offerta presentata da SRG.

il nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), e del Decreto MiSE 28 dicembre 2012, che ha introdotto, tra l'altro, il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione dei risparmi energetici - ha provveduto ad adeguare le regole di funzionamento dei sistemi dei Titoli di Efficienza Energetica. Inoltre, il GME nel corso dell'anno ha avviato i sistemi di scambio delle Garanzie di Origine, strumenti atti a promuovere la trasparenza nelle operazioni commerciali di vendita ai clienti finali dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili.

Il 2013, per il GME, rappresenterà un anno di importanti cambiamenti poiché, oltre alle novità previste nel settore del gas, segnerà l'ingresso della società in una nuova filiera, quella dei combustibili, ai sensi delle disposizioni del dlgs 249/2012, secondo cui il GME svolgerà le attività per la definizione del sistema per gli scambi della logistica petrolifera di oli minerali e del mercato all'ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione, allo scopo di favorire lo sviluppo di un contesto di effettiva concorrenza nel settore.

Il Presidente
e Amministratore Delegato

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Massimo Ricci', with a long horizontal stroke extending to the left.

Massimo Ricci

EXECUTIVE SUMMARY	III
A. I RISULTATI ECONOMICI	2
APPROFONDIMENTO I	
L'integrazione delle regole di mercato italiane (PUN) nel PCR	6
B. I MERCATI	12
1. CONTESTO NORMATIVO	12
1.1. Il Regolamento REMIT	12
1.2. La strategia energetica nazionale (SEN)	15
1.3. La separazione proprietaria dell'attività di trasporto del gas naturale	16
1.4. La procedura di capacity release indetta da ENI	17
1.5. Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 "Scorte petrolifere"	17
2. I MERCATI ELETTRICI	20
2.1. Il Mercato elettrico a Pronti (MPE)	20
2.2. Il Mercato elettrico a termine (MTE)	20
2.3. La Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)	21
3. I MERCATI DEL GAS	23
3.1. Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas)	23
3.2. Mercato del gas (M-GAS)	23
3.3. Piattaforma di Bilanciamento (PB-GAS)	25
4. I MERCATI AMBIENTALI	27
4.1. Mercato dei Certificati Verdi (CV)	27
4.2. Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	27
4.3. Mercato delle Certificazioni di Origine per Impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile (COFER)	29
APPROFONDIMENTO II	
L'evoluzione dei costi di generazione per gli impianti termoelettrici a gas (a cura di REF-E)	32
C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI	40
1. LE QUOTAZIONI DEI COMBUSTIBILI	40
2. IL MERCATO ELETTRICO	45
2.1. Il settore elettrico italiano	45
2.2. La partecipazione al mercato	48
2.3. Il mercato del giorno prima (MGP)	51
2.3.1. Tendenze e prospettive nel mercato nazionale	51
2.3.2. L'andamento del Pun e dei suoi fondamentali	52
2.3.3. I mercati zionali	56
2.4. Mercato Infragiornaliero (MI)	62
2.4.1. Prezzi	62
2.4.2. Volumi	67
2.5. Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)	71
2.6. Il Mercato a Termine dell'Energia (MTE)	76
2.6.1. Volumi su MTE	76
2.6.2. Prezzi su MTE	83
2.7. Confronti internazionali	88
2.8. Il market coupling Italia-Slovenia	92

INDICE

RELAZIONE ANNUALE 2012



3.	I MERCATI DEL GAS	94
3.1.	Il sistema gas	94
3.2.	Liquidità dei mercati	97
3.3.	PB-GAS	99
3.4.	M-GAS	106
3.5.	La P-GAS	107
3.6.	Confronti internazionali	108
4.	I MERCATI AMBIENTALI	114
4.1.	La partecipazione ai mercati	114
4.2.	I Certificati Verdi	116
4.2.1.	Mercato e Piattaforma Bilaterale	117
4.3.	I Titoli di Efficienza Energetica	122
4.3.1.	Il Mercato organizzato e le contrattazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica	123
4.4.	I COFER	129
4.4.1.	Il Mercato COFER (MCOFER), la Piattaforma Bilaterale (PB-COFER), le Aste del GSE	129

APPENDICE I

	Profilo societario	136
1.	IL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI	136
1.1.	Governance	136
1.2.	I compiti istituzionali	139
1.2.1.	Gestione dei mercati	139
1.2.2.	Monitoraggio del mercato elettrico	141
1.3.	Le attività internazionali	142
1.4.	I corrispettivi	145

	ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI.....	148
--	----------------------------------------	------------

	GLOSSARIO	150
--	------------------------	------------

	BIBLIOGRAFIA	160
--	---------------------------	------------

	ALLEGATO CD ROM – APPENDICE STATISTICA	
--	-----------------------------------------------	--

Indice delle tabelle

A. I RISULTATI ECONOMICI

Tab A.1.1	Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2001-2012)	2
Tab A.1.2	Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2011-2012)	4
Tab A.1.3	Principali indicatori del GME (anni 2011-2012)	4
Tab A.1.4	Consistenza del personale dipendente.....	5

B. I MERCATI

4. I mercati ambientali

Tab B.4.1	Obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale	29
-----------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

2. Il mercato elettrico

Tab C.2.1	Potenza efficiente di generazione e picco di domanda	47
Tab C.2.2	Bilancio energetico elettrico Terna	47
Tab C.2.3	Produzione netta termoelettrica per tipo di combustibile	47
Tab C.2.4	La partecipazione al mercato	48
Tab C.2.5	Volumi scambiati sui mercati del GME	50
Tab C.2.6	Andamento dei volumi sul MGP	53
Tab C.2.7	Volumi zonalì sul MGP – Anno 2012	57
Tab C.2.8	Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo sulle isole. Anno 2012	60
Tab C.2.9	Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading	76
Tab C.2.10	Volumi scambiati su MTE per anno di trading	78
Tab C.2.11	Liquidità del book dei prodotti baseload e peakload scambiati nel corso del 2012	79
Tab C.2.12	Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery	80
Tab C.2.13	Quote di mercato (al netto degli OTC <i>clearing</i>)	83
Tab C.2.14	Correlazioni e scarto assoluto medio dei prezzi di controllo dei prodotti baseload scambiati su MTE, IDEX e TFS (Anni 2012 e 2011)	84
Tab C.2.15	Correlazioni tra prezzi a termine dei <i>front products baseload</i> e prezzo a pronti (Anno 2012)	84
Tab C.2.16	Quotazione dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2012	85
Tab C.2.17	Quotazione dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2012	86
Tab C.2.18	Rapporto tra quotazione spot (MGP) e relativa quotazione a termine (MTE)	87
Tab C.2.19	Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore	91

3. I mercati del gas

Tab C.3.1	Volumi movimentati sulla rete nazionale di trasporto	94
Tab C.3.2	Partecipazione ai mercati gas	98
Tab C.3.3	Volumi scambiati per singola piattaforma di mercato (GWh)	99
Tab C.3.4	Quote di mercato dei primi 10 operatori attivi sulla PB-GAS	101
Tab C.3.5	Medie e spread stagionali dei prezzi riportati al PSV	103
Tab C.3.6	Volumi offerti e accettati sulla PB-GAS, feb 2012 (GWh)	105
Tab C.3.7	Volumi scambiati sui mercati organizzati europei (GWh)	108
Tab C.3.8	Volumi scambiati sugli hub europei (GWh)	108
Tab C.3.9	Quotazioni e prezzi riportati sulle piazze europee ed extra-europee (€/MWh)	110

4.	I mercati ambientali	
Tab C.4.1	La partecipazione ai mercati	115
Tab C.4.2	Volumi scambiati	116
Tab C.4.3	Mercato: esiti. Anno 2012	117
Tab C.4.4	Mercato TEE: esiti. Anno 2012	123
Tab C.4.5	TEE necessari per l'adempimento dell'obbligo: valori cumulati	125
Tab C.4.6	Mercato COFER: esiti. Anno 2012	130
Tab C.4.7	Piattaforma Bilaterale COFER: esiti. Anno 2012	130
Tab C.4.8	Aste GSE: esiti. Anno 2012	131

APPENDICE I – Profilo Societario

Tab 1.1	Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME – Anno 2012	145
Tab 1.2	Dati di sintesi dei mercati GME	146

Indice delle figure

A. I RISULTATI ECONOMICI

Fig A.1.1	Ricavi a margine 2012-2011 suddivisi per filiera	2
-----------	--------------------------------------------------------	---

C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

1. Le quotazioni dei combustibili

Fig C.1.1	Prezzi in USD delle principali commodities energetiche europee	40
Fig C.1.2	Prezzi in euro delle principali commodities energetiche europee	41
Fig C.1.3	Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio	41
Fig C.1.4	Andamento mensile delle quotazioni internazionali spot e a termine del greggio	42
Fig C.1.5	Prezzi spot sui principali mercati europei del greggio e dei suoi prodotti derivati	42
Fig C.1.6	Andamento mensile delle quotazioni europee spot e a termine del greggio e dei suoi prodotti derivati	42
Fig C.1.7	Prezzi spot sui principali mercati internazionali del carbone	43
Fig C.1.8	Andamento mensile delle quotazioni internazionali spot e a termine del carbone	43
Fig C.1.9	Prezzi spot sui principali mercati internazionali del gas naturale	44
Fig C.1.10	Andamento mensile delle quotazioni europee spot e a termine del gas naturale	44

2. Il mercato elettrico

Fig C.2.1	Consumi finali per comparto e Pil	46
Fig C.2.2	Liquidità del MGP.....	50
Fig C.2.3	Andamento del Pun e delle sue determinanti	52
Fig C.2.4	Pun medio annuale baseload e per gruppi di ore	54
Fig C.2.5	Rapporto picco/fuori picco per Pun e fondamentali	54
Fig C.2.6	Andamento mensile del Pun	55
Fig C.2.7	Prezzi zonal medi annui sul MGP	57
Fig C.2.8	Volatilità dei prezzi	58
Fig C.2.9	Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative	58
Fig C.2.10	Delta prezzo Sud-Nord e differenza tra la quota della offerta eolica e fotovoltaica sulla domanda del Sud e quella del Nord (giorno medio - anni 2012-2011)	59
Fig C.2.11	Andamento mensile dei prezzi zonal e delta prezzo Sud-Nord. Anni 2011-2012	60
Fig C.2.12	Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2012	61
Fig C.2.13	Prezzi MI: evoluzione annuale	62
Fig C.2.14	Prezzi MI: confronto con il PUN a parità di ore	63
Fig C.2.15	Volatilità del prezzo di acquisto: evoluzione annuale	63
Fig C.2.16	Volatilità dei prezzi MI: confronto con il PUN a parità di ore	64
Fig C.2.17	Prezzi zonal nelle sessioni di MI	64
Fig C.2.18	Prezzi di vendita zonal	65
Fig C.2.19	Volatilità dei prezzi di vendita	66
Fig C.2.20	Volumi scambiati	67
Fig C.2.21	Percentuale di successo	67
Fig C.2.22	CR3	68
Fig C.2.23	Acquisti e vendite per tipologia di impianto. Anno 2012	68
Fig C.2.24	Acquisti e vendite dei grossisti	69

Fig C.2.25	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria	69
Fig C.2.26	Variazione dei programmi in immissione a valle di MI	70
Fig C.2.27	Volumi zonal: ripartizione percentuale. Anni 2005, 2010 e 2012	70
Fig C.2.28	Transazioni registrate, posizione netta e turnover	71
Fig C.2.29	Struttura delle transazioni registrate	72
Fig C.2.30	Programmi fisici registrati	72
Fig C.2.31	Sbilanciamenti a programma	73
Fig C.2.32	Contratti registrati per durata del contratto (%)	74
Fig C.2.33	Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%)	74
Fig C.2.34	Contratti registrati per tipologia di Conti Energia movimentati (%)	75
Fig C.2.35	Contratti MTE scambiati per anno di trading e tipologia di prodotto ...	77
Fig C.2.36	Quote di energia negoziata tramite Trayport sul totale dell'energia di borsa	78
Fig C.2.37	Volumi scambiati per mese di trading per durata e per distanza di delivery	81
Fig C.2.38	Volumi MTE scambiati per mese di trading e per anno, incluso OTC <i>clearing</i>	82
Fig C.2.39	Evoluzione dei prezzi dei front products basata sui prezzi di controllo	85
Fig C.2.40	Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2013 al 31/03/2013	87
Fig C.2.41	Andamento dei volumi spot e a termine in Europa	88
Fig C.2.42	Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee	89
Fig C.2.43	Volumi scambiati sui principali mercati <i>spot</i> europei	90
Fig C.2.44	Andamento storico del prezzo spot sulle borse elettriche europee	90
Fig C.2.45	Quotazione media del prezzo spot e del prodotto <i>Calendar</i> in consegna nel medesimo anno	91
Fig C.2.46	Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena e quota delle ore a differenziale di prezzo nullo	93
3.	I mercati del gas	
Fig C.3.1	Giacenza negli anni di stoccaggio 2004-2012	95
Fig C.3.2	Contributi allo SCS per settore e lato di sbilanciamento	96
Fig C.3.3	Volumi oggetto di scambi commerciali sul totale del trasportato in mmc	97
Fig C.3.4	Volumi e prezzi sulla piattaforma di bilanciamento (PB-GAS)	100
Fig C.3.5	Concentrazione degli operatori controparti di Snam sulla PB-GAS, nel corso dell'anno	102
Fig C.3.6	Concentrazione degli operatori controparti di Snam sulla PB-GAS, rispetto allo sbilanciamento	102
Fig C.3.7	SCS, contributi per singolo settore e prezzi spot, febbraio 2012	104
Fig C.3.8	Volumi e prezzi sul mercato a pronti	106
Fig C.3.9	Volumi e prezzi sul comparto Aliquote	107
Fig C.3.10	Volumi scambiati sugli hub europei e relativi churn rates	109
Fig C.3.11	Prezzi spot dei diversi hub europei ed indici di costo all'ingrosso	111
Fig C.3.12	Capacità utilizzata e prezzi alla frontiera Italo-austriaca	112
Fig C.3.13	Prezzi forward (G.Y.+1) sui diversi hub europei	113
4.	I mercati ambientali	
Fig C.4.1	Volumi scambiati e partecipazione ai mercati	114
Fig C.4.2	Mercato: prezzi e volumi. Anno 2012	117
Fig C.4.3	Mercato: prezzi e volumi	118
Fig C.4.4	Mercato: volatilità dei prezzi	118
Fig C.4.5	Mercato: andamento dei prezzi rispetto al prezzo di ritiro del GSE	119

Fig C.4.6	Mercato: quote di mercato	120
Fig C.4.7	Piattaforma bilaterale: prezzi e volumi	120
Fig C.4.8	Confronto tra mercato e piattaforma bilaterale: quote	121
Fig C.4.9	Mercato e Piattaforma Bilaterale: prezzi medi	121
Fig C.4.10	TEE emessi: valori cumulati	122
Fig C.4.11	Mercato TEE: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012	123
Fig C.4.12	Mercato TEE: prezzi e volumi scambiati	124
Fig C.4.13	Mercato TEE: volatilità dei prezzi	124
Fig C.4.14	Mercato TEE: prezzi e rimborsi tariffari	125
Fig C.4.15	Mercato TEE: quote di mercato lato domanda	126
Fig C.4.16	Mercato TEE: quote di mercato lato offerta	127
Fig C.4.17	Bilaterali TEE: prezzi e volumi	128
Fig C.4.18	Confronto tra mercato e bilaterali: quote	128
Fig C.4.19	Mercato COFER: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012	130
Fig C.4.20	Piattaforma Bilaterale COFER: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012	130
Fig C.4.21	Aste GSE: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012	131
Fig C.4.22	Volumi scambiati. Anno 2012	132

APPROFONDIMENTO II

Fig II.1	Capacità termoelettrica 2005-2012: ripartizione per tecnologia	32
Fig II.2	Spread fra indice ITECccgt, PUN <i>baseload</i> e PUN <i>off-peak</i>	33
Fig II.3	<i>Load Factor</i> degli impianti CCGT e ore di funzionamento a potenza massima	35
Fig II.4	Evoluzione costo gas per i produttori termoelettrici a gas	36

APPENDICE I – Profilo Societario

Fig 1.1	Mercati gestiti dal GME	136
Fig 1.2	Organigramma del GME	138
Fig 1.3	Funzionamento del market coupling tra Italia e Slovenia	143



SEZIONE

A

I RISULTATI ECONOMICI

A. I RISULTATI ECONOMICI 2



I RISULTATI ECONOMICI

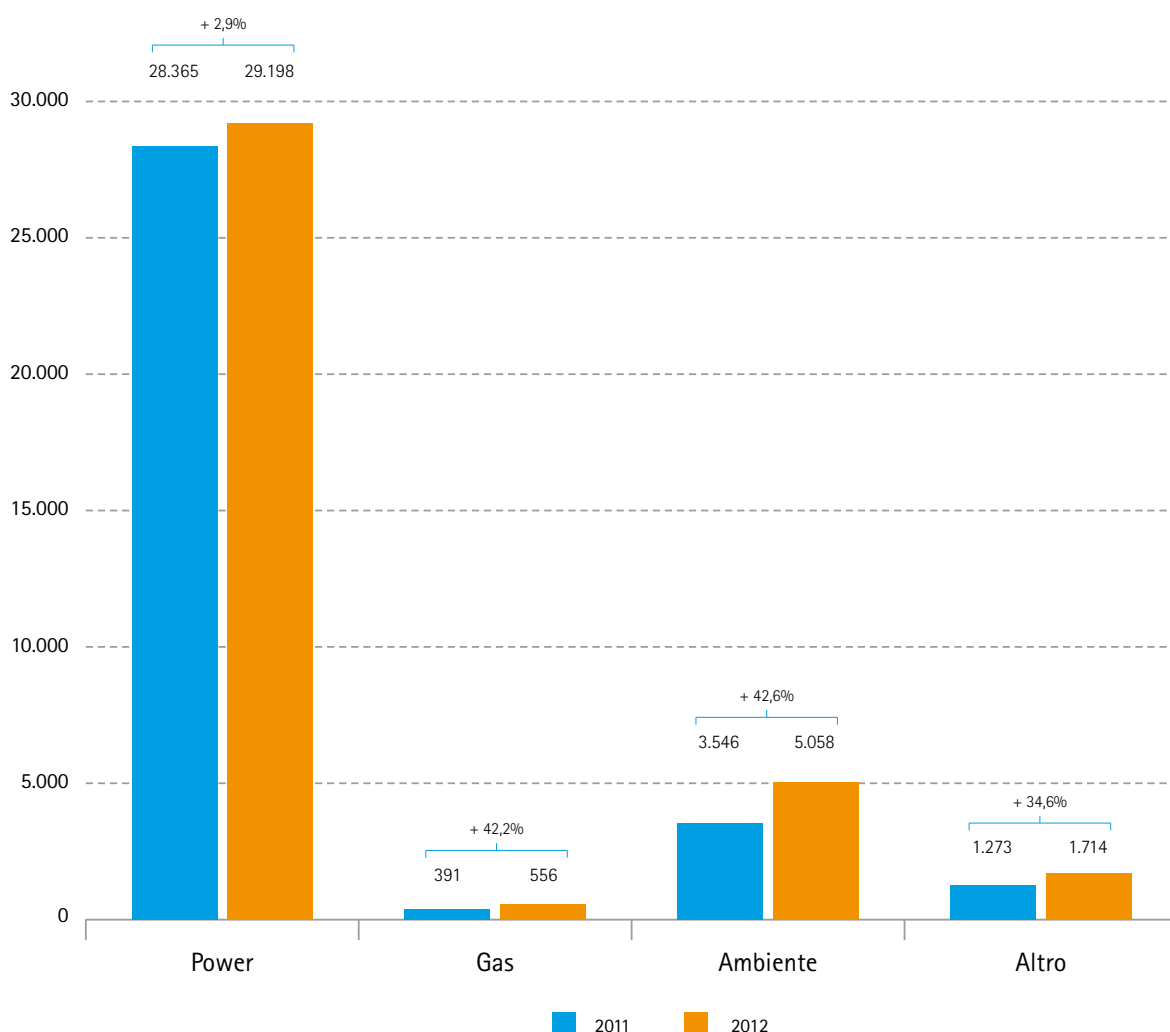
Il 2012 è stato caratterizzato da un incremento delle partite passanti¹ di quasi 4,0 miliardi di euro (+20,8%², rispetto all'anno precedente), per effetto principalmente dell'aumento dei volumi negoziati sul Mercato Elettrico a Pronti e in consegna sul Mercato Elettrico a Termine, nonché dei prezzi di intermediazione applicati nella Borsa Elettrica.

Tab A.1.1 Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2011-2012)

Dati in milioni €	Ricavi e Costi passanti	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2011	19.145,462	33,575	15,969	7,158	2,536	58,424	23,933
2012	23.126,771	36,526	17,937	11,060	8,600	87,195	23,799

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalle vendite sui Mercati Energetici verso operatori e verso Controllante e dalle partite accessorie agli scambi di energia over the counter (CCT). Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

Fig A.1.1 Ricavi a margine 2012-2011 suddivisi per filiera



¹ Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza negli elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

² Nella presente sezione tutte le dinamiche percentuali sono espresse in coerenza con la scala di valori adottata e pertanto potrebbero risultare parzialmente difformi da quelle ripetute nel resto del documento, calcolate su valori non arrotondati.

I ricavi a margine³ dell'esercizio 2012 mostrano un incremento di 3,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+8,8%). Tale crescita è attribuibile per 1,2 milioni di euro (+6,2%) all'aumento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a Pronti e a Termine per effetto dell'incremento dei volumi intermediati su tali piattaforme. In particolare, il riferimento è all'incremento dei volumi registrati su:

- MGP, pari a 225,0⁴ TWh (+3,4% rispetto al 2011), sostanzialmente riconducibile al maggior ricorso allo sbilanciamento a programma da parte degli operatori che hanno concluso contratti bilaterali;
- MI, pari a 25,1 TWh (+14,6% rispetto al 2011), che riflette il consolidamento di una tendenza in crescita dell'attività degli operatori, determinata da una maggiore flessibilità garantita agli operatori a seguito dell'introduzione di nuove sessioni di mercato, che consentono una migliore programmazione degli impianti e una riduzione degli oneri di sbilanciamento;
- MTE, pari a 55,0⁵ TWh (+64,7% rispetto al 2011), per effetto principalmente della differente modalità di approvvigionamento adottata da Acquirente Unico che, a partire dal mese di maggio 2011, ha sensibilmente incrementato le negoziazioni sul MTE.

La crescita dei ricavi a margine, determinata dai maggiori volumi intermediati sul Mercato Elettrico precedentemente descritta, è stata solo parzialmente compensata dai minori ricavi per i servizi resi sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine per 0,4 milioni di euro (-4,4% rispetto al 2011). Tale piattaforma, infatti, pur registrando un incremento di operatività (+14,4% rispetto al 2011) determinato sia dai maggiori volumi scambiati sul MTE, sia dall'incremento del turnover, ossia del rapporto tra le transazioni registrate e la posizione netta, è stata caratterizzata dalla riduzione, a valere dal 1° maggio 2012, della misura del corrispettivo unitario passato da 0,02 euro/MWh a 0,012 euro/MWh ai sensi di quanto disposto dalla Deliberazione AEEG ARG/elt 44/11.

Un ulteriore contributo alla crescita dei ricavi a margine è stato determinato dai ricavi per i servizi resi sui Mercati e sulle piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali, cresciuti di 1,5 milioni di euro (+42,6%), per effetto dell'aumento dei volumi negoziati sulle diverse piattaforme. In particolare:

- il mercato e la piattaforma bilaterale di scambio dei TEE, a cui sono attribuibili gli incrementi maggiori, ha registrato, nel 2012, una crescita dei volumi scambiati dell'85,4% rispetto all'esercizio precedente. Tale crescita, superiore all'incremento della quota d'obbligo in capo ai distributori di energia elettrica e gas (passata da 5,3 Mtep nel 2011 a 6,0 Mtep nel 2012), è riconducibile alla strategia di acquisto da parte dei predetti soggetti volta a garantirsi una disponibilità di titoli anche per gli esercizi futuri, alla luce di una persistente scarsità di offerta;
- il mercato e la piattaforma bilaterale di scambio dei CV ha registrato nel 2012 una crescita meno sostenuta dei volumi scambiati (+3,9%), principalmente per effetto dell'incremento della percentuale di obbligo in capo ai produttori e importatori di energia elettrica non rinnovabile passata dal 6,80% del 2011 al 7,55% del 2012, dinamica parzialmente compensata dalle novità introdotte dal D.Lgs. 3 marzo 2011, n.28 - connesse al progressivo annullamento dell'obbligo - che avevano determinato, nel corso del 2011, un incremento delle negoziazioni;
- la P-COFER, avviata di recente, nelle sei sessioni di mercato svolte, ha registrato transazioni per 2,2 milioni di titoli negoziati sul mercato organizzato e sulla piattaforma bilaterale dei COFER.

³ Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

⁴ Il valore riportato all'interno della presente sezione si riferisce ai volumi scambiati sul MGP al lordo dell'ammontare degli sbilanciamenti a programma, ex articolo 43 comma 43.1 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e dei casi di inadempimento di cui all'articolo 89, comma 89.5 lettera b) della medesima Disciplina. Tale valore, finalizzato a rappresentare i volumi generatori dei ricavi a margine, differisce da quello riportato nell'Executive Summary e nel capitolo C in quanto corrisponde alla somma dei volumi scambiati in borsa, in acquisto o in vendita, e degli sbilanciamenti a programma dei venditori o degli acquirenti; viceversa, il dato riportato nell'Executive Summary e nel Capitolo C, finalizzato a rappresentare la quota dell'energia programmata scambiata in borsa, considera esclusivamente i volumi scambiati direttamente in borsa inclusivi del saldo netto degli sbilanciamenti a programma.

⁵ Volumi di energia contrattualizzati nel periodo in esame indipendentemente dal periodo di consegna e inclusivi dei volumi derivanti dall'OTC clearing.

Da ultimo si segnala l'incremento, per 0,4 milioni di euro (+34,6% rispetto al 2011), degli altri ricavi a margine derivanti dalle prestazioni rese dal personale del GME nell'ambito del progetto PCR (+0,1 milioni di euro), dall'incremento dei proventi derivanti dal più elevato corrispettivo connesso al rinnovo, a seguito di gara, della convenzione stipulata tra il GME e il proprio Istituto Tesoriere (+0,4 milioni di euro), nonché dallo sviluppo di software realizzati internamente per garantire la funzionalità delle piattaforme di scambio dei titoli ambientali e il corretto svolgimento delle attività di monitoraggio (+0,1 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai minori ricavi (-0,2 milioni di euro) per i servizi resi a Terna, per le attività connesse all'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto e alla raccolta delle offerte sul MSD, in conseguenza del rinnovo della convenzione stipulata tra GME e Terna per il periodo 2011-2013.

Tab A.1.2 **Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2011-2012)**

Dati in milioni €	per materie prime e per servizi	per godimento di beni di terzi	per il personale	ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	oneri diversi di gestione	Totale
2011	7,236	1,485	8,249	8,811	0,636	26,417
2012	7,384	1,486	9,150	6,877	0,568	25,465

I costi a margine comprensivi di ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti sono pari complessivamente a 25,5 milioni di euro e sono risultati in diminuzione di circa 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è sostanzialmente attribuibile:

- all'incremento, per poco meno di 0,2 milioni di euro (+2,2%), dei costi per servizi, legato principalmente all'ampliamento del perimetro delle attività di supporto al *business* svolte dalla Controllante, allo sviluppo dei progetti internazionali, allo studio di tematiche inerenti l'evoluzione del *business* aziendale, ai ridotti emolumenti spettanti agli organi amministrativi e di controllo, nonché alle attività necessarie a garantire il corretto funzionamento delle diverse piattaforme di mercato;
- all'incremento, per 0,9 milioni di euro (+10,9%), dei costi del personale principalmente per effetto dell'aumento delle politiche retributive variabili applicate nel corso del 2012, dell'incremento retributivo annuale previsto dal CCNL del settore elettrico e della maggiore consistenza media del personale dipendente;
- alla riduzione per 1,9 milioni di euro (-21,9%) della voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti per effetto principalmente del maggior accantonamento, effettuato nel corso dell'esercizio 2011, in relazione agli effetti derivanti dai contenuti delle Deliberazioni AEEG ARG/elt 44/11 e ARG/elt 189/11.

Tab A.1.3 **Principali indicatori del GME (anni 2011-2012)**

	Rapporto % MOL / Ricavi	Rapporto % RO / Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2011	47,6	21,3	12,3	10,6
2012	49,1	30,3	12,7	36,1

Note: (a) il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo;

(b) il ROE è calcolato come rapporto tra Utile Netto e Patrimonio Netto

Il margine operativo lordo è risultato pari a 17,9 milioni di euro, in aumento di circa 2,0 milioni di euro (+12,3%) rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato operativo è stato pari a circa 11,1 milioni di euro, in aumento di 3,9 milioni di euro (+54,5%). Il risultato dell'esercizio al netto delle imposte è risultato pari a 8,6 milioni di euro, in aumento di 6,1 milioni di euro.

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2012, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente, con l'evidenza della dinamica del personale distaccato.

Consistenza del personale dipendente

Tab A.1.4

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2012	al 31.12.2012	media 2011	al 31.12.2011
Dirigenti	9,00	9	9,00	9
Quadri	29,54	30	29,00	29
Impiegati	54,38	56	51,50	53
Totale	92,92	95	89,50	91
<i>di cui distaccati</i>	<i>2,58</i>	<i>3</i>	<i>6,42</i>	<i>3</i>
Totale al netto dei distaccati	90,34	92	83,08	88

APPROFONDIMENTO I

L'INTEGRAZIONE DEL MERCATO ITALIANO IN EUROPA: IL PROGETTO PCR

Il processo di integrazione dei mercati europei attraverso l'implementazione del market coupling richiede in primo luogo lo sviluppo di un algoritmo di risoluzione del mercato che integri al proprio interno le regole adottate, su scala nazionale, dai diversi mercati.

Attualmente, tutti i mercati europei adottano un meccanismo di formazione di prezzo che si basa sulla regola del prezzo marginale. Tuttavia, alcuni di essi adottano regole di offerta, ovvero vincoli sulle modalità di presentazione e accettazione delle offerte, che tengono conto dei vincoli intertemporali tra le diverse ore del giorno (offerte a blocchi, vincoli di rampa, altri vincoli intertemporali quali il *minimum income*).

Dal canto suo, il mercato italiano si caratterizza per la sua semplicità di disegno, essendo caratterizzato da un meccanismo di formazione del prezzo che si applica solo su base oraria (senza vincoli intertemporali) e che si fonda sul principio del prezzo marginale. Inoltre, il mercato italiano adotta al proprio interno una suddivisione della rete in zone, la quale consente di considerare i limiti del sistema di trasporto attraverso il ricorso a prezzi differenziati per zona (con prezzi delle zone con deficit di offerta maggiori o uguali ai prezzi delle zone con surplus di offerta), i quali devono trasferire sui partecipanti al mercato corretti incentivi di prezzo al fine di indurre, *ceteris paribus*, un efficiente utilizzo delle risorse e una corretta localizzazione degli investimenti. La sua principale se non unica complessità è legata alla ben nota presenza di un prezzo unico nazionale di acquisto (PUN) applicato a tutti gli acquirenti sul MGP. Tale scelta riflette l'opportunità, in caso di congestione e di formazione di prezzi differenziati per zone, di applicare il suddetto incentivo solo ai produttori (che possono orientare le proprie scelte di localizzazione) senza che siano interessati i consumatori delle diverse zone italiane. A tal fine, il PUN non è calcolato come una semplice media "ex post" dei prezzi di vendita che risulterebbero dall'applicazione del modello zonale, bensì è determinato insieme ai prezzi zionali dallo stesso algoritmo del mercato. In particolare, affinché siano garantiti sia il rispetto del "vincolo di bilancio" (il controvalore delle offerte di vendita e della rendita da congestione deve essere pari al controvalore delle offerte di acquisto accettate sul mercato per ciascun intervallo orario di riferimento), sia la coerenza della selezione delle offerte di acquisto accettate e rifiutate con i rispettivi prezzi offerti dagli operatori del mercato, il PUN definito dall'algoritmo del mercato italiano deve essere:

- pari alla media dei prezzi zionali, ponderati per le quantità di energia specificate nelle offerte di acquisto riferite ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle relative zone geografiche;
- minore o uguale al prezzo presentato dalle offerte di acquisto che sono accettate;
- maggiore o uguale alle offerte di acquisto che sono rifiutate.

In ambito PCR, è stato sviluppato un algoritmo (*Euphemia*) in grado di integrare il meccanismo di determinazione del prezzo del mercato italiano con le specifiche regole di formazione del prezzo adottate dagli altri mercati europei (offerte a blocchi, vincoli di rampa, altri vincoli intertemporali quali il *minimum income*). Tuttavia, l'integrazione in un unico algoritmo di tutte le regole per la formazione del prezzo utilizzate dai mercati europei, unitamente al PUN, ne ha incrementato la complessità e ha reso necessario un approccio per l'individuazione della soluzione di mercato che opera per step successivi, nel quale in una prima fase vengono risolti tutti i requisiti del PCR (vale a dire applica le regole di formazione del prezzo di tutti i mercati europei, ivi incluso quello italiano) ad esclusione del PUN (Master Problem). Una volta risolto il Master Problem, attraverso una sub routine (PUN Sub Routine), si calcola il PUN per le zone italiane e si verifica che la soluzione trovata attraverso la Sub Routine sia coerente con i vincoli sul PUN sopra menzionati. Nel caso in cui i vincoli cui è sottoposto il PUN non siano rispettati, il processo di calcolo viene ripetuto fino a quando non si trova una soluzione corretta.

Calcolo del PUN ex post

Rispetto a quanto descritto nel precedente paragrafo, un'alternativa possibile sarebbe quella di calcolare il PUN ex post ponendolo pari alla media ponderata dei prezzi zionali (peso uguale al volume accettato delle unità di consumo nazionali). Ciò comporta che il PUN venga calcolato solo dopo aver individuato i prezzi zionali di equilibrio, nonché le offerte accettate e rifiutate sulla base dei medesimi prezzi, in tutto il perimetro PCR (zone italiane incluse) tenendo conto di tutti i requisiti del PCR ad esclusione del PUN stesso (vale a dire risolvendo il solo Master Problem di cui al paragrafo precedente).

Il vantaggio di questo approccio è quello di limitare il numero di iterazioni di Euphemia, riducendo la possibilità di non trovare soluzioni entro i parametri di running impostati come input. Per contro, con il calcolo del PUN effettuato ex-post, tutte le offerte, ivi incluse le offerte di acquisto alle quali si applica il PUN, sarebbero accettate o rifiutate sulla base dei prezzi zionali e non sulla base del PUN come avviene attualmente. Pertanto, si potrebbero avere:

1. offerte di acquisto paradossalmente rifiutate (di seguito PRO): qualora sia rifiutata un'offerta di acquisto nazionale avente un prezzo inferiore al prezzo di equilibrio della zona di appartenenza, ma superiore al PUN calcolato ex post;
2. offerte di acquisto paradossalmente accettate (di seguito PAO): qualora sia accettata un'offerta di acquisto nazionale avente un prezzo superiore al prezzo di equilibrio della zona di appartenenza, ma inferiore al PUN calcolato ex post.

Per valutare il peso delle offerte PRO e PAO nel caso di calcolo del PUN ex-post, si sono ricalcolati, con tale metodo, i risultati per i mercati del giorno prima per tutto l'anno 2012¹, ipotizzando che nessuna variazione nelle strategie di offerta degli operatori fosse indotta dal calcolo del PUN ex-post e misurando la perdita di welfare associata alle PRO e alle POA secondo i seguenti criteri:

- la perdita di welfare associata alle PRO è stata posta pari al prodotto tra la differenza tra quantità offerta e quantità accettata e il delta tra prezzo offerto e PUN calcolato ex post;
- la perdita di welfare associata alle PAO è stata posta pari al prodotto tra la quantità accettata e il delta tra PUN calcolato ex post e prezzo offerto.

L'impatto di un simile approccio dipende ovviamente dalla elasticità della curva delle offerte di acquisto presentate sul mercato. Con riferimento ai dati storici, che come tali scontano un comportamento di offerta coerente con l'esistenza di una regola di prezzo basata sul PUN, si ottiene quanto segue.

La stima della perdita di welfare sulle PRO e PAO indotta dall'adozione del calcolo del PUN ex-post per il 2012 è stata stimata complessivamente pari a circa 800.000 €, dei quali circa 472.000 € sono dovuti alle PRO e circa 328.000 € alle PAO. Tale perdita è pari a circa lo 0,003% del controvalore complessivo di tutte le offerte di acquisto, valorizzate al PUN, che sono state accettate nel 2012 e che è pari a circa 23.115 mld €.

Per quanto attiene la frequenza delle PRO e delle PAO, dalla simulazione effettuata sul 2012 si evidenzia che su un totale di 4,15 M.ni di offerte di acquisto sottoposte al PUN, circa 190.000 offerte sono presentate con indicazione di prezzo (pari al 4,6%) e di queste circa 9.600 (pari allo 0,23% del totale delle offerte di acquisto sottoposte al PUN e al 5,09% delle offerte di acquisto sottoposte al PUN e presentate con prezzo) sarebbero state oggetto di risultati paradossali (circa 5.000 PAO e 4.600 PRO).

Per quanto riguarda le differenze tra il prezzo offerto nelle PRO e PAO e il PUN, dalla simulazione sui dati del 2012 emerge che tali differenze sono mediamente pari, rispettivamente, a 4,3 €/MWh per le PAO e 12,38 €/MWh per le PRO. Le differenze massime sono invece state pari a 220,96 €/MWh per le PAO (vale a dire che sarebbe stata accettata un'offerta di acquisto sulla base del prezzo zonale, avente un prezzo

¹ Esclusa la 25ª ora del 28 ottobre 2012.

offerto di 220,96 €/MWh più basso rispetto al valore del PUN calcolato ex-post) e a 144,77 €/MWh per le PRO (vale a dire che sarebbe stata rifiutata un'offerta di acquisto sulla base del prezzo zonale, avente un prezzo offerto di 144,77 €/MWh più alto rispetto al valore del PUN calcolato ex-post).

Nelle tabelle che seguono sono riportati i dati delle simulazioni effettuate sui dati del 2012 calcolando il PUN ex-post.

Perdita Welfare PAO €	TOT	MAX	MEDIO	MIN
SICI	20.791	341,89	51,98	0,13
SUD	40.085	1.308,55	108,63	0,28
NORD	190.231	6.399,01	87,74	0,02
CSUD	31.153	757,98	55,63	0,01
CNOR	30.565	710,32	34,89	0,01
SARD	15.464	503,69	22,38	0,01
TOT PAO	328.289,41	6.399,01	64,83	0,01

Perdita Welfare PRO €	TOT	MAX	MEDIO	MIN
SICI	304.933	1.579,68	104,64	0,01
SUD	75	73,47	37,58	1,69
NORD	59.055	1.289,63	93,89	0,02
CSUD	1.089	229,34	34,03	0,31
CNOR	7.330	543,95	34,91	0,02
SARD	99.746	2.107,03	122,69	0,01
TOT PRO	472.229,05	2.107,03	102,66	0,01
TOT PAO + PRO	800.518,46	6.399,01	82,84	0,01

Zona	# BID@PUN	# BID@PUN non PTO	PAO	PRO	TOT PR	TOT PR/non PTO
SICI	534.607	17.425	400	2.914	3.314	19%
SUD	587.546	9.575	369	2	371	4%
NORD	1.076.757	65.242	2.168	629	2.797	4%
CSUD	670.427	27.613	560	32	592	2%
CNOR	719.889	39.342	876	210	1.086	3%
SARD	558.363	30.786	691	813	1.504	5%
TOT	4.147.589,00	189.983,00	5.064,00	4.600,00	9.664,00	5,09%

PAO unitario (€/MWh)	MAX	MEDIO	MIN
SICI	37,60	7,16	0,01
SUD	37,60	6,92	0,01
NORD	220,96	3,24	0,00
CSUD	26,90	4,89	0,00
CNOR	123,88	3,11	0,00
SARD	55,97	3,58	0,00
TOT	220,96	4,03	0,001

PRO unitario (€/MWh)	MAX	MEDIO	MIN
SICI	103,04	13,46	0,00
SUD	2,45	1,26	0,07
NORD	20,36	3,05	0,00
CSUD	26,67	3,85	0,07
CNOR	13,86	2,70	0,02
SARD	144,77	18,57	0,00
TOT	144,77	12,38	0,001





SEZIONE

B

I MERCATI

B.	I MERCATI	12
1.	CONTESTO NORMATIVO	12
	1.1. Il Regolamento REMIT	12
	1.2. La strategia energetica nazionale (SEN)	15
	1.3. La separazione proprietaria dell'attività di trasporto del gas naturale	16
	1.4. La procedura di capacity release indetta da ENI	17
	1.5. Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 "Scorte petrolifere"	17
2.	I MERCATI ELETTRICI	20
	2.1. Il Mercato elettrico a Pronti (MPE)	20
	2.2. Il Mercato elettrico a termine (MTE)	20
	2.3. La Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)	21
3.	I MERCATI DEL GAS	23
	3.1. Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas)	23
	3.2. Mercato del gas (M-GAS)	23
	3.3. Piattaforma di Bilanciamento (PB-GAS)	25
4.	I MERCATI AMBIENTALI	27
	4.1. Mercato dei Certificati Verdi (CV)	27
	4.2. Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	27
	4.3. Mercato delle Certificazioni di Origine per Impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile (COFER)	29



I MERCATI

1. CONTESTO NORMATIVO

Il quadro regolatorio del settore energetico è stato principalmente caratterizzato, nel corso degli ultimi anni, da alcuni provvedimenti di ampio respiro che hanno portato all'introduzione di strumenti di trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché alla previsione di misure di intervento volte a promuovere la competitività dei mercati stessi e, più in generale, lo sviluppo dell'intero settore energetico.

Con riferimento alla prima direttrice di produzione normativa si segnala il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (nel seguito: REMIT).

Per quanto concerne invece il secondo ambito d'intervento, relativo alla promozione della competitività dei mercati stessi e allo sviluppo del settore energetico, si segnala il documento programmatico relativo alla Strategia Energetica Nazionale, proposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, in cui gli obiettivi di sviluppo e le azioni concrete da intraprendere nella prospettiva temporale al 2020 in ciascun ambito di intervento, prefigurano un riordino complessivo del sistema energetico incentrato sull'incremento dell'efficienza energetica, sullo sviluppo sostenibile dell'energia da fonte rinnovabile, sull'integrazione a livello europeo del mercato elettrico e del gas naturale, sullo sviluppo della dotazione infrastrutturale del Paese nonché sul rilancio della produzione nazionale di idrocarburi. Con specifico riferimento al settore del gas naturale, l'adozione del modello di separazione proprietaria da parte di Snam S.p.A., nonché le procedure competitive per l'assegnazione di capacità di trasporto sui gasdotti internazionali TAG e TENP/Transitgas indette da ENI, in ottemperanza degli impegni assunti ai sensi dell'art. 14-ter della legge n. 287 del 10 ottobre 1990 recante *"Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"* si qualificano quali interventi volti a conseguire un miglioramento del livello di competitività e, soprattutto, di contendibilità della capacità di trasporto anche in una prospettiva di più breve termine. Al riguardo, si rileva che le suddette iniziative s'innestano in un quadro normativo a livello europeo in cui, con l'adozione del terzo pacchetto di direttive e dei relativi Regolamenti n. 714/2009 e n. 715/2009, sono stati ulteriormente potenziati sia i principi di terzietà delle reti di trasporto mediante l'adozione del sistema di separazione proprietaria quale modello preferibile di gestione, che quelli relativi all'assegnazione della capacità di trasporto sui gasdotti, in base ai quali la capacità conferita ed eventualmente non utilizzata dagli utenti titolari di capacità deve essere offerta a mercato da parte dei gestori di rete su base day-ahead anche come capacità interrompibile.

È significativa, inoltre, la Direttiva 2009/119/CE del 14 settembre 2009 di revisione del sistema di scorte delle risorse petrolifere che prevede il rafforzamento del livello di sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio e di prodotti petroliferi mediante l'introduzione di meccanismi affidabili e trasparenti a livello comunitario.

Tale Direttiva è stata recepita nell'ambito dell'ordinamento nazionale dal d.lgs. 249 del 31 dicembre 2012 - avente ad oggetto le modifiche alla legislazione nazionale in materia di scorte petrolifere - che ha esteso l'ambito di azione del GME anche all'attività di gestione e organizzazione della piattaforma di mercato della logistica petrolifera degli oli minerali, nonché del mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi.

1.1 Il regolamento REMIT

La crisi finanziaria del 2008, l'incremento della volatilità e la crescita dei prezzi delle *commodity*, insieme all'esigenza di una supervisione unitaria del complesso mercato unico europeo, hanno condotto la Commissione europea, anche sotto la spinta delle risoluzioni del G20 di Pittsburgh del 2009, a proporre misure di ampliamento della legislazione vigente in tema di integrità e vigilanza dei mercati, attraverso l'emanazione di strumenti di armonizzazione volti a migliorare l'integrità, l'efficienza, l'affidabilità e la trasparenza dei mercati, sia fisici che

dei derivati e a rafforzare la tutela degli investitori.

Diverse sono le proposte legislative, tutte inevitabilmente collegate l'una all'altra, che mirano a rafforzare la vigilanza sugli scambi di prodotti, fisici e finanziari, effettuati su tutte le tipologie di *trading venues* (mercati all'ingrosso organizzati, regolati, MTFs, OTFs o altro) o semplicemente OTC, per evitare che pratiche illecite compromettano la corretta formazione dei prezzi.

Sebbene nelle versioni provvisorie delle diverse proposte vi siano ancora sovrapposizioni tra i vari ambiti di competenza, è chiaramente riconoscibile lo sforzo inteso al rafforzamento delle funzioni dei regolatori nazionali e delle due nuove agenzie europee di regolazione, l'ACER e l'ESMA¹, destinate, in modalità coordinata, ad assumere un ruolo sempre più centrale nella supervisione e nel monitoraggio dei mercati. Del resto, la creazione delle due nuove autorità ed il rafforzamento dei poteri alle stesse attribuiti è conseguenza naturale della progressiva creazione del mercato unico europeo, laddove i poteri dei singoli regolatori nazionali possono risultare non pienamente efficaci di fronte a operatori e transazioni transnazionali. L'approccio centralistico adottato in sede comunitaria si declina anche nell'adozione di Regolamenti che, per intrinseca natura giuridica, sono direttamente applicabili negli Stati membri.

Con particolare riferimento alle previsioni dettate dal legislatore comunitario relativamente ai mercati energetici all'ingrosso, degno di nota è il Regolamento REMIT sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso, entrato in vigore il 28 dicembre 2011.

Il nuovo regime di trasparenza e integrità previsto dalla Commissione con il predetto Regolamento si basa su quattro tipologie di misure.

La prima contempla la definizione ed il conseguente divieto di pratiche di *insider trading* e *market manipulation*, definite tenendo conto del funzionamento specifico dei mercati dell'energia e dell'interazione tra i mercati delle materie prime e quelli dei derivati, e affida alla Commissione² la facoltà di aggiornare tecnicamente la portata di tali definizioni.

La seconda tipologia contiene la previsione di obblighi di pubblicità e trasparenza in capo agli operatori, che in tal modo sono obbligati, fin dall'entrata in vigore, a rendere note in modo efficace e in tempo utile tutte le informazioni privilegiate di cui dispongono in relazione alle imprese o agli stabilimenti che possiedono.

La terza tipologia di misure istituisce l'attività di monitoraggio da parte dell'ACER, in collaborazione con i regolatori nazionali, sulle attività di negoziazione di prodotti energetici all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, per la prevenzione di transazioni basate su informazioni privilegiate e sulla manipolazione del mercato. L'Agenzia è incaricata della raccolta delle informazioni necessarie a tale monitoraggio secondo le modalità stabilite dalla Commissione mediante gli atti di esecuzione, la cui adozione è prevista nel secondo semestre 2013 a seguito di un processo di *comitology*.

Infine, un quarto tipo di misure determina il regime di attuazione dei divieti mediante l'assegnazione di poteri di indagine e sanzionatori alle autorità nazionali di regolazione, che operano in maniera coordinata e coerente tra loro e con l'Agenzia, applicando le definizioni del regolamento secondo le indicazioni non vincolanti dell'Agenzia stessa, in virtù dell'art. 16.

Il nuovo regime europeo di *transparency*, investe diversi tipi di dati/informazioni:

1. Trasparenza dei "*Fundamental data*", altresì chiamata *pre-trade transparency*, poiché l'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate si estende anche a quelle riguardanti la capacità, l'uso e l'indisponibilità pianificata o non pianificata degli impianti di produzione, stoccaggio, consumo o trasporto di energia elettrica o gas naturale nonché degli impianti di GNL, oltre alle informazioni da rendere disponibili secondo i regolamenti 714/2009 (art. 15) e 715/2009 (art. 18, 19).
2. Trasparenza degli scambi, altresì chiamata *post-trade transparency*: accesso da parte dell'Agenzia ai registri delle operazioni sui mercati dell'energia all'ingrosso di ciascun operatore, compresi gli ordini di

¹ In materia si veda "Risoluzione legislativa del Parlamento europeo del 29 marzo 2012 sulla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio OTC, sugli strumenti derivati, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (COM (2010) 0484 – C7- 0265/2010 – 2010/0250(COD)).

² Art. 6.

compravendita, che dovranno contenere l'identificazione dei prodotti energetici acquistati e venduti, il prezzo e la quantità convenuti, le date e i tempi di esecuzione, le parti in causa e i beneficiari dell'operazione, oltre ad ogni altra informazione pertinente.

3. Disponibilità di serie storiche, o obbligo di *record keeping*, poiché, già in applicazione del terzo pacchetto energia, gli operatori fornitori (art. 40 dir. 72/2009 e art. 44 dir. 73/2009) sono tenuti a conservare, per 5 anni, i dati pertinenti relativi a tutte le transazioni riguardanti contratti di fornitura di energia elettrica o gas, o riguardanti strumenti derivati, così come i gestori di rete (art. 15.6 Reg. 714/2009 art. 20 Reg. 715/2009). In più, gli atti di esecuzione della Commissione potrebbero consentire ai mercati organizzati, nonché ai sistemi di riscontro o di segnalazione delle operazioni, di fornire all'Agenzia il riepilogo storico delle operazioni effettuate in prodotti energetici all'ingrosso.
4. Registro europeo degli operatori di mercato, predisposto sulla base delle informazioni fornite all'ACER dalle autorità nazionali, contenente le informazioni necessarie all'identificazione univoca degli operatori, l'accesso al quale sarà garantito a tutte le autorità nazionali interessate.

In questo quadro si delinea una particolare attenzione del Regolamento REMIT per il ruolo che potrebbero assumere i mercati organizzati, i quali, oltre a poter agire come fornitori di servizi per gli operatori ai fini degli adempimenti sia degli obblighi di transparency che di reporting, sono assoggettati, sin dall'entrata in vigore del Regolamento, agli specifici obblighi sanciti dall'art. 15: l'istituzione e il mantenimento di procedure e provvedimenti efficaci per l'individuazione delle violazioni dei divieti di *insider trading e market manipulation* e la segnalazione all'autorità nazionale competente in caso di sospetto di violazione degli stessi divieti.

Si consideri inoltre che ad oggi, in ambito nazionale, esistono già molteplici obblighi informativi in capo agli operatori del settore elettrico e del gas e poteri di monitoraggio delle autorità competenti (AEEG, Ministero dello Sviluppo Economico, Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici), sia con riferimento ad attività specifiche rientranti *latu sensu* nel *trading di commodity* (si pensi agli obblighi informativi che incombono sugli importatori di gas verso il Ministero dello Sviluppo Economico, la comunicazione delle proprie quote di mercato nel settore gas, gli obblighi gravanti sui produttori e importatori di energia elettrica ai fini dell'adempimento dell'obbligo di immissione di energia rinnovabile in rete ecc), sia in relazione alle transazioni sui mercati delle *commodity*. A tal riguardo, tra gli altri, rilevano nel settore gas gli obblighi di trasmissione all'AEEG dei dati inerenti i contratti scambiati al PSV (Punto di Scambio virtuale) al fine di consentire all'AEEG il monitoraggio su detto mercato e, relativamente al settore elettrico, il sistema di monitoraggio previsto dal TIMM (Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento) effettuato da parte dell'AEEG attraverso l'imposizione in capo agli operatori di obblighi informativi inerenti i contratti a termine e il mercato per i servizi di dispacciamento e attraverso le attività di supporto svolte da Terna, dal GME e dal GSE.

Sarà, quindi, senz'altro necessario raccordare la normativa di fonte comunitaria e quella nazionale, anche in considerazione della parziale sovrapposizione dell'ambito applicativo e delle finalità del Regolamento REMIT, da un lato, e della normativa nazionale richiamata, dall'altro.

Lo stesso dicasi con riferimento al Registro europeo degli operatori di mercato sopra richiamato; l'AEEG già raccoglie le informazioni degli operatori con obbligo di registrazione all'Elenco Esercenti. Si dovrà, pertanto, assicurare che le informazioni richieste in ambito nazionale risultino coerenti e siano sufficienti anche a soddisfare quanto previsto dal Regolamento REMIT. In base a quanto previsto dall'art. 9 del Regolamento REMIT, le Autorità di regolazione nazionali dovranno trasmettere all'ACER le informazioni relative agli operatori di mercato contenute nei registri di ciascuno Stato Membro, ai fini del popolamento del predetto Registro europeo, secondo il modello di rilevazione individuato dall'ACER, in cooperazione con le medesime Autorità nazionali.

A tal proposito, si segnala che con la Decisione n. 01/2012 del 26 giugno 2012, l'ACER ha definito il contenuto informativo di dettaglio di tale modello nonché il formato elettronico da adottare per l'invio dei dati. L'ACER ha inoltre disposto che gli operatori di mercato procedano a comunicare le informazioni ad essi pertinenti entro 3

mesi dalla prima pubblicazione della lista degli operatori inclusi nel Registro Europeo.

Inoltre, ACER ha dato seguito alle disposizioni previste dall'art. 16 del Regolamento REMIT in materia di coordinamento dell'attività di sorveglianza delle Autorità di regolazione nazionali mediante la pubblicazione, nel dicembre 2011, della prima versione delle Linee Guida - documento di natura prettamente operativa e non vincolante - la cui principale finalità è quella di fornire un'interpretazione uniforme e quanto più esaustiva possibile delle definizioni indicate all'art. 2 del Regolamento medesimo. Successivamente, nel settembre del 2012, ACER ha pubblicato una seconda versione aggiornata di tali Linee Guida in cui, fermo restando quanto espresso nella prima versione in materia di informazioni privilegiate, sono state trattate in dettaglio le fattispecie riconducibili alle manipolazioni di mercato e ai prodotti energetici all'ingrosso. In ragione del rapporto dialettico instauratosi tra l'Agenzia ed i Regolatori nazionali in merito all'applicazione della REMIT, l'ACER già prevede nel corso del 2013 un'ulteriore aggiornamento delle Linee Guida al fine di tener conto dell'esperienza maturata a livello europeo in tale ambito.

Al fine di perseguire l'obiettivo di uniformità implementativa, nel terzo trimestre del 2012, l'ACER ha formulato e presentato alla Commissione Europea, in base a quanto previsto all'art. 8 del Regolamento REMIT, alcune raccomandazioni inerenti i dati relativi alle transazioni, suggerendo di includere anche gli ordini di compravendita oggetto dell'attività di monitoraggio dei mercati. Il documento finale contenente le raccomandazioni dell'ACER, pubblicato nell'ottobre del 2012, è stato redatto tenendo in considerazione le osservazioni espresse in esito al processo consultivo conclusosi nell'estate del 2012.

Nel corso del 2012, il GME, nelle more dell'adeguamento e del completamento del quadro regolatorio a seguito dell'entrata in vigore del Regolamento REMIT, ha pubblicato un documento di consultazione avente ad oggetto "Possibili contributi del GME agli adempimenti previsti dagli articoli 4 ed 8 del Regolamento (UE) n. 1227/2011", con il quale sono state presentate ai soggetti interessati talune proposte volte a semplificare le modalità di adempimento degli obblighi di raccolta, pubblicazione e comunicazione dei dati e delle informazioni prescritti nel Regolamento stesso.

1.2 La Strategia Energetica Nazionale (SEN)

La Strategia energetica nazionale quale strumento di programmazione ed indirizzo della politica energetica nazionale è stata introdotta per la prima volta nell'ordinamento nazionale dall'art. 7 del decreto-legge n. 112 del 2008, convertito dalla legge n. 133 del 2008, con il quale - nell'attribuire al Governo il compito di definire le priorità di breve e lungo termine per conseguire, attraverso meccanismi di mercato, gli obiettivi della diversificazione delle fonti di energia e delle aree di approvvigionamento, del potenziamento della dotazione infrastrutturale del Paese, della promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica - è stato rilanciato il ruolo cardine dell'energia nucleare tra le fonti energetiche promuovendo la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da tale fonte. Successivamente, a seguito del disastro nucleare di Fukushima da cui è scaturito un forte ridimensionamento del peso attribuito alla fonte nucleare nell'attività di produzione di energia elettrica a livello europeo, è stata introdotta una nuova formulazione di tale istituto dalla legge 75/2011 - con cui è stato convertito il decreto legge 34/2011 abrogativo di tutte le disposizioni normative adottate nel periodo 2008-2010 in materia di rilancio dell'energia nucleare - che non contempla più tra le priorità d'intervento la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte nucleare. Tuttavia, anche tale dettato normativo relativo alla SEN è stato successivamente abrogato con il referendum abrogativo del giugno 2011 e con conseguenza accidentale peraltro di tutte le disposizioni normative riferite alla SEN contenute nel d.lgs. 93/11³, mediante il quale era stato recepito nell'ordinamento italiano il Terzo pacchetto di

3 In particolare l'art. 1 del d.lgs. 93/11 prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico adotti in coerenza con gli obiettivi della strategia energetica nazionale gli scenari decennali di sviluppo del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale nonché le necessità di sviluppo infrastrutturale relativi ad entrambi i settori. In aggiunta l'art. 3 del medesimo d.lgs. dispone che il Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico e della Conferenza Unificata, definisca con apposito decreto al fine di promuovere lo sviluppo infrastrutturale del Paese le necessità minime di ampliamento e potenziamento delle infrastrutture energetiche coerenti con la strategia energetica nazionale.

Direttive europee in materia di norme comuni per il mercato dell'energia elettrica e del gas naturale.

Per quanto ad oggi la strategia energetica nazionale sia rimasta priva di una esplicita normazione ordinamentale, situazione questa peraltro evidenziata dall'AEEG nella segnalazione 416/2012/I/com laddove si suggerisce di colmare tale vuoto esercitando la delega prevista all'art.1, comma 5 della legge Comunitaria 2009⁴, il Ministro dello Sviluppo Economico ha redatto nel corso del 2012 il documento *"Strategia Energetica nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile"*, sottoponendolo ad un processo di consultazione pubblica che si è formalmente concluso nel novembre 2012. Attesi gli esiti del processo di pubblica consultazione con le parti interessate nonché del percorso di condivisione istituzionale, il documento finale sulla Strategia energetica nazionale è stato approvato con il decreto interministeriale dell'8 marzo 2013 predisposto congiuntamente dal Ministro dello Sviluppo economico e dal Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare.

In ragione delle difficoltà che caratterizzano il contesto macroeconomico internazionale ed europeo in particolare, la strategia energetica nazionale si pone l'obiettivo di rilanciare la crescita sostenibile del Paese attribuendo al settore energetico un ruolo cardine al fine di migliorare la competitività del sistema economico nazionale, nel pieno rispetto dei vincoli di sostenibilità ambientale definiti a livello europeo.

1.3 La separazione proprietaria dell'attività di trasporto del gas naturale

La direttiva 2009/73/CE ha introdotto disposizioni più stringenti in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale dalle altre attività della filiera anche gestite in regime di libero mercato, rispetto a quelle previste dalla precedente direttiva 2003/55/CE relative ai regimi di separazione giuridica e funzionale. Sebbene l'orientamento comunitario in materia di *unbundling* riconosca al modello di separazione proprietaria un ruolo preminente nel garantire l'indipendenza dell'impresa proprietaria del sistema di trasporto da tutte le altre attività gestite in concorrenza, la suddetta direttiva enuclea ulteriori modelli di separazione in grado di garantire in modo più o meno incisivo, i benefici propri della separazione proprietaria, accordando, in tale ottica, a ciascun Stato Membro un margine di discrezionalità nella scelta del modello più adeguato al contesto nazionale. In sintesi, i regimi di separazione previsti dalla direttiva 2009/73/CE si classificano in:

- Separazione proprietaria (OU)
- Gestore indipendente di trasporto (ITO)
- Gestore indipendente di sistema (ISO)

In linea con gli orientamenti comunitari, il decreto legislativo n. 93 del 2011, mediante il quale è stato recepito il III pacchetto di direttive europee, ha definito le modalità operative proprie di ciascun regime di separazione e ha stabilito l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di conformarsi, entro la data del 3 marzo 2012, alle disposizioni relative al modello dell'ITO. Fermo restando il principio d'irreversibilità della separazione proprietaria, che si applica sia qualora l'impresa verticalmente integrata proprietaria del sistema di trasporto abbia già scelto la separazione proprietaria, sia nel caso in cui quest'ultima, alla data del 3 settembre 2009, risulti già essere in una condizione riconducibile al suddetto modello, è fatta salva la possibilità per l'impresa maggiore di trasporto di poter, in ogni momento, effettuare il passaggio dal modello di separazione di rango inferiore alla separazione proprietaria, di rango superiore.

Successivamente, al fine di garantire la piena terzietà dei servizi regolati di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione del gas naturale, il D.L. n.1 del 24 marzo 2012, convertito con la legge n. 27 del 24 marzo 2012, ha sancito l'adozione obbligatoria da parte di SNAM S.p.A. del modello di separazione proprietaria secondo quanto disposto dal d.lgs. 93/11, prevedendo che i termini e le modalità della separazione siano definiti in un apposito decreto adottato dal Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro dello Sviluppo

⁴ L'art. 1, comma 5 della Legge n. 96 del 4 giugno 2009 (Legge Comunitaria 2009) recante disposizioni in materia di delega al Governo per l'attuazione delle direttive comunitarie, consente infatti al Governo di adottare entro 24 mesi dall'entrata in vigore dei decreti legislativi di attuazione delle direttive comunitarie, disposizioni integrative e correttive al d.lgs. 93/11.

economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e finanze e sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas da emanare entro il 31 maggio 2012. Segnatamente, il suddetto DPCM, adottato in data 25 maggio 2012, ha stabilito che ENI, compatibilmente con le condizioni di mercato e, comunque, non oltre 18 mesi dall'entrata in vigore del decreto, riduca la propria partecipazione azionaria in SNAM al fine di perderne il controllo e proceda al trasferimento nei confronti di Cassa Depositi e Prestiti di una quota azionaria non inferiore al 25,1%.

1.4 La procedura di *capacity release* indetta da ENI

Nel corso del 2012 si è concluso il procedimento istruttorio intrapreso dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (nel seguito: AGCM) nei confronti di ENI S.p.A. (nel seguito: ENI) avente ad oggetto l'ipotesi di presunto abuso di posizione dominante⁵ per la mancata indizione, da parte della suddetta società, delle aste di capacità di trasporto internazionale sui gasdotti TAG e TENP/Transitgas per l'estate 2011 e per l'anno termico 2011-2012, pur in presenza di capacità inutilizzata su entrambi i gasdotti e di soggetti interessati ad accedere a tale capacità⁶. In esito a tale procedimento, l'AGCM ha ritenuto di accogliere gli impegni che ENI si è proposta di assumere ai sensi dell'art. 14-ter della legge n. 287/90 e di concludere l'istruttoria senza accertare l'infrazione. L'accettazione formale e vincolante dell'AGCM di tali impegni è stata preceduta da una fase di consultazione pubblica e da una procedura di *market test* in cui sono state rivolte puntuali richieste d'informazione a 43 *stakeholders* tra imprese termoelettriche, *shipper* e clienti industriali nonché associazioni di categoria al fine di valutare compiutamente l'adeguatezza degli impegni proposti rispetto alle eccezioni di natura concorrenziale sollevate dall'AGCM. A seguito della procedura di *market test* ENI ha apportato alcune modifiche sostanziali alla prima versione degli impegni trasmessa all'AGCM in data 4 giugno 2012, per tener conto dei rilievi espressi dagli operatori. In dettaglio, gli impegni vincolanti assunti da ENI e approvati dall'AGCM, con il provvedimento del 6 settembre 2012, prevedono la cessione, mediante apposite procedure competitive annuali e stagionali, di 5 miliardi di capacità di trasporto su base annuale a partire dal prossimo anno termico 2012-2013 e per ciascuno dei 5 successivi anni termici, secondo i seguenti criteri:

- un ammontare di capacità di trasporto pari a 4 miliardi di mc/anno sarà resa disponibile nella misura del 40% sul gasdotto TAG e del 60% sul gasdotto TENP/Transitgas secondo la modalità del *sub-letting* che consiste nell'effettiva cessione della capacità di trasporto al soggetto assegnatario;
- un ammontare di capacità di trasporto pari a 1 miliardo di mc/anno sarà resa disponibile per il servizio di trasporto virtuale di swap logistico che prevede l'impegno di ENI a ritirare dagli utenti i volumi gas per i quali gli utenti medesimi sono risultati aggiudicatari del servizio sui principali hub europei e riconsegnare tali volumi al PSV. Eventuali capacità non allocate con lo swap logistico verranno offerte in modalità *sub-letting*.

1.5 Il Decreto Legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 "Scorte petrolifere"

Al fine di recepire la direttiva 2009/119/CE del Consiglio U.E. del 14 settembre 2009 recante l'*obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi*, il Governo è stato investito, con apposita legge delega, del compito di adottare un decreto legislativo con il quale apportare modifiche alla normativa nazionale vigente in materia di scorte petrolifere di sicurezza, atteso l'obiettivo del Legislatore comunitario di rafforzare le legislazioni nazionali e di armonizzarle alle disposizioni adottate in tale

⁵ Trattasi nello specifico di presunta violazione dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) per possibili restrizioni della concorrenza.

⁶ In base a quanto si evince dalla delibera del 6 marzo 2012 mediante la quale è stata avviata l'istruttoria, le preoccupazioni concorrenziali dell'AGCM derivavano dalla constatazione che la mancata indizione delle aste di capacità secondaria avessero potuto ostacolare forme di approvvigionamento indipendente di gas da parte dei clienti finali di grandi dimensioni, impendendo a quest'ultimi di beneficiare della riduzione del differenziale tra i prezzi italiani e prezzi registrati sui principali *hub* europei.

ambito dall'Agenzia Internazionale dell'Energia⁷.

Segnatamente, nella predisposizione del decreto legislativo di attuazione della direttiva 2009/119/CE, il Governo è stato chiamato a conformarsi ai seguenti principi e criteri direttivi:

- a. prevedere una metodologia di calcolo relativa alla determinazione delle scorte petrolifere che soddisfi contemporaneamente il sistema comunitario e quello vigente nell'ambito dell'Agenzia internazionale per l'energia;
- b. mantenere un livello elevato di sicurezza nell'approvvigionamento di petrolio;
- c. prevedere l'istituzione di un Organismo centrale di stoccaggio che si faccia carico della detenzione e del trasporto delle scorte petrolifere assicurando un servizio funzionale allo sviluppo della concorrenza nell'offerta di capacità di stoccaggio;
- d. garantire la piena disponibilità delle scorte nelle situazioni di difficoltà di approvvigionamento di petrolio greggio o di prodotti petroliferi.

Tali criteri di recepimento hanno trovato attuazione nell'ambito del decreto legislativo 31 dicembre 2012, n. 249, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 22 del 26 gennaio 2013 che prevede:

- l'obbligo per i soggetti che in ciascun anno abbiano immesso in consumo prodotti petroliferi oltre la soglia delle 50 mila tonnellate di concorrere⁸ al conseguimento nell'anno successivo dell'obiettivo nazionale - determinato dal Ministero dello Sviluppo Economico - di assicurare scorte di prodotti petroliferi⁹, equivalenti al quantitativo maggiore tra quelli corrispondenti a 90 giorni di importazioni nette giornaliere medie o a 61 giorni di consumo interno giornaliero medio;
- l'istituzione dell'Organismo centrale di stoccaggio italiano (OCSIT), le cui funzioni, affidate alla società Acquirente Unico S.p.A., consistono nell'acquisizione, detenzione, gestione, trasporto e vendita delle scorte petrolifere detenute in territorio italiano. Tale Organismo, investito del compito della salvaguardia dell'approvvigionamento petrolifero, è preposto a facilitare l'adempimento dell'obbligo di costituzione delle scorte soprattutto da parte delle società di piccole dimensioni non dotate di sufficienti capacità di stoccaggio, le quali possono delegare, in tutto o in parte, all'OCSIT l'adempimento dell'obbligo di detenzione della propria quota di scorte¹⁰. Si prevede altresì che l'OCSIT possa procedere allo sviluppo e realizzazione di nuovi siti di stoccaggio di scorte petrolifere, nonché di interventi di potenziamento e rifacimento di quelli esistenti che gli sono stati affidati in comodato gratuito o in locazione. In base agli indirizzi operativi che saranno individuati con apposito decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, l'OCSIT nell'espletamento delle proprie funzioni dovrà operare secondo criteri di mercato avvalendosi della piattaforma logistica preposta allo scambio di capacità di stoccaggio di prodotti petroliferi.

Al fine di promuovere il livello di concorrenza nel settore petrolifero, ad oggi caratterizzato prevalentemente da operatori verticalmente integrati, ed ampliare le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi, soprattutto a vantaggio di operatori di piccole dimensioni, il d.lgs. 249/12 prevede lo sviluppo di appositi mercati - i cui costi sono a carico dei soggetti che usufruiscono dei servizi offerti - la cui gestione è affidata al GME, il quale nell'espletare le funzioni di organizzazione e gestione di tali mercati, potrà assumere nell'ambito degli stessi il ruolo di controparte centrale delle transazioni:

⁷ L'AIE raggruppa i 28 paesi industrializzati dell'OCSE che hanno ratificato l'International Energy Program del 1974, che prevede l'obbligo di detenere 90 giorni di importazioni nette di prodotti petroliferi sotto forma di scorta ed un programma di riduzione della domanda petrolifera globale. L'Agenzia Internazionale dell'Energia svolge attività di formazione, informazione, monitoraggio e controllo sugli obblighi di scorta.

⁸ L'obbligo viene assolto dai soggetti obbligati in base al rispettivo immesso in consumo di prodotti petroliferi dell'anno precedente.

⁹ Le scorte obbligatorie si classificano in scorte di sicurezza e specifiche: le prime di proprietà dei soggetti obbligati le seconde di proprietà dello Stato di appartenenza. È fatta salva la possibilità per i soggetti obbligati di detenere scorte di sicurezza presso l'Organismo centrale di stoccaggio di un altro Stato Membro, previa autorizzazione ministeriale, ad eccezione delle scorte specifiche che, risultando di proprietà dello Stato italiano, devono essere gestite e detenute dall'OCSIT nel territorio nazionale.

¹⁰ Nel rispetto dei limiti e delle condizioni imposti dalla direttiva e recepiti dal d.lgs., si prevede altresì che l'OCSIT possa delegare, per un periodo di tempo specifico, a un altro Stato membro sul territorio del quale si trovano tali scorte, all'OCS istituito da tale Stato membro oppure a operatori economici i propri compiti di gestione delle scorte petrolifere.

- la piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali finalizzata a facilitare la negoziazione di capacità logistiche di breve, medio e lungo termine dovrà essere gestita dal GME, che assume in tale ambito le relative funzioni dell'OCSIT, di cui alla legge 4 giugno 2010, n. 96, articolo 17, comma 5, lett. e), secondo principi di neutralità, trasparenza e concorrenza. I criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali della piattaforma saranno determinati con apposito decreto del Ministro dello Sviluppo economico da adottarsi entro 180 giorni dall'entrata in vigore del d.lgs. 249/12. Entro il medesimo termine, ai fini dell'avvio operativo di tale piattaforma, è disposto l'obbligo in capo ai soggetti che a qualunque titolo detengono capacità di stoccaggio di oli minerali sul territorio nazionale in depositi di capacità superiore a 3.000 mc, di comunicare al GME i dati relativi alle proprie capacità. Con successivo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico sarà approvata la disciplina di funzionamento di tale piattaforma, proposta dal GME, e saranno definite le modalità operative a cui i titolari dei depositi di stoccaggio di oli minerali e degli impianti di lavorazione dovranno attenersi nell'assolvere al proprio obbligo di comunicazione nei confronti del GME circa i dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito utilizzata per uso proprio, disponibile per uso di terzi e impegnata in base a contratti sottoscritti. A completamento di un periodo transitorio di sperimentazione, sempre su proposta del GME, il Ministero dello Sviluppo Economico con apposito decreto definirà la data di avvio della piattaforma di mercato.
- la piattaforma di mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi finalizzata a favorire la negoziazione di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione anche in coordinamento con la suddetta piattaforma logistica, che dovrà essere gestita dal GME. I criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali della piattaforma saranno determinati con apposito decreto del Ministero dello Sviluppo economico da adottarsi entro 180 giorni dall'entrata in vigore del D.lgs. 249/12. Con successivo decreto, il Ministro dello Sviluppo Economico approverà, sentito il Ministero dell'economia e finanze e l'Agenzia delle Dogane, la disciplina di tale mercato proposta dal GME. L'avvio operativo della piattaforma avrà luogo a conclusione di un congruo periodo di sperimentazione determinato dal GME d'intesa con il Ministero dello Sviluppo economico. Trascorsi due anni dall'entrata in vigore del mercato, su proposta del GME, sarà approvata la disciplina del mercato a termine dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione.

2. I MERCATI ELETTRICI

Il mercato elettrico in Italia trova la propria matrice normativa nel decreto legislativo del 16 marzo 1999, n. 79 di *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, nonché nei successivi provvedimenti attuativi, tra i quali, principalmente rilevano il Decreto ministeriale del 19 dicembre 2003, come successivamente modificato ed integrato, recante approvazione del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del predetto D.lgs. 79/99 e la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 13 giugno 2006, n. 111/06 e s.s. m.m. i.i., avente per oggetto le *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del d.lgs. 79/99*.

Nel regolamentare la funzione di esecuzione fisica dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica conclusi nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del d.lgs. 79/99 o al di fuori del medesimo sistema, la "disciplina del dispacciamento di merito economico" contenuta nella citata deliberazione AEEG n. 111/06 prevede che la compravendita di energia elettrica possa avvenire sul mercato organizzato e gestito dal GME di cui all'art. 5 del d.lgs. 79/99 (articolato in Mercato elettrico a Pronti - MPE e Mercato elettrico a termine - MTE) ovvero attraverso contratti bilaterali (*over the counter* - OTC), con successiva registrazione sulla Piattaforma dei conti energia a termine - PCE.

2.1 Mercato elettrico a Pronti (MPE)

In particolare il Mercato elettrico a Pronti (MPE) - avviato il 1 aprile 2004 in attuazione dell'articolo 5 del dlgs 79/99 e parzialmente ridefinito a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni introdotte dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 - prevede un'articolazione dello stesso in Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

- Mercato del Giorno Prima (MGP). Il Mercato del Giorno Prima, è il principale mercato gestito dal GME, nell'ambito del quale il GME agisce da controparte centrale e sul quale si scambiano contratti orari con obbligo di consegna fisica.
- Mercato infragiornaliero (MI). Il Mercato Infragiornaliero, nell'ambito del quale il GME agisce come controparte centrale, è organizzato in quattro sessioni: due nel giorno D-1 relative alle 24 ore del giorno D e due nel giorno D relative, rispettivamente, alle ultime 12 e 8 ore. Il MI ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito all'MGP per risolvere eventuali problemi di dispacciamento (nel caso di impianti di generazione termoelettrici) o, più in generale, di mutata disponibilità all'immissione/prelievo.
- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). Il Mercato del servizio di dispacciamento è il mercato gestito dal GME nell'ambito del quale Terna, che assume il ruolo di controparte centrale, si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento. Su tale mercato Terna risolve eventuali congestioni residue a valle di MGP e MI e si approvvigiona dei margini di riserva sulle unità di produzione al fine di garantirsi la possibilità di bilanciare il sistema in tempo reale.

2.2 Mercato elettrico a termine (MTE)

Il Mercato elettrico a termine (MTE) - avviato il 1 novembre 2008, a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008 e successivamente ridefinito (a partire dal 1 novembre 2009) in attuazione delle previsioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, è un mercato organizzato, nell'ambito del quale il GME agisce da

controparte centrale, ove gli operatori possono negoziare contratti standardizzati a termine sull'energia elettrica, aventi sia profilo *baseload* che *peakload*, con obbligo di consegna e ritiro. Al fine di salvaguardare le esigenze di sicurezza e stabilità del sistema elettrico, la previsione dell'obbligo di consegna fisica dell'energia negoziata a termine ha richiesto l'integrazione funzionale del MTE con la PCE, finalizzata a consentire la registrazione sulla PCE delle posizioni fisiche risultanti da contratti a termine conclusi; ciò compatibilmente con il periodo massimo di consegna previsto dalla deliberazione AEEG n. 111/06 per la registrazione degli scambi di energia elettrica sulla PCE (pari a 60 giorni).

Sul MTE è altresì attiva la funzionalità di *OTC clearing* che consente agli operatori di registrare - indicando la controparte, la quantità di energia ed il relativo prezzo di scambio - le transazioni a termine concluse bilateralmente. In tal modo, beneficiando dei vantaggi connessi al ruolo di controparte centrale svolto dal GME sul MTE gli operatori possono gestire, in maniera efficiente, il rischio di controparte insito in tali contratti.

La disciplina di funzionamento del MTE è contenuta nel Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico.

Nel corso del 2012, in considerazione del perdurare della particolare crisi finanziaria che ha continuato ad interessare il nostro Paese e delle relative ripercussioni sul sistema bancario, si sono rese necessarie modiche urgenti al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, al fine di salvaguardare il corretto funzionamento del mercato. In particolare, dopo la modifica effettuata già nel corso del 2011, il 26 gennaio 2012 è stato ulteriormente ridotto il livello minimo di rating richiesto alle banche fidejudenti con riferimento alle garanzie fideiussorie prestate dagli operatori per la partecipazione degli operatori al Mercato Elettrico. Inoltre, al fine di ridurre i costi di partecipazione al Mercato Elettrico, è stato modificato l'articolo 69 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, per consentire agli operatori, che vantano posizioni aperte sul Mercato elettrico a termine fisico (MTE), di anticipare la consegna di tali posizioni sulla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE). In questo modo, gli operatori possono beneficiare in anticipo della riduzione della loro esposizione finanziaria nei confronti del GME.

Con riferimento al MTE, al fine di consentire agli operatori di sfruttare al meglio le opportunità di trading, a partire dal mese di maggio 2012, sono stati integrati i sistemi di negoziazione del GME con il portale Trayport® Global Vision, permettendo così agli operatori di visualizzare, in un'unica schermata, le quotazioni del GME insieme a quelle delle principali borse energetiche e piattaforme OTC per la contrattazione a termine dell'energia.

2.3 Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)

La Piattaforma dei conti energia a termine - PCE, avviata dal 1 aprile 2007, è la piattaforma affidata al GME ai sensi dell'articolo 16, dell'Allegato A alla Delibera AEEG n. 111/06 e ss.mm.ii. nell'ambito della quale gli operatori effettuano la comunicazione dei quantitativi di energia elettrica - senza indicazione dei relativi prezzi di scambio - sottesi ai contratti a termine conclusi bilateralmente al di fuori, quindi, del MPE. Il funzionamento della piattaforma è basato su un "sistema per conti di energia" che consente di separare l'attività di registrazione delle transazioni commerciali da quella di registrazione dei relativi programmi di immissione/prelievo che gli operatori si impegnano ad eseguire. In tal modo, viene resa più efficiente la gestione dei portafogli energia nel medio-lungo periodo, in quanto gli operatori possono facilmente rinegoziare, se necessario, l'energia precedentemente acquistata/venduta.

Le regole di funzionamento della Piattaforma Conti Energia a termine sono contenute nel "Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine di cui all'articolo 17 dell'Allegato A alla delibera 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modifiche ed integrazioni", positivamente verificato dalla Direzione Mercati dell'AEEG con determinazione del 7 febbraio 2007 e successivamente modificato ed integrato.

Nell'ambito della PCE e delle norme che sottendono al servizio di dispacciamento - segnatamente con riferimento alle attività connesse alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto ai programmi di immissione/prelievo che gli utenti del dispacciamento si impegnano a rispettare nei confronti del gestore di rete - nel corso del 2012 si è assistito, da parte AEEG, ad un processo di revisione delle regole applicabili alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Tale intervento, resosi necessario per effetto delle politiche di incentivazione alla produzione da fonte rinnovabile e del conseguente rapido incremento della capacità di produzione rinnovabile complessivamente installata - incremento attribuibile per lo più alla realizzazione e connessione alle reti di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili - si è declinato, nel corso del 2012, a valle del completamento di un processo di consultazione con gli operatori (DCO AEEG 35/2012/R/EFR), al termine del quale l'Autorità ha attuato una modifica delle norme di riferimento contenute nell'Allegato A alla delibera 111/06 per la gestione degli sbilanciamenti effettivi in capo alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, nonché, ove necessario, di adeguamento delle ulteriori deliberazioni in essere per la gestione di tali unità produttive.

In sintesi, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, fino a tutto il 2012, il corrispettivo applicato sullo sbilanciamento effettivo risultava pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima (MGP) nel corrispondente periodo rilevante e nella zona di localizzazione del punto di dispacciamento di riferimento (prezzo zonale MGP). Tale schema determinava che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità risultasse diversa da quella programmata in ambito PCE, non venivano direttamente attribuiti a tali unità i costi eccedenti connessi alla gestione del dispacciamento. Tale approccio, trascurabile, per dimensione, in una prima fase di avvio del mercato elettrico, risultava oltremodo critico alla luce delle recenti evoluzioni e delle attuali stime di incremento di produzione da fonte rinnovabile non programmabile.

Segnatamente, ultimato il processo di consultazione ed in considerazione delle risposte pervenute dagli operatori, l'AEEG ha pubblicato, in data 5 luglio 2012, la delibera 281/2012/R/EFR, attuando una modifica dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 1/09, nonché dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 187/09.

Con tale provvedimento, il Regolatore ha disposto - dal 1 gennaio 2013 e per un periodo di 12 mesi - l'entrata in vigore di una disciplina transitoria nel corso della quale si applicano franchigie di tolleranza (pari al 20% per il primo semestre del 2013, e al 10% nel secondo semestre del medesimo anno) entro le quali gli sbilanciamenti effettivi, rispetto al programma vincolante modificato e corretto registrato sulla PCE dalle unità rinnovabili non programmabili, continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario di MGP. Con la medesima deliberazione, l'AEEG ha inoltre conferito al GSE piena autonomia nel presentare le offerte di vendita dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione per le quali agisce in qualità di utente del dispacciamento, affinché venga garantita allo stesso flessibilità nel definire e modificare i programmi di immissione fino alla prossimità del tempo reale (partecipando quindi al Mercato del Giorno Prima e al Mercato Infragiornaliero). Con ulteriori provvedimenti del Regolatore, saranno poi definite le condizioni da applicare per gli anni successivi al 2013, tenendo conto dell'evoluzione della regolazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Sulla base di un'analisi complessiva, appare evidente che l'ottimizzazione e l'incremento di efficienza nei processi di gestione del servizio di dispacciamento consente di accogliere, nel sistema paese, una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di sicurezza della rete e delle altre risorse economiche disponibili.

3. I MERCATI DEL GAS

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

3.1 Piattaforma di negoziazione gas naturale (P-Gas)

La P-GAS si articola in tre comparti:

- comparto Import, nell'ambito del quale sono gestite: i) le offerte in acquisto e in vendita relative alle quote di gas di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge n. 40/07 (quote import); ii) le offerte relative alle altre quote diverse da quelle di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge n.40/07. Le negoziazioni del comparto import si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto lotti con periodo di consegna mensile e annuale;
- comparto Aliquote, nell'ambito del quale sono gestite le offerte in acquisto e in vendita relative alle aliquote di gas dovute allo Stato di cui all'articolo 11, comma 1, della Legge n. 40/07 (royalties). Le negoziazioni del comparto Aliquote si svolgono secondo la modalità d'asta e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto lotti con periodo di consegna mensile;
- comparto ex d.lgs. 130/10 (noto anche come comparto "stoccaggio virtuale"), nell'ambito del quale sono gestite le offerte in acquisto e in vendita relative ai quantitativi di gas per i quali i soggetti investitori, che si sono impegnati a finanziare la realizzazione di nuove infrastrutture di stoccaggio o i potenziamenti di quelle esistenti per un ammontare complessivo pari a 4 miliardi di capacità di stoccaggio e che si sono avvalsi delle misure transitorie di cui all'articolo 9 del Dlgs 130/2010, devono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali, nell'ambito del servizio di stoccaggio virtuale, ad essi abbinati. Le negoziazioni del comparto ex d.lgs. 130/10 si svolgono in modalità continua e possono essere negoziati contratti aventi ad oggetto quantitativi con periodo di consegna mensile e semestrale.

Il GME gestisce la P-GAS in qualità di broker (non svolge, infatti, su di essa il ruolo di controparte centrale) e la gestione della consegna del gas negoziato, delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene svolta direttamente dagli operatori. Ciò comporta che le condizioni di fornitura sono stabilite dal venditore, il quale le comunica al GME, che procede a pubblicarle sul proprio sito, senza effettuare su di esse controlli di merito. Di conseguenza, i contratti negoziati dai diversi operatori possono differire tra loro.

Le regole di funzionamento della piattaforma P-GAS sono contenute nel Regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 23 aprile 2010, come successivamente modificato e integrato.

3.2 Mercato del gas (M-GAS)

Ai sensi dell'articolo 30 della legge 23 luglio 2009, n. 99, il GME, nel dicembre 2010, ha avviato l'operatività del mercato a pronti del gas naturale (M-GAS).

Sul M-GAS sono ammessi ad operare solo gli operatori che siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale (PSV).

Sul M-GAS, a differenza della P-GAS, il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori, garantendo la consegna del gas negoziato, oltre che il buon esito dei pagamenti. Al fine di garantire la consegna del gas negoziato sul M-GAS, il GME ha sottoscritto con Snam Rete Gas una specifica Convenzione che disciplina lo scambio dei flussi informativi indispensabili per la corretta gestione,

rispettivamente, delle attività di mercato e di quelle di registrazione delle quantità di gas scambiate sul PSV, gestito, per l'appunto, da Snam Rete Gas.

Il buon fine dei pagamenti relativi alle quantità di gas scambiate è assicurato, invece, dalla previsione di un apposito sistema di garanzie finanziarie.

L'M-GAS si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS), in cui vengono combinate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta;
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS), in cui vengono combinate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

Le regole di funzionamento del mercato M-GAS sono contenute nel Regolamento del mercato del gas approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'AEEG, in data 26 novembre 2010 come successivamente modificato e integrato.

Nel corso del 2012, a fronte del perdurare della particolare crisi finanziaria che ha continuato ad interessare il nostro Paese e delle relative ripercussioni sul sistema bancario, si sono rese necessarie, al pari di quanto avvenuto sul mercato elettrico, modifiche urgenti al Regolamento del mercato del gas, al fine di salvaguardare il corretto funzionamento del mercato. In particolare, dopo la modifica intervenuta già nel 2011, nel gennaio 2012 è stato ulteriormente ridotto il livello minimo di rating richiesto alle banche fidejudenti con riferimento alle garanzie fideiussorie prestate dagli operatori per la partecipazione degli operatori al Mercato del gas.

Per quanto concerne le evoluzioni attese sul mercato del gas, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 32, comma 2, del Decreto Legislativo 1 giugno 2011 n. 93 - che assegna al GME la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale - il GME, in coordinamento con le Istituzioni di riferimento, ha proseguito nella definizione della proposta di disegno del mercato a termine (MT-GAS).

Nel perseguire tale obiettivo, il GME nell'ottobre 2012, d'intesa con le Istituzioni di riferimento, al fine di avviare un confronto con le parti interessate, ha pubblicato il "Documento di consultazione 04/2012: Mercato a termine fisico del gas naturale" nel quale è stata presentata agli operatori la proposta di disegno del MT-GAS.

La soluzione individuata dal GME, fatte salve naturalmente le dovute differenze, si pone essenzialmente in continuità il percorso già sperimentato in relazione ai mercati dell'energia elettrica, ove il mercato a termine è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti.

Il GME ha proseguito, quindi, con le attività necessarie per l'avvio del MT-GAS, predisponendo una proposta di Disciplina contenente le regole di funzionamento di tale mercato, redigendo un unico corpo normativo nel quale far confluire sia le nuove regole che quelle già vigenti per l'M-GAS, ai fini della successiva approvazione con Decreto del Ministro, sentite le Commissioni Parlamentari competenti e l'AEEG.

Il disegno del MT-GAS prevede la quotazione di contratti di durata annuale, semestrale, trimestrale, mensile e dei BoM (*Balance of Month* - contratti che includono i giorni del mese in corso non ancora consegnati). Per tali contratti si applicheranno le modalità di negoziazione continua e regolazione tipiche dei mercati a termine. In particolare, per la regolazione dei contratti si applicheranno il *cascading* (alla scadenza del periodo di negoziazione di un contratto, le posizioni aperte detenute da un operatore su detto contratto vengono suddivise in corrispondenti posizioni aperte sui contratti di durata inferiore ancora in negoziazione) e lo *shifting* (alla scadenza del periodo di negoziazione di un contratto viene messo in negoziazione un contratto analogo riferito al corrispondente periodo di consegna successivo, in modo tale che siano in negoziazione sempre lo stesso numero di contratti).

La consegna dei contratti avverrà direttamente mediante registrazione sul sistema PSV su base giornaliera alla chiusura del MGP-GAS. Le singole posizioni che, in ciascun giorno, saranno registrate sul PSV

risulteranno dalla somma di tutte le negoziazioni che ciascun operatore ha concluso sia sul MT-GAS (su prodotti annuali, semestrali, trimestrali, mensili e BoM aventi ad oggetto il giorno da consegnare) che sul MGP-GAS (su prodotti giornalieri aventi ad oggetto il giorno da consegnare).

Nell'ambito del quadro regolatorio applicabile al MT-GAS, l'AEEG, nel dare attuazione alle disposizioni di cui all'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha fissato, con la Delibera 525/2012/R/gas, le condizioni regolatorie atte a consentire al GME lo svolgimento delle attività di gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale.

La Disciplina contenente le regole di funzionamento del MT-GAS è stata approvata con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 marzo 2013 recante *"Approvazione della Disciplina del mercato del gas naturale"*. Segnatamente, ai sensi dell'art. 1, comma 3, del citato Decreto, la data di avvio del MT-GAS sarà determinata, su proposta del GME, con successivo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, ed, in particolare, decorso un adeguato periodo di sperimentazione la cui durata verrà fissata dal medesimo GME e comunicata al MiSE.

3.3 Piattaforma di Bilanciamento (PB-GAS)

Dal 1° dicembre 2011 è operativo, in Italia, il mercato del bilanciamento di merito economico del gas naturale, gestito dal GME. Tale mercato è stato introdotto con la finalità di valorizzare gli sbilanci tra i quantitativi programmati e quelli effettivamente erogati in base al valore di mercato del gas necessario per conseguire il bilanciamento di Sistema. La nuova disciplina del sistema di bilanciamento semplificato, basato su criteri di mercato (SBSM), è stata definita dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in ottemperanza delle previsioni di cui all'art. 11 del d.lgs. 13 agosto 2010 n. 130, con la Deliberazione del 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, che riflette le previsioni della normativa comunitaria contenute nel c.d. terzo pacchetto energia, specificatamente il regolamento CE n. 715/2009, e della legge di recepimento n. 96/10. La disciplina ha previsto la costituzione di una piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS) a cui il responsabile del bilanciamento (SNAM) deve ricorrere per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla copertura dello sbilanciamento complessivo della rete. In particolare, in tale sistema, SNAM svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni eseguite sulla piattaforma, mentre il GME è il soggetto responsabile della organizzazione e gestione, per conto di SNAM, della PB-GAS.

Per garantire la sicurezza del sistema, il funzionamento del SBSM prevede che il dispacciamento fisico del sistema da parte di SNAM continui ad essere incentrato sull'utilizzo dello stoccaggio. A tal fine è stato previsto l'obbligo di partecipazione a tale mercato per tutti gli utenti che abbiano acquistato diritti sui servizi di stoccaggio (definiti *utenti abilitati*), ad eccezione degli utenti del servizio di stoccaggio strategico. La disciplina di funzionamento della piattaforma PB-GAS è contenuta nel Regolamento della piattaforma per il bilanciamento del gas di cui all'art. 5 della deliberazione ARG/gas 45/11 dell'AEEG, approvato dall'AEEG con la deliberazione ARG/gas 145/11 del 28 ottobre 2011, come successivamente modificato e integrato. Con riferimento ai prossimi sviluppi che interesseranno il mercato di bilanciamento, tenuto conto di quanto disposto dall'AEEG con la deliberazione 538/2012/R/GAS del dicembre 2012, il GME ha avviato il confronto con i soggetti interessati per la definizione delle regole di funzionamento di una sessione di bilanciamento nel giorno antecedente il giorno di consegna del gas stesso (G-1), per la successiva approvazione dell'AEEG. La sessione del bilanciamento in G-1 ha come scopo quello di fornire al gestore della rete di trasporto del gas uno strumento per selezionare ed attivare ex ante, attraverso meccanismi di mercato, ulteriori risorse di flessibilità anche diverse dallo stoccaggio al fine di ridurre l'entità dello sbilanciamento atteso del sistema, soprattutto in condizioni di emergenza, garantendo adeguati margini di funzionamento, e, nel contempo, fornire agli operatori un ulteriore strumento di mercato, nel quale scambiarsi gas al fine di bilanciare le proprie posizioni. Pertanto, in ottemperanza dei criteri definiti nella delibera 538/2012/R/GAS, la sessione di bilanciamento G-1 dovrà prevedere:

- la facoltà per gli utenti di bilanciamento titolari di risorse flessibili di gas anche diverse dallo stoccaggio di presentare offerte di acquisto e di vendita in relazione a specifici punti di offerta di importazione, stoccaggio e GNL;
- l'accettazione delle offerte presentate dagli utenti che siano compatibili anche con i limiti di vendita previsti dal sistema di garanzie definito ai sensi della deliberazione 45/11;
- la partecipazione di Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, secondo modalità che saranno definite con un successivo provvedimento dell'AEEG.

Qualora necessario, l'AEEG potrà consentire un'implementazione graduale delle funzionalità della piattaforma nella misura in cui in una prima fase sia consentita solo la combinazione delle offerte presentate dagli utenti del bilanciamento con l'offerta complessiva in acquisto o vendita espressa dal responsabile del bilanciamento, rinviando ad un momento successivo l'attuazione di un modello di mercato in cui siano possibili transazioni tra gli utenti del bilanciamento.

4. I MERCATI AMBIENTALI

4.1 Mercato dei Certificati Verdi

Il meccanismo di mercato dei Certificati Verdi è stato introdotto in Italia dal D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, avente ad oggetto la liberalizzazione del settore elettrico e la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sostituendo gradualmente il precedente sistema di incentivazione di tipo *feed-in tariff*, noto come CIP 6 ed in vigore dal 1992.

Tale decreto dispone l'obbligo per i produttori e per gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, a partire dal 2002, di immettere ogni anno in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, per una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh. Tale percentuale d'obbligo è stata, successivamente, incrementata dello 0,35% annuo, rispetto al periodo 2004-2006, ed ancora dello 0,75% annuo, relativamente al periodo 2008-2012. Nel momento in cui un soggetto obbligato deve adempiere all'obbligo può decidere se investire nella costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ed ottenere i CV attraverso la produzione di energia elettrica, oppure acquistare i CV da altri produttori.

Proprio al fine di favorire lo scambio dei CV, il Decreto Ministeriale dell'11 novembre 1999 - da ultimo abrogato e sostituito dal Decreto Ministeriale del 18 dicembre 2008, recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" - ha stabilito che il GME organizzi e gestisca una piattaforma per la negoziazione degli stessi Certificati.

Il GME gestisce sia il mercato organizzato dei certificati verdi, avviato nel marzo del 2003, nell'ambito del quale svolge il ruolo di controparte centrale, per garantire il buon esito delle transazioni, sia la Piattaforma dei Bilaterali CV (PBCV), attraverso la quale gli operatori che optino per la contrattazione bilaterale di tali certificati possono registrare il contratto bilaterale, comunicandone gli estremi, per consentire il trasferimento dei CV scambiati dal conto proprietà del venditore a quello dell'acquirente. La registrazione dei contratti bilaterali sulla PBCV è obbligatoria a partire dal 2009.

Le regole di funzionamento del mercato organizzato dei certificati verdi sono contenute nel Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico. Con riferimento, invece, alla Piattaforma dei bilaterali CV le disposizioni di funzionamento sono contenute nel Regolamento della piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi di cui all'articolo 12, comma 3, del D.M. 18 dicembre 2008.

L'evoluzione normativa che ha recentemente interessato le politiche di promozione delle fonti rinnovabili porterà alla graduale sostituzione del sistema dei Certificati Verdi, a partire dal 2013, con un nuovo sistema di tipo *feed-in tariff*.

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", all'art. 25 prevede, infatti, che i produttori e gli importatori da fonti convenzionali hanno l'obbligo di immettere in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11, commi 1 e 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79) in misura pari al 7,55% per il 2012; percentuale destinata a ridursi linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi nell'anno 2015.

4.2 Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

La negoziazione dei Titoli di efficienza energetica - attestanti i risparmi di energia conseguiti mediante la realizzazione di specifici progetti di risparmio energetico in attuazione delle disposizioni di cui ai decreti 20 luglio 2004, come successivamente modificati ed integrati - viene effettuata, a partire dal 2006, nell'ambito del mercato organizzato e gestito dal GME (nel seguito Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica), di cui all'art. 10, comma 3, dei decreti 20 luglio 2004, secondo quanto disciplinato nelle Regole

di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, adottate dal GME d'intesa con l'AEEG con la deliberazione n. 67/05, ovvero bilateralmente, mediante successiva registrazione presso il registro organizzato e gestito dal GME di cui dell'art. 4, comma 4.1, del d.m. 21 dicembre 2007, secondo le modalità previste nel Regolamento delle Transazioni Bilaterali dei titoli di efficienza energetica, approvato dall'AEEG con la deliberazione EEN 5/08 dell'aprile 2008.

Nel corso del 2012, il GME, al fine di recepire le disposizioni della Deliberazione dell'AEEG 203/2012/R/EFR del maggio 2012, ha avviato le attività di adeguamento delle Regole del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica e del Regolamento delle Transazioni Bilaterali al fine di adeguare gli stessi al rinnovato quadro regolatorio di riferimento per la gestione del meccanismo dei TEE.

Le attività di adeguamento hanno riguardato la previsione di due nuove tipologie di titoli per progetti realizzati nel settore dei trasporti introdotti con la deliberazione AEEG EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 (Aggiornamento delle Linee guida in materia di efficienza energetica), segnatamente:

- tipo IV: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- tipo V: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV,

nonché la previsione nell'ambito delle tipologie dei titoli negoziabili dei TEE-II CAR, di cui al Decreto MiSE 5 settembre 2011.

Tale decreto ha disciplinato il nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), ovvero per la produzione combinata di energia elettrica e calore, stabilendo che le unità di produzione in assetto cogenerativo hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti CAR, al rilascio di Certificati Bianchi, da parte del GSE, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nel relativo anno di competenza.

Il medesimo Decreto ha previsto, inoltre, che i TEE riconosciuti alle unità CAR sono ascrivibili alla tipologia II e possono, quindi, essere utilizzati per l'assolvimento della quota d'obbligo da parte dei soggetti chiamati al rispetto del conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico.

In alternativa a quanto sopra indicato, l'operatore CAR potrà richiedere al GSE il completo ritiro dei TEE di cui risulta beneficiario. In tal caso, i TEE ritirati dal GSE non potranno essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati.

Da ultimo, il meccanismo dei TEE è stato interessato dalle disposizioni introdotte dal Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012, che ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che dovranno essere perseguiti dalle imprese di distribuzione obbligate per il periodo 2013-2016 (Tab B.4.1).

Inoltre, in applicazione di quanto disposto dal D.M. 28 dicembre 2012, il GME ha adeguato, nel corso del primo trimestre del 2013, il quadro regolamentare applicabile ai sistemi di negoziazione e registrazione dei certificati bianchi, introducendo, tra l'altro, due ulteriori tipologie di TEE di tipo "IN" e di tipo "E", emesse rispettivamente, ai sensi di quanto disposto dall'art. 8, comma 3, del citato D.M. 28 dicembre 2012, in materia di premialità per l'innovazione tecnologica ed per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

Tale DM ha introdotto ulteriori novità, tra le quali degna di attenzione è quella costituita dal passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione, approvazione di nuove schede tecniche predisposte dall'ENEA, criteri per la determinazione del contributo tariffario per i costi sostenuti dai soggetti obbligati.

Obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale

Anno di Obbligo	Obbligo Distributori Energia Elettrica (Milioni CB)	Obblighi distributori Gas (Milioni di CB)	Obblighi Cumulati (Milioni di CB)
2013	3,03	2,48	5,51
2014	3,71	3,04	6,75
2015	4,26	3,49	7,75
2016	5,23	4,28	9,51

4.3 Mercato delle Certificazioni di Origine per impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile (COFER)

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, all'articolo 34 dispone che "allo scopo di consentire ai fornitori di energia elettrica di provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio *mix energetico*" siano utilizzate esclusivamente le garanzie di origine da rilasciare, riconoscere ed utilizzare secondo le modalità stabilite con apposito decreto interministeriale.

Nelle more dell'adozione del citato decreto interministeriale l'AEEG, con la deliberazione ARG/elt 104/11 del 28 luglio 2011, ha:

1. stabilito che ai fini della verifica dell'assolvimento degli obblighi posti in capo ai fornitori di energia elettrica in materia di *fuel mix disclosure* possano essere utilizzati i titoli COFER di cui al decreto ministeriale del 31 luglio 2009;
2. individuato nel meccanismo di scambio/trasferimento e successivo annullamento di tali certificazioni, lo strumento di controllo delle predette vendite, garantendo, in tal modo, che la medesima energia prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita.

Con riferimento a tale secondo aspetto, il Regolatore ha individuato nel GME il soggetto naturalmente preposto alla gestione della piattaforma di mercato per lo scambio di tali certificazioni di origine (M-COFER), nonché alla gestione della piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali afferenti a tali certificati (PB-COFER).

La contrattazione dei CO-FER può quindi avvenire tramite contratti bilaterali o attraverso il mercato organizzato dal GME. Qualora gli operatori decidano di scambiarsi i titoli bilateralmente, sussiste comunque l'obbligo di registrazione delle corrispondenti transazioni sulla piattaforma dei bilaterali predisposta dal GME, con indicazione della quantità, del prezzo e della controparte.

I sistemi di scambio delle CO-FER - la cui disciplina di funzionamento predisposta dal GME è stata positivamente verificata dalla Direzione Mercati dell'AEEG il 22 dicembre 2011, come successivamente modificata ed integrata - si compongono del M-COFER e della PB-COFER. Su tali piattaforme possono negoziare le certificazioni CO-FER i soggetti che siano in possesso di un conto proprietà presso un apposito registro detenuto dal GSE, nell'ambito del quale sono annotate le CO-FER rilasciate a seguito di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quelle negoziate sul M-COFER, quelle assegnate in esito alle procedure concorsuali organizzate e gestite dal GSE, ovvero quelle scambiate bilateralmente.

Con riferimento ai meccanismi di funzionamento del M-COFER si rappresenta che:

- la partecipazione all'M-COFER assume carattere di volontarietà per l'operatore;
- la sede di scambio è articolata in tanti book di negoziazione corrispondenti alle diverse tipologie di CO-FER negoziate, riconducibili alle diverse fonti di generazione rinnovabile;
- le negoziazioni sono svolte secondo il criterio della negoziazione continua, con abbinamento automatico delle offerte in acquisto e in vendita presenti sui vari book di negoziazione;
- sulle offerte presentate il GME svolge i controlli di validità e congruità, verificando che: i. le offerte

siano state inserite secondo le modalità previste nel Regolamento; ii. il quantitativo di CO-FER oggetto delle offerte di vendita sia al massimo pari al quantitativo di CO-FER giacente sul conto proprietà detenuto dall'operatore proponente presso il registro del GSE, al netto di quelle già eventualmente negoziate; iii. il controvalore delle offerte in acquisto non sia superiore al deposito in contanti preventivamente costituito dall'operatore proponente nei confronti del GME; iv. su tale mercato il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni e pertanto provvede a regolare le partite economiche conseguenti alle transazioni sullo stesso concluse dagli operatori.

Con riferimento al meccanismo di funzionamento della PB-COFER si rappresenta che:

- la partecipazione alla PB-COFER assume carattere di obbligatorietà per l'operatore, sia che negozi bilateralmente o che risulti assegnatario di CO-FER in esito alle procedure concorrenziali;
- le registrazioni avvengono in tempo reale e si considerano perfezionate una volta che, inserite dall'operatore venditore, siano successivamente accettate dall'operatore acquirente, previa verifiche di validità e/o congruità, quest'ultima se espressamente richiesta. Per verifiche di congruità si intendono le verifiche effettuate sul deposito a garanzia versato dall'acquirente, mentre per verifiche di validità si intendono il controllo dell'abilitazione, sia del venditore che dell'acquirente, a registrare sulla PB-COFER, nonché quello di capienza del conto proprietà dell'operatore venditore presso il registro detenuto dal GSE. Segnatamente, le transazioni bilaterali possono essere registrate secondo due modalità:
 - i. senza verifica di congruità (in tal caso la richiesta di registrazione è sottoposta unicamente ai controlli di validità rispetto alla disponibilità delle relative COFER sul conto proprietà dell'operatore venditore);
 - ii. con verifica di congruità (in tal caso la richiesta di registrazione è sottoposta, sia ai controlli di validità di cui sopra, sia ai controlli di congruità finanziaria rispetto al deposito in contanti preventivamente versato dall'operatore);
- su tale piattaforma il GME non svolge il ruolo di controparte centrale, limitando la sua attività all'organizzazione e gestione del sistema stesso di registrazione; pertanto, le partite economiche relative alle transazioni registrate sono regolate direttamente fra gli operatori bilateralmente.

È inoltre possibile acquistare i COFER attraverso le aste organizzate dal GSE, in cui sono allocati i titoli COFER emessi a favore del GSE stesso e relativi all'energia prodotta dagli impianti CIP 6 (solo quella ottenuta da fonti rinnovabili), all'energia che beneficia del regime di scambio sul posto, all'energia degli impianti incentivati con i certificati verdi, nonché ad altre forme d'incentivazione (ritiro dedicato – RID, tariffa fissa omnicomprensiva – TO) per le quali non è stata richiesta dal proprietario dell'impianto l'emissione dei titoli COFER entro il mese di settembre dell'anno di produzione. Anche le assegnazioni dei COFER tramite le aste del GSE sono registrate sulla piattaforma dei bilaterali del GME.

L'assetto regolatorio attualmente vigente sarà soggetto ad interventi di adeguamento conseguenti alle disposizioni di attuazione del citato art. 34 del d.lgs. 28/11 contenute nel decreto interministeriale del 6 luglio 2012.

Il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con il suddetto decreto interministeriale ha dato attuazione, infatti, alle citate disposizioni di cui all'art. 34 del decreto legislativo 28/11, prevedendo che, ai fini della certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, possa essere utilizzata esclusivamente la garanzia di origine. Tale obbligo decorre a partire dall'1 gennaio 2013, in adempimento di quanto disposto all'art. 34, comma 4, del decreto legislativo 28/11.

Nel corso del 2013 il GME, anche rispetto a quanto previsto nella "procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine" – predisposta dal GSE ed approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico, acquisito il parere dell'AEEG (deliberazione

534/2012/I/EFER), ai sensi dell'articolo 31, comma 1, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 – procederà ad adeguare quanto risulterà necessario a seguito del passaggio dal sistema di certificazione CO-FER alle Garanzie di Origine (GO).

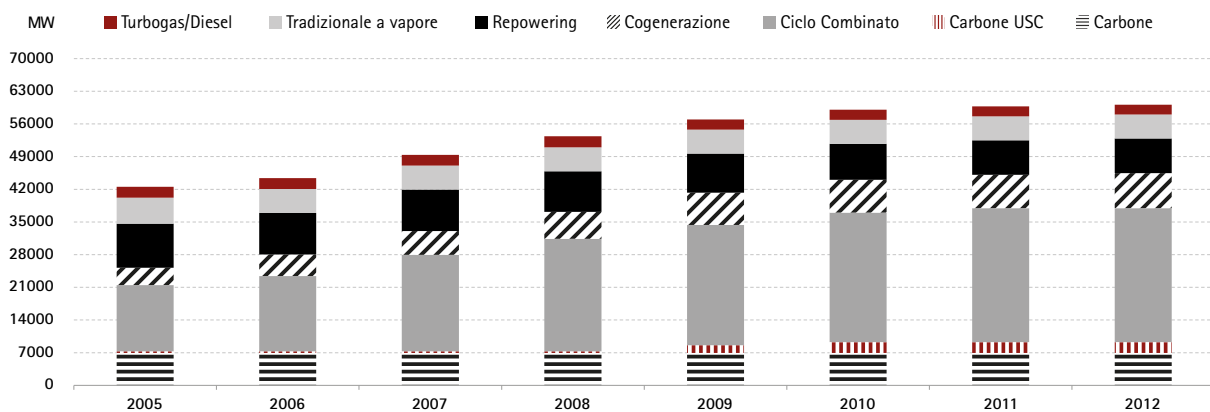
APPROFONDIMENTO II - a cura di REF-E

L'EVOLUZIONE DEI COSTI DI GENERAZIONE PER GLI IMPIANTI TERMOELETTRICI A GAS

Nel corso dell'ultimo decennio il ciclo economico nazionale ed internazionale e i progressi tecnologici hanno modificato in modo profondo il mercato delle commodity energetiche a livello mondiale, sia in termini di relazioni fra i prezzi dei diversi prodotti che in termini di rischiosità (volatilità) degli stessi. Tali cambiamenti, unitamente all'evoluzione del parco di generazione elettrico italiano hanno determinato un profondo mutamento della struttura dei costi di produzione dell'energia elettrica per gli impianti alimentati a gas, con impatti sull'andamento dei prezzi e della marginalità sul mercato all'ingrosso.

L'evoluzione dei costi di generazione è in primo luogo funzione del mutamento del parco di produzione: in Italia, dopo il blackout elettrico nell'estate 2003 la politica energetica ha incoraggiato la crescita e l'ammodernamento del parco di generazione puntando in particolare su impianti a ciclo combinato. Tra il 2005 e il 2012 sono entrati in esercizio 14 GW a ciclo combinato portando la quota di tale tecnologia rispetto all'offerta termoelettrica totale al 48% (Fig II.1). Lo sviluppo tecnologico osservato nell'ultimo decennio ha garantito l'incremento del rendimento di tali impianti: l'efficienza media del parco a gas in Italia è passata dal 51,9% nel 2005 al 52,5% con effetti sui costi di generazione per tale tecnologia.

Fig II.1 Capacità termoelettrica* 2005-2012**: ripartizione per tecnologia



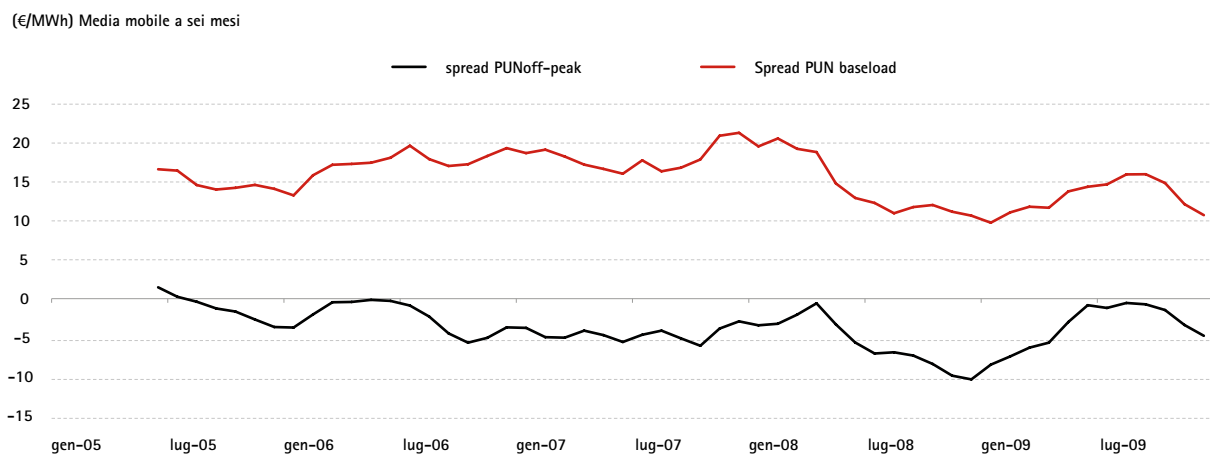
* Potenza efficiente netta degli impianti >15 MW, non CIP6 o autoproduzione

** Al 31/12 di ciascun anno

Fonte: Stime REF-E

A determinare il maggior mutamento nei costi di generazione degli impianti CCGT è stato però l'andamento del mercato gas in Europa. Storicamente, stante l'elevata dipendenza dell'Europa da approvvigionamenti esteri di gas naturale, i contratti di fornitura di lungo termine stipulati da importatori e shipper erano legati a formule di take or pay grazie ai quali è stato possibile sviluppare infrastrutture di trasporto gas da Russia, Nord Europa e area del Maghreb. In un quadro che, fino al 2009, era caratterizzato da scarsità di offerta a livello mondiale i contratti take or pay sono stati lo strumento maggiormente utilizzato per definire prezzi e quantità approvvigionate per il medio lungo termine. I costi di approvvigionamento gas per le centrali tra il 2005 e il 2009 rispecchiavano i costi di approvvigionamento sostenuti sul mercato Upstream dagli importatori ed erano basati su formule di prezzo gas calcolate sulla base di medie mobili a 6/9 mesi del prezzo di petrolio e di combustibili derivati. Tale dinamica è supportata dall'analisi dei

differenziali fra l'indice ITECccgt pubblicato da REF-E sin dal 2004 e il valore medio mensile del PUN baseload e off-peak (Figura 2). La media mobile a 6 mesi di tali differenziali è rimasta pressoché stabile fra il 2005 e giugno 2008 con valori rispettivamente di -2,9 €/MWh nelle ore di basso carico e 17,3 €/MWh a livello baseload. Nel secondo semestre 2008 e nel corso del 2009, la rapida crescita del prezzo del petrolio, seguita dal crollo a seguito del fallimento di Lehman Brothers e della recessione mondiale ha generato dapprima una decrescita dello spread fra prezzo elettrico e indice ITECccgt e successivamente una nuova crescita, mantenendo però valida una struttura di costo gas basata sull'indicizzazione al prezzo di petrolio e prodotti derivati (Fig II.2).

Spread fra indice ITECccgt, PUN *baseload* e PUN *off-peak*

Fonte: elaborazione REF-E su dati GME e Platt's

Nel corso del 2010 è possibile osservare un cambiamento di regime nell'andamento del prezzo elettrico: una domanda debole elettrica a seguito della limitata ripresa dopo la caduta del 2009 e un livello di concorrenza sul mercato all'ingrosso sempre più elevato sia a causa del completamento del ciclo di investimento in nuova capacità termoelettrica a gas che a causa dell'aumento di produzione da fonti rinnovabili ha determinato una forte contrazione dello spark spread per gli impianti a ciclo combinato. A partire dall'anno termico 2010-2011, per cercare di contenere la caduta di marginalità a fronte di un prezzo del gas spot in continuo calo, molti operatori termoelettrici hanno ricontrattato i propri contratti di approvvigionamento, al fine di ottenere un prezzo gas maggiormente in linea con le condizioni di domanda ed offerta sia del mercato elettrico che di quello gas. Sebbene non vi sia un dato ufficiale circa l'esatto livello di sconto applicato dai fornitori, è possibile quantificare la ricontrattazione nell'ordine del 10%. In particolare a partire da ottobre 2010 i contratti di approvvigionamento hanno registrato un decremento della componente fissa (cosiddetto P0) a fronte del mantenimento dell'indicizzazione della componente variabile al prezzo di petrolio e prodotti derivati. Nel corso dell'anno termico 2010-2011 è quindi assunto come costo di generazione per gli impianti CCGT l'indice ITECccgt diminuito nel valore iniziale P0 del 10% rispetto all'indice ufficiale.

Nel corso del 2011 i prezzi sui mercati petroliferi, del gas e sul mercato elettrico italiano sono stati oggetto di dinamiche in parte opposte: a fronte di una crescita consistente delle quotazioni del Brent, i prezzi spot di elettricità e gas sui principali mercati europei sono rimasti stabili. Tale andamento ha nuovamente determinato un disallineamento fra quanto espresso dalle formule di approvvigionamento gas indicizzate

e l'andamento dei mercati elettrici e del gas spot. Al consistente incremento nelle quotazioni petrolifere ha fatto da contraltare un eccesso di offerta di gas comune a tutti i paesi europei e un overcapacity consistente del parco termoelettrico italiano, anche a causa del massiccio ingresso di impianti da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici. Tutti questi fattori hanno determinato la non competitività di contratti di approvvigionamento gas unicamente indicizzati a prodotti petroliferi, soprattutto rispetto al prezzo del gas spot quotato sui principali hub europei. L'incremento di liquidità su tutti i principali mercati europei del gas (PSV compreso) ha determinato la sempre maggior spinta nell'utilizzo anche del prezzo spot nei contratti di approvvigionamento: a partire da ottobre 2011 si stima che il costo di approvvigionamento per gli impianti termoelettrici possa essere rappresentato dalla componente gas dell'indice ITEC12/REF-E che include, per una quota pari al 25%, il prezzo TTF quale elemento di costo. Il passaggio all'indice ITEC12/REF-E è funzione anche dell'incremento di efficienza del parco di generazione italiano già citato precedentemente: l'indice ITEC12/REF-E infatti assume un rendimento medio del parco CCGT del 53% a fronte di un valore del 50% utilizzato nell'indice ITEC/REF-E.

Nonostante il sempre maggior peso di componenti spot e le susseguenti rinegoziazioni dei contratti gas, il permanere delle differenze strutturali in termini di rapporto fra domanda e offerta fra mercato petrolifero e mercato gas, e la debolezza del comparto energetico italiano hanno portato a nuove modifiche nei parametri contrattuali all'inizio dell'anno termico 2012-2013. Nel secondo semestre 2012 il deterioramento delle prospettive sul quadro economico 2013 e la possibilità di maggior sfruttamento delle infrastrutture di trasporto gas grazie all'eliminazione di alcune congestioni contrattuali hanno portato alla stipula di contratti di approvvigionamento via via più competitivi per i produttori termoelettrici. Stante l'elevata aleatorietà è possibile definire un range di costo gas valido per l'ultimo trimestre 2012 e il 2013. Tale range ha come valore massimo la componente gas dell'indice ITEC12/REF-E e come valore minimo il costo gas derivato dall'indice MAGI convertito a potere calorifico inferiore, assumendo costi di logistica pari a 2,3 €/MWh e una efficienza media del 53%. L'indice MAGI è calcolato come media ponderata delle transazioni month ahead al PSV (peso 70%) e di una componente di survey che rappresenta le aspettative degli operatori sul prezzo del gas nel mese successivo (peso 30%). Il range di costo stimato è peraltro in linea con i risultati dell'indagine dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) sulla struttura di costo del mercato retail del gas, dove il costo medio ponderato di un campione di volumi forniti a centrali termoelettriche per l'anno termico 2012/2013 è pari a 36,10 €/MWh per i contratti conclusi entro luglio 2012 e allineato alle quotazioni registrate al prezzo spot del gas per i contratti conclusi successivamente. L'ampiezza della forchetta si spiega con l'andamento del mercato retail. La campagna vendite 2012 che si è svolta, come da tradizione, a partire dall'estate ha coinciso con il momento di più radicale mutamento dei paradigmi di mercato. Contratti firmati per un solo anno termico e nella fase iniziale della campagna potrebbero avere prezzi più vicini a quelli quotati dall'indice ITEC12/REF-E, mentre contratti firmati a fine campagna, magari su anno solare invece che su anno termico, potrebbero avere prezzi allineati al mercato spot del gas. L'analisi del prezzo elettrico delle offerte pubbliche accettate su MGP nel corso dell'ultimo trimestre 2012 evidenzia questa situazione di estrema eterogeneità: se da un lato il PUN in tutte le fasce orarie ha registrato contrazioni evidenti a partire dall'autunno, dall'altro emergono differenze sostanziali nel numero di ore di funzionamento dei diversi impianti a ciclo combinato. Gli impianti a ciclo combinato sono passati da un funzionamento relativamente omogeneo ed elevato (oltre le 3500 ore a potenza massima nel 2009) a produrre per meno di 2500 ore a potenza massima nel corso del 2012 con differenziali di produzioni fra i diversi impianti non necessariamente legati al rendimento. Inoltre associando ai dati di funzionamento di ciascun impianto lo specifico rendimento a potenza massima

risulta evidente come a un maggiore load factor non sia necessariamente associato un rendimento più elevato rispetto al resto del parco CCGT: gli impianti che hanno registrato un funzionamento superiore a 4000 ore equivalenti a potenza massima hanno un rendimento medio del 50,2%, mentre la rimanente parte (con un funzionamento minore) ha un rendimento a potenza massima medio superiore al 52% (Fig II.3).

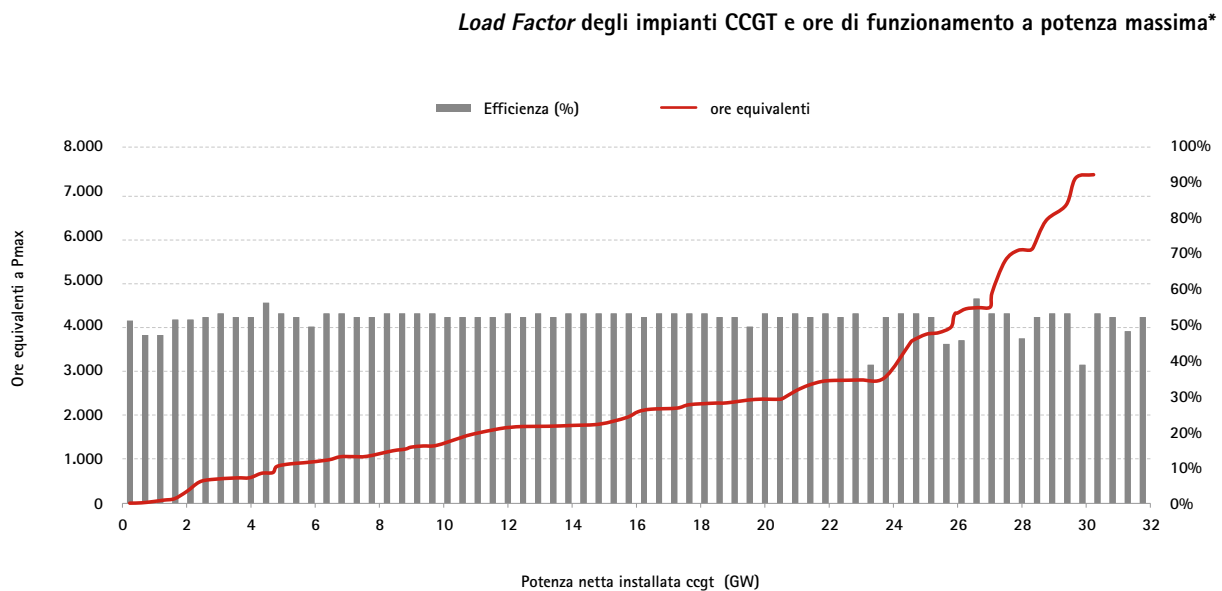


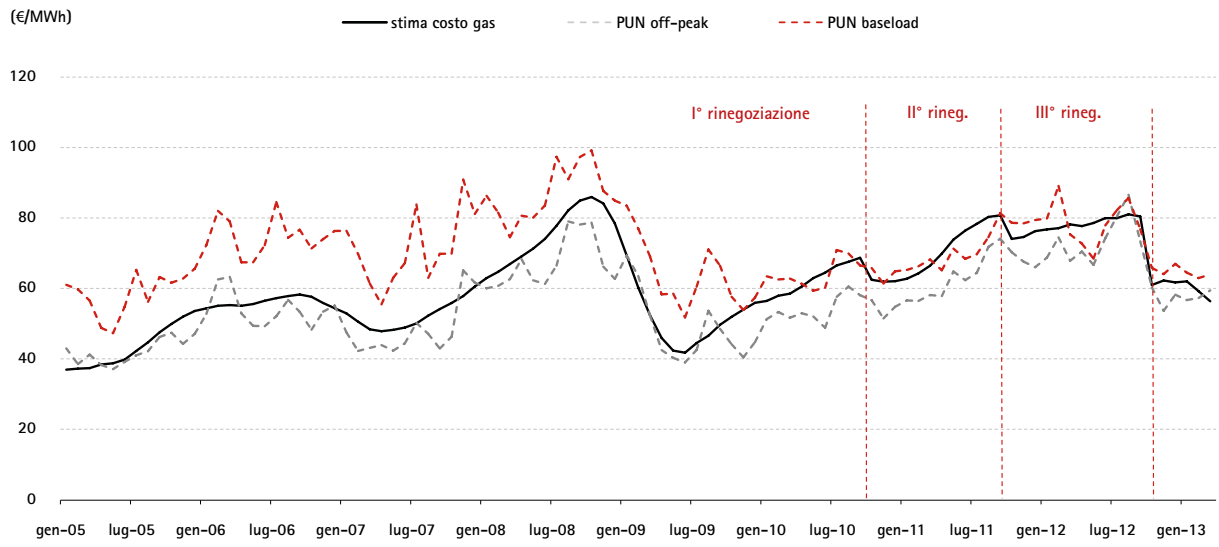
Fig II.3

Vi possono essere molteplici chiavi di lettura circa le regioni di tale eterogeneità: i costi specifici di approvvigionamento della materia prima, la localizzazione dell'impianto e le specifiche strategie di bidding degli operatori.

Per quanto riguarda il primo fattore, la variabilità dei prezzi a cui gli operatori hanno concluso i contratti di approvvigionamento del gas, determina situazioni in cui un impianto, pur con elevato rendimento non è in grado di competere con cicli combinati meno efficienti ma che beneficiano di un vantaggio competitivo elevato legato ai costi di produzione. La differenza nei costi gas può dipendere dal momento in cui è stata svolta la ricontrattazione dei contratti di fornitura e dal potere negoziale delle parti. Altro elemento che può influenzare il funzionamento è la zonalità del mercato: pur in presenza di un prezzo che nella maggior parte delle ore è omogeneo su tutto il continente, deviazioni di breve periodo da questo equilibrio possono determinare benefici solo per taluni impianti in grado di soddisfare la richiesta in una specifica zona di mercato. Terzo elemento che può concorrere all'estrema variabilità nel funzionamento degli impianti è legato alle strategie degli operatori: un differente portafoglio di impianti, differenti livelli di ammortamento degli stessi, nonché differenze nella struttura finanziaria delle società possono influenzare le strategie di prezzo attuate sul mercato e di conseguenza aumentare la variabilità nel tasso di utilizzo degli impianti (Fig II.4).

Fig II.4

Evoluzione costo gas per i produttori termoelettrici a gas



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME





SEZIONE

C

L'ANDAMENTO DEI MERCATI

C.	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	40
1.	LE QUOTAZIONI DEI COMBUSTIBILI	40
2.	IL MERCATO ELETTRICO	45
2.1.	Il settore elettrico italiano	45
2.2.	La partecipazione al mercato	48
2.3.	Il mercato del giorno prima (MGP)	51
2.3.1.	Tendenze e prospettive nel mercato nazionale	51
2.3.2.	L'andamento del Pun e dei suoi fondamentali	52
2.3.3.	I mercati zionali	56
2.4.	Mercato Infragiornaliero (MI)	62
2.4.1.	Prezzi	62
2.4.2.	Volumi	67
2.5.	Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)	71
2.6.	Il Mercato a Termine dell'Energia (MTE)	76
2.6.1.	Volumi su MTE	76
2.6.2.	Prezzi su MTE	83
2.7.	Confronti internazionali	88
2.8.	Il market coupling Italia-Slovenia	92
3.	I MERCATI DEL GAS	94
3.1.	Il sistema gas	94
3.2.	Liquidità dei mercati	97
3.3.	PB-GAS	99
3.4.	M-GAS	106
3.5.	La P-GAS	107
3.6.	Confronti internazionali	108
4.	I MERCATI AMBIENTALI	114
4.1.	La partecipazione ai mercati	114
4.2.	I Certificati Verdi	116
4.2.1.	Mercato e Piattaforma Bilaterale	117
4.3.	I Titoli di Efficienza Energetica	122
4.3.1.	Il Mercato organizzato e le contrattazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica	123
4.4.	I COFER	129
4.4.1.	Il Mercato COFER (MCOFER), la Piattaforma Bilaterale (PB-COFER), le Aste del GSE	129

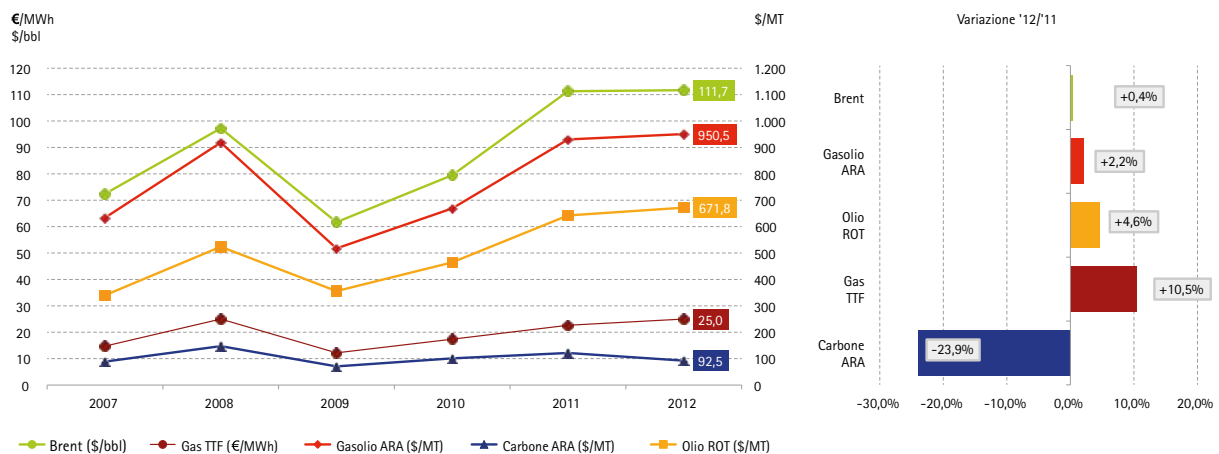
L'ANDAMENTO DEI MERCATI

1. LE QUOTAZIONI DEI COMBUSTIBILI

In un contesto di perdurante crisi economica, nel 2012 le quotazioni europee delle commodities energetiche di riferimento per il parco termoelettrico italiano hanno mostrato, per la prima volta negli ultimi sei anni, andamenti tra loro eterogenei e solo in parte in linea con la propensione prevalentemente rialzista osservata nel corso del biennio precedente (2010-2011).

Su base annua, in effetti, alla sostanziale stabilità del greggio continentale attorno ai suoi valori massimi storici, si contrappongono, da un lato, i significativi ribassi dei prezzi del carbone, crollati a ridosso del livello minimo del 2009, dall'altro, i sostenuti rincari del gas naturale, mai così elevato dal 2008 (Fig C.1.1).

Fig C.1.1 Prezzi in USD delle principali commodities energetiche europee



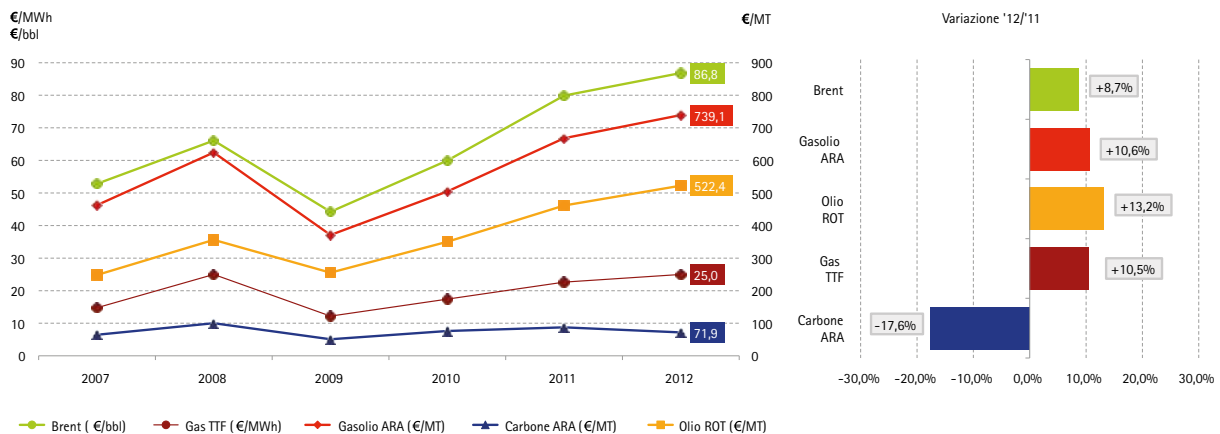
Fonte: dati Thomson Reuters

D'altro canto, per una opportuna valutazione dell'impatto esercitato in termini di costo variabile dalle quotazioni dei combustibili sulla generazione termoelettrica europea, merita rilevare che, per effetto della perdita di potere subita nell'anno appena passato dalla moneta continentale rispetto alla divisa statunitense¹, a fronte del lieve arretramento subito dai tassi di crescita annuali delle quotazioni del carbone convertite in euro, quelli del Brent e dei prodotti petroliferi hanno segnato un consistente inasprimento, salendo di fatto su livelli analoghi a quelli registrati sul gas² (Fig C.1.2).

¹ Nel 2012 il tasso di cambio dollaro/euro è sceso a 1,29 \$/€, valore più basso degli ultimi sei anni, registrando una diminuzione tendenziale del 7,6%.

² Rispetto al 2011 le quotazioni del Brent e dei prodotti derivati convertite in euro mostrano un aumento rispettivamente dell'8,7%, del 10,6% (gasolio) e del 13,2% (olio combustibile).

Prezzi in euro delle principali commodities energetiche europee

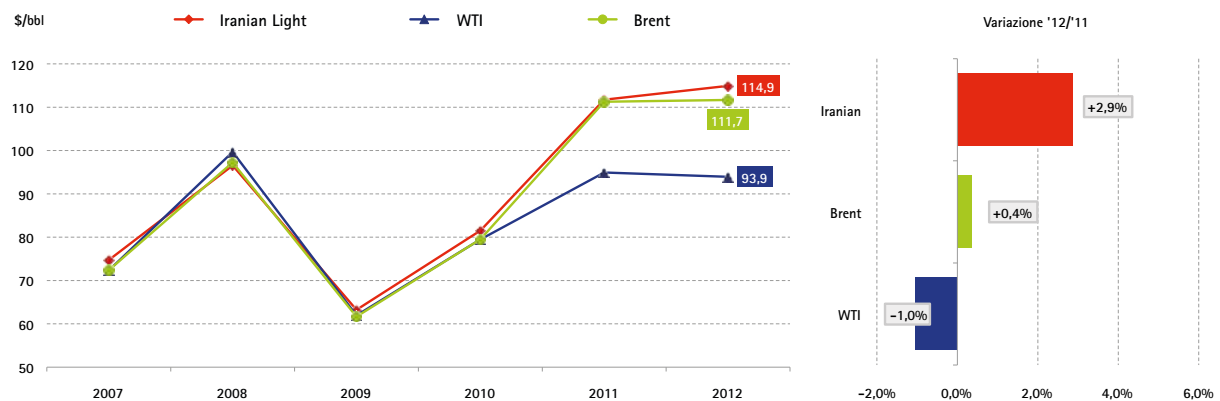


Fonte: dati Thomson Reuters

Concentrando l'analisi sulle unità di misura sulla base delle quali ciascuna commodity viene scambiata sulla borsa di competenza, nel corso del 2012 si è osservato che, in relazione al petrolio, dopo un biennio di repentini aumenti, i prezzi si sono mantenuti sui valori del 2011 in Europa e sui principali mercati internazionali, disattendendo le precedenti ipotesi ribassiste e confermando, in tal senso, per il secondo anno consecutivo, il disaccoppiamento esistente nei livelli tra il riferimento statunitense e quello continentale, inedito fino al 2010. Più nel dettaglio, in Europa il Brent si è attestato attorno a 112 \$/bbl, seguendo nei dodici mesi un andamento oscillante che ha portato le quotazioni a toccare il loro massimo annuo di 125 \$/bbl a marzo, prima di una ripida diminuzione verso 95 \$/bbl di giugno e di una successiva ripresa culminata ad agosto, quando il greggio è salito a 113 \$/bbl, valore attorno al quale si è poi praticamente stabilizzato nell'ultimo quadrimestre.

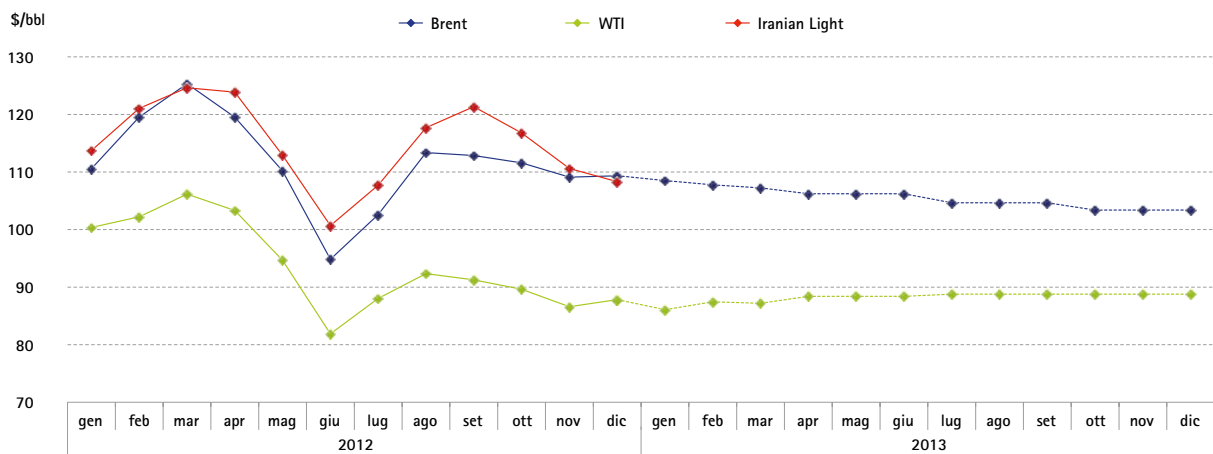
Peraltro, questa alternanza tra fasi espansive e depressive si è prodotta in corso d'anno con estrema gradualità senza evidenziare significativi break strutturali, come ben sintetizzato dal dato della volatilità calcolata su base giornaliera, sceso a 1,4%, minimo dal 2003. In chiave futura, le aspettative manifestate dai mercati nel 2012 per il 2013 si sono mantenute moderatamente ribassiste e progressivamente in diminuzione sui 106 \$/bbl, valutazione con cui è andato in consegna il prodotto annuale baseload relativo al 2013, prospettando nel lungo termine una rinnovata graduale convergenza verso i livelli del WTI, previsto invece in lieve ripresa (Fig C.1.3, Fig C.1.4).

Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio



Fonte: dati Thomson Reuters

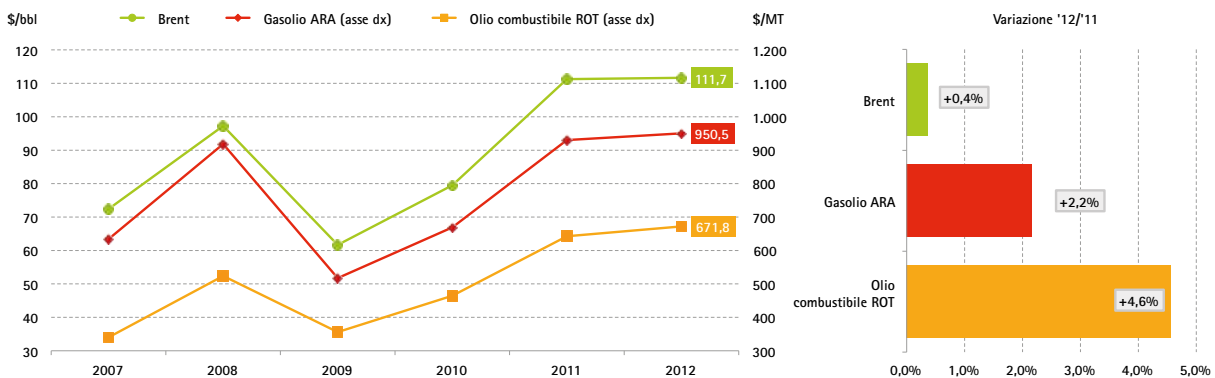
Fig C.1.4 Andamento mensile delle quotazioni internazionali spot e a termine del greggio



Fonte: dati Thomson Reuters

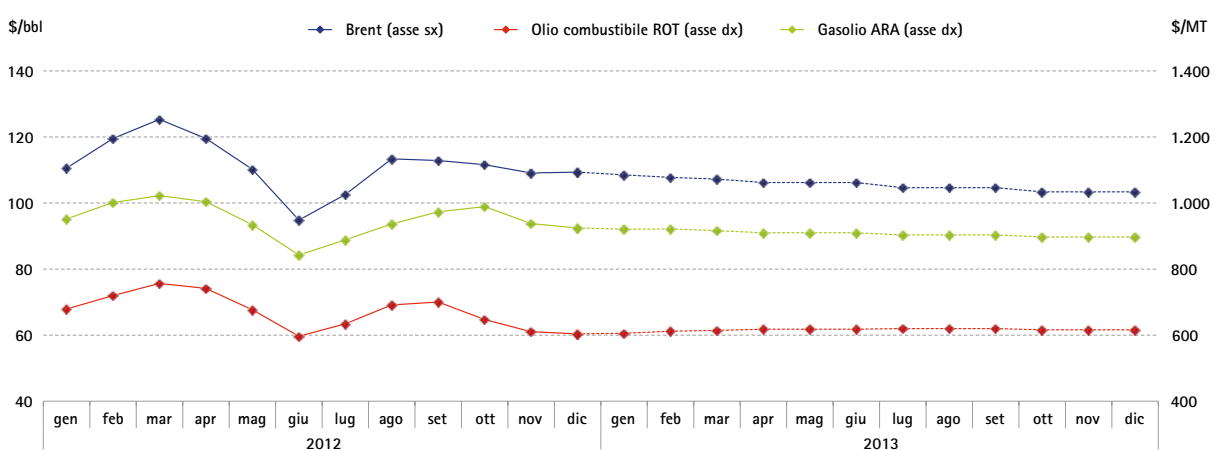
Dinamiche analoghe a quelle del Brent si sono registrate, come consuetudine, sui prodotti di raffinazione del petrolio, il cui prezzo ha raggiunto 950 \$/MT per il gasolio e 671 \$/MT per l'olio combustibile, con variazioni annue lievemente superiori a quelle espresse dalla commodity di riferimento (rispettivamente +2,2% e +4,6%). L'osservazione delle dinamiche infra-annuali seguite dai due combustibili ha evidenziato una più intensa fase di rialzi per l'olio combustibile tra agosto e ottobre, eccezionalmente in controtendenza rispetto al debole segnale ribassista mostrato dal greggio continentale nel medesimo periodo (Fig C.1.5, Fig C.1.6).

Fig C.1.5 Prezzi spot sui principali mercati europei del greggio e dei suoi prodotti derivati



Fonte: dati Thomson Reuters

Fig C.1.6 Andamento mensile delle quotazioni europee spot e a termine del greggio e dei suoi prodotti derivati

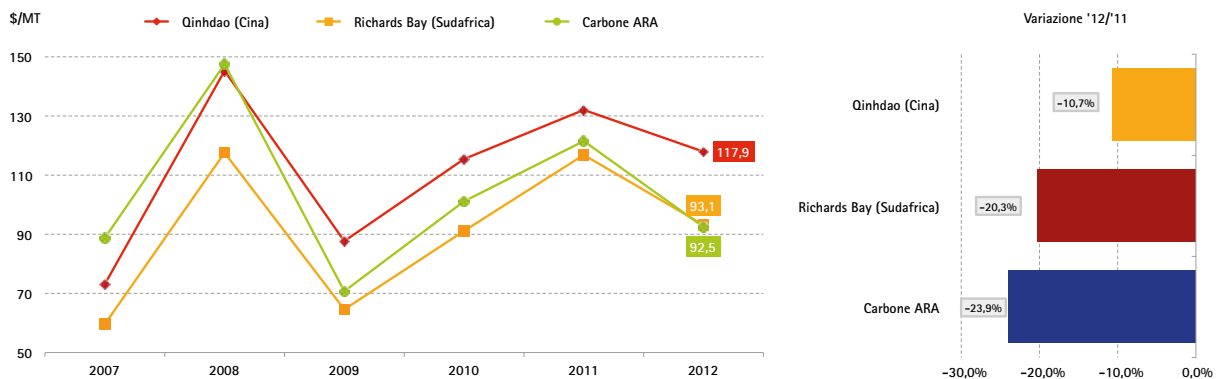


Fonte: dati Thomson Reuters

D'altro canto, a differenza di quanto osservato negli anni precedenti, il carbone ha manifestato nel 2012 un'evoluzione del prezzo opposta a quella degli altri combustibili, invertendo drasticamente su tutti i mercati internazionali il trend biennale di crescita. In Europa, la quotazione dell'API2 è scesa a 92,5 \$/MT, valore nettamente inferiore alle aspettative di mercato e superiore negli ultimi cinque anni solo a quello del 2009, esprimendo una flessione tendenziale che, in media pari al 23,9%, ha oscillato nei diversi mesi tra il 15% e il 30%. In ottica prospettica, gli operatori hanno mostrato per il 2013 attese moderatamente rialziste, concentrate nel secondo semestre, ma per quotazioni mai superiori a 100 \$/MT (Fig C.1.7, Fig C.1.8).

Prezzi spot sui principali mercati internazionali del carbone

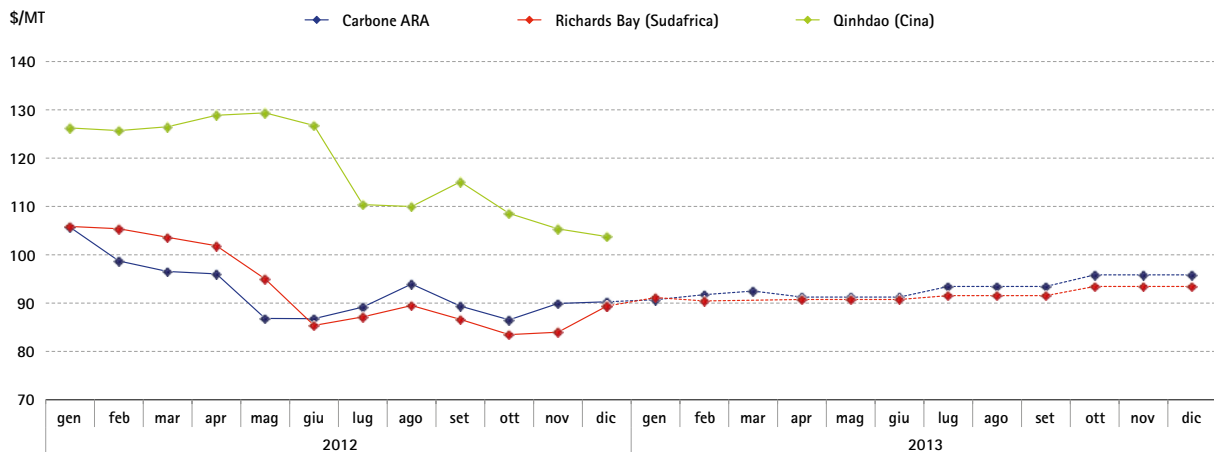
Fig C.1.7



Fonte: dati Thomson Reuters

Andamento mensile delle quotazioni internazionali spot e a termine del carbone

Fig C.1.8



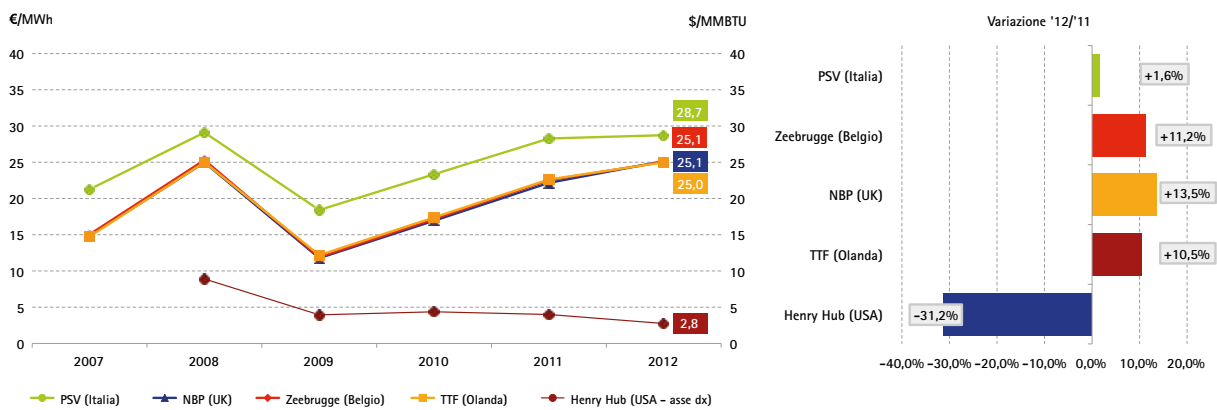
Fonte: dati Thomson Reuters

Con riferimento al gas naturale, la crescita biennale dei prezzi ha, invece, registrato un significativo rafforzamento sui principali hub centro-nord europei del gas, dove le quotazioni si sono attestate sui 25 €/MWh, livello tra i più alti del quinquennio 2008-2012 (+10 / +13%), mantenendo dinamiche profondamente diverse dagli omologhi mercati statunitensi (-31%)³ e avvalorando le ipotesi di possibili mutamenti nel sistema di relazioni e indicizzazioni al petrolio anticipate dagli andamenti osservati nei mesi conclusivi del 2011. Gli aumenti hanno interessato soprattutto il quadrimestre finale dell'anno, allorché si è osservato

³ Il dato rappresenta la variazione tendenziale 2012-2011 calcolata all'Henry Hub, hub di riferimento per il mercato statunitense (Fonte: Nebraska Government Website - Nebraska Energy Office - www.neo.ne.gov).

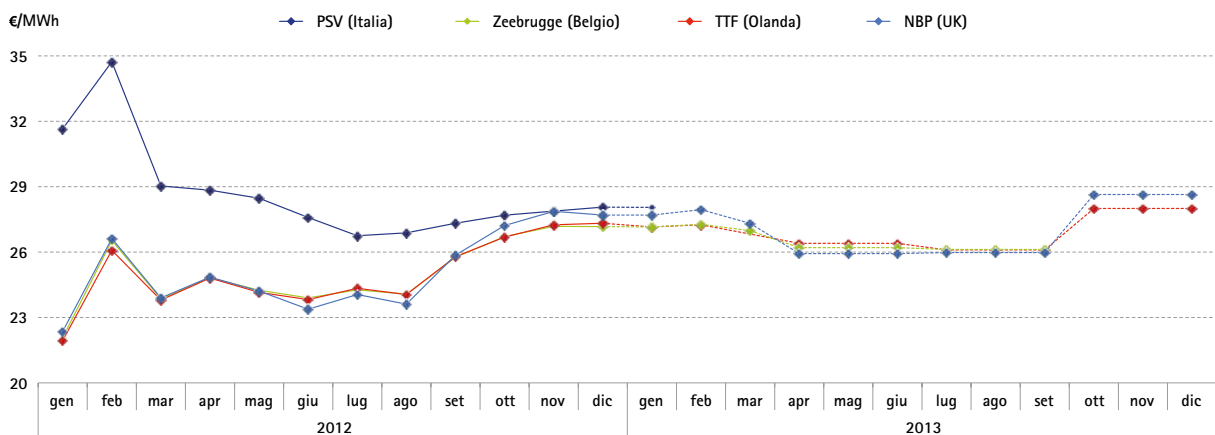
un riallineamento dei prezzi centro-continentali al PSV italiano, solitamente più alto. Quest'ultimo, infatti, posizionato nel 2012 attorno a 29 €/MWh, dopo un bimestre gennaio-febbraio su livelli decisamente elevati, è progressivamente diminuito nel corso dei mesi successivi, chiudendo l'anno in crescita soltanto del +1,6%. Il principale effetto delle diverse dinamiche seguite dalle quotazioni italiane e centro-europee è adeguatamente sintetizzato dalla contrazione del loro differenziale che, calcolato rispetto al TTF olandese, scende al suo minimo storico di 3,7 €/MWh. Tale fenomeno si è protratto, intensificandosi, peraltro, per tutto il primo trimestre del 2013, durante il quale il nostro riferimento nazionale è risultato in molte settimane, come raramente accaduto nel passato, contemporaneamente inferiore a tutti i principali hub centro-nord continentali. In proiezione, i mercati futures del gas naturale hanno dimostrato di credere al consolidamento dell'attuale fase rialzista dei prezzi, previsti in crescita per l'anno termico a venire, con un profilo che richiama la tipica stagionalità della domanda di gas naturale (Fig C.1.9, Fig C.1.10).

Fig C.1.9 Prezzi spot sui principali mercati internazionali del gas naturale



Fonte: dati Thomson Reuters

Fig C.1.10 Andamento mensile delle quotazioni europee spot e a termine del gas naturale



Fonte: dati Thomson Reuters

2. IL MERCATO ELETTRICO

2.1 Il settore elettrico italiano

Nel 2012, in un contesto in cui l'economia italiana è passata da una condizione di stagnazione ad una fase recessiva, la domanda elettrica ha sperimentato una significativa contrazione, scendendo sui livelli minimi degli ultimi tre anni. A fronte, infatti, di una decrescita del Pil reale del 2,3%, la richiesta elettrica si è portata sui 305 TWh, segnando un calo del 3% su base annua. Gli effetti del debole quadro macroeconomico sull'andamento della domanda elettrica emergono con forza guardando alla composizione settoriale dei consumi, da cui si evince come quelli industriali, fisiologicamente più elastici all'andamento della domanda aggregata, registrano un ribasso del 6%, sperimentando così un arretramento che li riporta su livelli prossimi a quelli del 2009 (131,8 TWh). Meno intense, per quanto comunque significative in relazione al trend crescente degli anni passati, le contrazioni dei consumi del settore agricolo e dei servizi, scesi rispettivamente a 5,8 TWh (-2%) e 97 TWh (-1%). In controtendenza, invece, l'andamento settoriale dei consumi domestici che, esprimendo un'elasticità inferiore, risente meno delle fluttuazioni del ciclo economico, confermandosi su valori analoghi a quelli dell'anno scorso (70,4 TWh; +0,1%). Anche rispetto al picco di domanda, sebbene non si osservino variazioni rilevanti sotto il profilo temporale, si segnala una flessione tendenziale, con la richiesta che, nel suo punto di massimo, ha toccato i 54,1 GW (-2,4 GW) (Fig C.2.1 – Tab C.2.1).

A fronte di tale depressione della domanda elettrica, lato offerta, nel 2012, sembrano consolidarsi alcuni degli elementi emersi negli ultimi anni, tra cui il nuovo aumento della capacità installata, con conseguente inasprimento della perdurante condizione di *overcapacity* del Sistema. Secondo le stime di Terna, infatti, al primo marzo 2013 la capacità installata è ulteriormente salita a 129,8 GW (+7,5 GW rispetto a fine 2012), trainata dalla diffusione della generazione rinnovabile non programmabile (+6 GW), con particolare riferimento a quella fotovoltaica (17,2 GW; +4,5 GW). Dinanzi a tale sviluppo si segnala la conferma della potenza termica installata, la quale si è portata a 81 GW a marzo 2013, in modesta ripresa sul 2012 (+1,3 GW). Rispetto a quest'ultima, la stagnazione della capacità di generazione, con particolare riguardo ai cicli combinati, appare la logica risposta al suddetto incremento dell'eccesso d'offerta e ad un parco di generazione ad oggi sovradimensionato in relazione alle dinamiche della domanda attuale. Un mercato strutturalmente lungo quale quello attuale, in concomitanza peraltro con un nuovo incremento su base annua dei costi della materia prima gas, ha difatti favorito una ulteriore caduta della redditività degli investimenti, evidenziata dalla compressione degli *spark spread*⁴. Inoltre, da una analisi della struttura del parco di generazione, in attesa di valutare nel corso del 2013 gli impatti che i nuovi meccanismi di incentivazione avranno sullo sviluppo della potenza rinnovabile, si nota come l'incremento di capacità caratterizzata da costi variabili sostanzialmente nulli ha contribuito a spiazzare parte della più costosa offerta termica. Quest'ultima, difatti, pur continuando ad assorbire la parte preponderante della domanda (63% sulla richiesta; -2 punti percentuali sul 2011), si è attestata al minimo del quinquennio, scendendo sui 204,8 TWh (-6,5% sul 2011) a vantaggio di un eccezionale incremento della produzione eolica e fotovoltaica, attestatesi rispettivamente a 13,1 TWh e 18,3 TWh (+34%, +71%) ed arrivando a coprire, congiuntamente, circa il 10% dei consumi nazionali.

Al riguardo, merita anche rilevare come il crollo della produzione termoelettrica, in parte generato dalla caduta della domanda, in parte dalla crescita dell'offerta rinnovabile, ha interessato prevalentemente gli impianti termoelettrici a gas naturale (-15,5 TWh sul 2011), traducendosi in una forte contrazione del consumo di gas quale fonte di generazione elettrica, la cui riduzione, peraltro, ha rappresentato il *driver* principale della contrazione della domanda complessiva di gas (per approfondimenti si rimanda alla Sez C.3.1). In ripresa, per contro, la produzione a combustibili solidi (+9,5%) trainata dal maggior utilizzo del carbone il cui minor costo rispetto al gas, guardando ai programmi in immissione post MGP, ha sostenuto la produzione degli impianti che utilizzano tale combustibile (si veda Appendice Statistica).

⁴ Tale dinamica è stata peraltro decisiva nel frenare, in ottica futura, l'avvio di nuovi investimenti in cicli combinati, nonché, in alcuni casi, nel sospendere la realizzazione di progetti preesistenti.

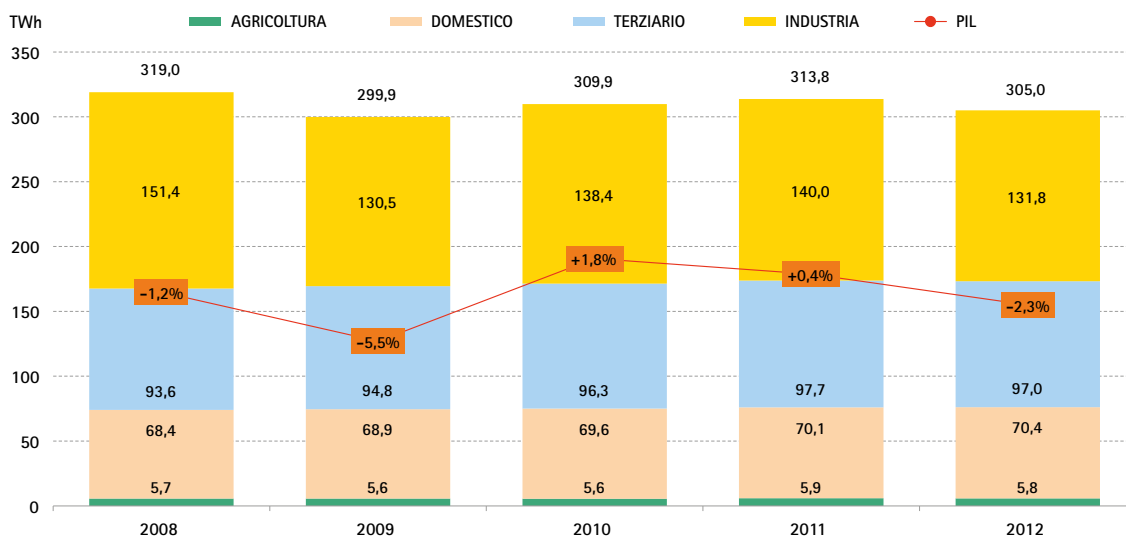
Di rilievo, anche la variazione dell'import netto, registratosi sui minimi degli ultimi 5 anni (43,1 TWh; -6%), la cui contrazione risulta concentrata in parte nel mese di febbraio, periodo nel quale i picchi di prezzo registrati sulle borse centro-europee hanno reso meno conveniente l'import elettrico, in parte nei mesi in cui l'offerta rinnovabile è risultata più abbondante. La crescita di quest'ultima, infatti, sembra aver contribuito alla riduzione dei flussi in import sia in maniera diretta, mandando fuori ordine di merito parte dell'offerta proveniente dalle zone estere, sia in maniera indiretta, in virtù della riduzione su base annua dei livelli degli NTC previsti in import nelle giornate di bassa domanda⁵ (-500 MW circa rispetto ai livelli previsti nel 2011 nelle giornate definite da Terna come *bank holidays* o *low consumption weekends*).

Anche per quanto riguarda lo sviluppo della rete, la maggior diffusione dell'offerta rinnovabile sembra giocare un ruolo particolarmente significativo, facendo emergere nuove criticità ed agendo al contempo da stimolo per nuovi investimenti. In particolare, come evidenziato da Terna nel Piano di Sviluppo della Rete del 2013, una crescita della generazione rinnovabile relativamente più consistente nel meridione ha determinato, in coerenza con il differenziale di prezzo osservato nel 2012 tra zona Sud e zona Nord sul MGP⁶, un aumento delle congestioni sulla sezione di rete che connette la zona Sud con il Centro Sud, nonché un incremento dei sovraccarichi di rete e delle congestioni interne alla stessa zona Sud.

Rispetto a tale punto, diversi sono gli interventi di adeguamento e rinforzo della rete già attuati da Terna nel recente passato - tra cui si segnalano quelli sulle direttrici "Montecorvino - Benevento II", "Benevento II - Volturara - Celle S. Vito" e "Foggia - Deliceto - Andria" - e numerosi sono i progetti previsti nel Piano di Sviluppo del 2013 volti a risolvere le criticità di rete connesse alla presenza di fonti rinnovabili non programmabili. A tal proposito merita rilevare come, tra gli investimenti strategici individuati dalla deliberazione 40/2013/R/EEL, vengano annoverati i rinforzi delle reti nell'area Foggia - Benevento.

Rispetto al potenziamento delle interconnessioni con l'estero, una citazione particolare merita l'avanzamento del progetto di interconnessione tra Italia e Balcani, che nei prossimi anni prevede la realizzazione di collegamenti sottomarini per una capacità di trasporto di circa 1.000 MW tra Italia e Montenegro.

Fig C.2.1 Consumi finali per comparto e Pil



Fonte: Terna dati provvisori del 2012

Fonte: I.M.F. World Economic Outlook Database, October 2012

5 La ragione di tale provvedimento, come noto, risiede nella necessità di garantire l'accettazione sul MGP di una quota di offerta proveniente da impianti termici nazionali sufficiente a garantire un opportuno livello di riserva rotante. Nelle giornate di bassa domanda e di un significativo ammontare dei volumi offerti da fonti rinnovabili non programmabili, il mantenimento della consueta capacità di interconnessione con l'estero potrebbe determinare una situazione in cui, a valle dei programmi del MGP, il fabbisogno risulti quasi integralmente soddisfatto dall'offerta estera e da rinnovabili, a forte danno della sicurezza del sistema.

6 Si veda al riguardo la Sezione C.2.3.3.

Potenza efficiente di generazione e picco di domanda

Tab C.2.1

GW	Al 31-dic-2008	Al 31-dic-2009	Al 31-dic-2010	Al 31-dic-2011	Al 29-feb-2013
POTENZA EFFICIENTE LORDA	102,3	105,2	110,3	122,3	129,8
IDROELETTRICO	21,6	21,7	21,9	22,1	22,3
TERMICO	76,0	76,7	78,3	79,7	81,1
GEOTERMICO	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
EOLICO E FOTOVOLTAICO	4,0	6,0	9,3	19,7	25,7
<i>Eolico</i>	-	-	-	6,9	8,4
<i>Fotovoltaico</i>	-	-	-	12,8	17,2
PICCO DI DOMANDA	55,3	51,9	56,4	56,5	54,1
GIORNO	<i>26 Giugno</i>	<i>17 Luglio</i>	<i>16 Luglio</i>	<i>13 Luglio</i>	<i>10 Luglio</i>
ORA	12	12	12	12	12

Fonte: Terna dati provvisori del 2012

Bilancio energetico elettrico Terna

Tab C.2.2

TWh	2008	2009	2010	2011	2012	Variazione '12/'11
TOTALE RICHIESTA	339,5	320,3	330,5	334,6	325,3	-3,1%
CONSUMI NAZIONALI	319,0	299,9	309,9	313,8	305,0	-3,1%
PERDITE DI RETE	20,4	20,4	20,6	20,8	20,3	-3,1%
ACQUISTI POMPAGGI	7,6	5,8	4,5	2,5	2,6	3,2%
PRODUZIONE NETTA	307,1	281,1	290,7	291,4	284,8	-2,5%
IDROELETTRICO	46,7	52,8	53,8	47,2	43,3	-8,5%
TERMICO	250,1	216,1	221,0	218,5	204,8	-6,5%
GEOTERMICO	5,2	5,0	5,0	5,3	5,2	-1,7%
EOLICO	4,9	6,5	9,0	9,8	13,1	33,9%
FOTOVOLTAICO	0,2	0,7	1,9	10,7	18,3	71,3%
SALDO IMPORT/EXPORT	40,0	45,0	44,2	45,7	43,1	-6,0%
IMPORT	43,4	47,1	46,0	47,5	45,4	-4,8%
EXPORT	3,4	2,1	1,8	1,8	2,3	27,3%

Fonte: elaborazioni GME su dati Terna 2012 provvisori

Produzione netta termoelettrica per tipo di combustibile

Tab C.2.3

TWh	2011	2012	Variazione '12/'11 (%)	Variazione '12/'11 (TWh)
COMBUSTIBILI SOLIDI	40,7	44,7	9,5%	4,0
GAS NATURALE	140,6	125,2	-11,2%	-15,5
PRODOTTI PETROLIFERI	7,6	8,1	5,3%	0,4
ALTRI COMBUSTIBILI SOLIDI	20,2	21,1	4,4%	0,9
ALTRI COMBUSTIBILI GASSOSI	8,6	3,1	-64,0%	-5,5
ALTRO	0,8	2,7	250,8%	1,9
TOTALE PRODUZIONE NETTA	218,5	204,8	-6,5%	-13,7

Fonte: elaborazioni GME su dati Terna 2012 provvisori

2.2 La partecipazione al mercato

Il 2012 ha registrato un aumento degli operatori iscritti sui mercati e sulle piattaforme del GME, saliti al nuovo massimo su PCE (259; +51) ed attestatisi sulle 200 unità su Iplex (+8). Oltre all'aumento nominale degli iscritti, l'elemento di maggior interesse risiede nella prosecuzione di una tendenza in atto da diversi anni che ha visto crescere il numero di operatori attivi. Il fenomeno appare comune a tutti i mercati elettrici, con il MI e il MGP il cui numero di operatori con offerte si è portato rispettivamente sulle 114/149 unità (+23/+12) ed il MTE che, pur attestandosi su livelli ancora modesti (25 unità), ha registrato un aumento del 25%. Sempre in riferimento al numero di operatori attivi, occorre inoltre rilevare come la crescita di questi ultimi sia avvenuta in maniera bilanciata, dal momento che l'incremento ha interessato sia gli operatori presenti con offerte in vendita che quelli con offerte in acquisto (Tab C.2.4.).

Tab C.2.4 La partecipazione al mercato

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PCE						
<i>Operatori iscritti</i>	116	146	167	205	208	259
<i>Operatori con programmi</i>	108	100	88	95	103	120
<i>in immissione</i>	94	76	68	75	79	97
<i>in prelievo</i>	73	70	65	71	73	75
IPEX						
<i>Operatori iscritti</i>	127	150	172	207	192	200
MTE						
<i>Operatori con offerte</i>	-	8	16	15	20	25
<i>di vendita</i>	-	8	13	12	18	23
<i>di acquisto</i>	-	5	12	13	13	19
MGP (escluso PCE)						
<i>Operatori con offerte</i>	89	105	115	131	137	149
<i>di vendita</i>	71	84	92	104	111	124
<i>di acquisto</i>	74	90	90	102	107	118
MI						
<i>Operatori con offerte</i>	32	37	53	69	91	114
<i>di vendita</i>	29	34	48	65	81	105
<i>di acquisto</i>	32	36	49	59	79	101

In un contesto in cui la recessione ha favorito una sensibile contrazione del fabbisogno elettrico registrato da Terna (325 TWh; -3,1%), l'ammontare dell'energia transitata sulle piattaforme e sui mercati del GME ha raggiunto i 566 TWh (+7,6%), rafforzando così un trend rialzista cominciato prima del 2007.

La crescita, al pari dell'anno scorso, è stata trainata dai volumi negoziati a termine (363 TWh; +11,8%), il cui livello, per la prima volta dalla partenza del mercato, ha superato quello relativo alle contrattazioni a pronti, scese sui 324 TWh (-3,1%). Sotto questo profilo si può considerare che: da un lato, in termini generali, il sorpasso dei volumi a termine su quelli a pronti sembra riflettere l'esigenza da parte degli operatori di dotarsi di strumenti di copertura contro il rischio connesso alla volatilità dei prezzi *spot*, rendendo, in ottica prospettica, i mercati a pronti il luogo nel quale gestire la modulazione e l'aggiustamento delle posizioni in esito alle negoziazioni a termine; dall'altro, nello specifico, il fenomeno riflette un aumento dell'attività di *trading* da parte degli operatori sulle piattaforme del GME⁷. A fronte, infatti, della contrazione dell'energia negoziata *spot* sul sistema Italia, il cui andamento, come lecito attendersi, tende a seguire quello della

7 L'incremento dell'attività di trading interessa in primo luogo la PCE nonché, in misura minore, il MTE.

richiesta elettrica registrata da Terna, l'incremento dei volumi scambiati a termine evidenzia un incremento del *churn ratio*, inteso come il rapporto tra volumi registrati e volumi nominati in consegna.

Dal dato disaggregato dell'energia scambiata a pronti si evince come il calo complessivo di quest'ultima risenta in parte di una contrazione dei volumi di borsa del MGP, attestatesi sui 179 TWh (-1%), ed in misura prevalente della caduta dei programmi in esecuzione dei bilaterali, scesi a 120 TWh (-9%). Costituiscono eccezione i Mercati Infragiornalieri (MI), dove gli scambi complessivi, pur continuando a rappresentare meno del 10% dei volumi del MGP inclusivi dei bilaterali, sono saliti al massimo storico per effetto di aumenti che hanno interessato, contemporaneamente, tutte e quattro le sessioni del MI (25 TWh totali). In tal senso, nei prossimi anni, un contributo alla crescita dei volumi del MI potrebbe giungere anche dalla revisione prevista dall'AEEG del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (deliberazione 281/2012/R/EFR), volta a trasferire ai produttori da FERNP⁸ parte dei costi di sbilanciamento ad essi imputabili. L'applicazione di corrispettivi sugli sbilanciamenti delle FERNP costituirebbe, infatti, il naturale incentivo per i produttori ad utilizzare maggiormente il MI, aggiustando così a ridosso del tempo reale i loro programmi sulla base di previsioni aggiornate e contenere, per tale via, gli oneri di sbilanciamento⁹.

L'ovvia conseguenza del calo dei volumi dei bilaterali nominati in consegna proporzionalmente maggiore del calo registrato in borsa è una crescita della liquidità del MGP¹⁰, salita al 60% (+2 p.p.). L'aumento, trainato dall'eccezionale incremento delle vendite in borsa del GSE (51 TWh; +30%)¹¹, appare calmierato da una tendenza di segno opposto dell'Acquirente Unico, che ha ridotto i suoi acquisti sul mercato regolamentato in maniera più consistente rispetto ai volumi bilaterali¹². Sostanzialmente stabile, viceversa, la liquidità degli operatori non istituzionali, attestatasi al 29% (-1 p.p.) (Tab C.2.5; Fig C.2.2).

A fronte di una modesta ripresa su base annua della liquidità, merita segnalare il dato relativo al primo trimestre del 2013 che ha visto crescere sensibilmente la liquidità del MGP, potandola su livelli mai raggiunti dal mercato in questo periodo dell'anno (75,7%; +18,4 p.p. circa rispetto al primo trimestre del 2012). L'incremento, in questo caso, risente prevalentemente di un mutamento delle modalità operative degli operatori non istituzionali, e segnatamente di quelli con una posizione di venditori netti. Parte di questi, infatti, ha modificato la propria strategia di offerta in vendita, alzando i prezzi offerti sui volumi provenienti da bilaterali ed abbassando, al contempo, quelli relativi ad offerte su borsa. Il risultato è stato un incremento della liquidità connesso all'aumento sia delle vendite che degli acquisti, in virtù di un maggiore sbilanciamento a programma di segno negativo¹³. Tale comportamento potrebbe segnalare la ricerca di una riduzione dell'ammontare delle garanzie finanziarie da presentare al GME, laddove i crediti degli operatori maturati verso il GME, in virtù delle maggiori vendite di borsa, superino i debiti maturati dai medesimi verso il GME stesso in conseguenza del maggior sbilanciamento a programma di segno negativo.

8 Fonti Energetiche Rinnovabili Non Programmabili.

9 Al riguardo, si segnala che nel primo trimestre 2013 i volumi movimentati dal GSE sugli MI sono cresciuti del 18% lato acquisto, essendo viceversa più che raddoppiati lato vendita.

10 Definita come rapporto tra i volumi scambiati in borsa sul MGP e le quantità complessive (inclusendo quindi i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

11 L'incremento delle vendite su borsa del GSE appare indotto dall'ulteriore espansione delle unità rinnovabili da esso dispacciate.

12 In questo caso, dato l'ammontare esiguo rispetto ai suoi acquisti, non si è tenuto conto dell'impatto sulla liquidità del rapporto tra i livelli delle vendite di borsa e da bilaterale effettuate da AU sulle zone estere.

13 Data la convenzione di segni adottata sulla PCE sui conti di immissione, qualora la somma algebrica (saldo energia del conto) tra la posizione netta del conto e i programmi registrati sul conto stesso non sia pari a zero (sbilanciamento a programma nullo) essa risulterà minore di zero (sbilanciamento a programma negativo).

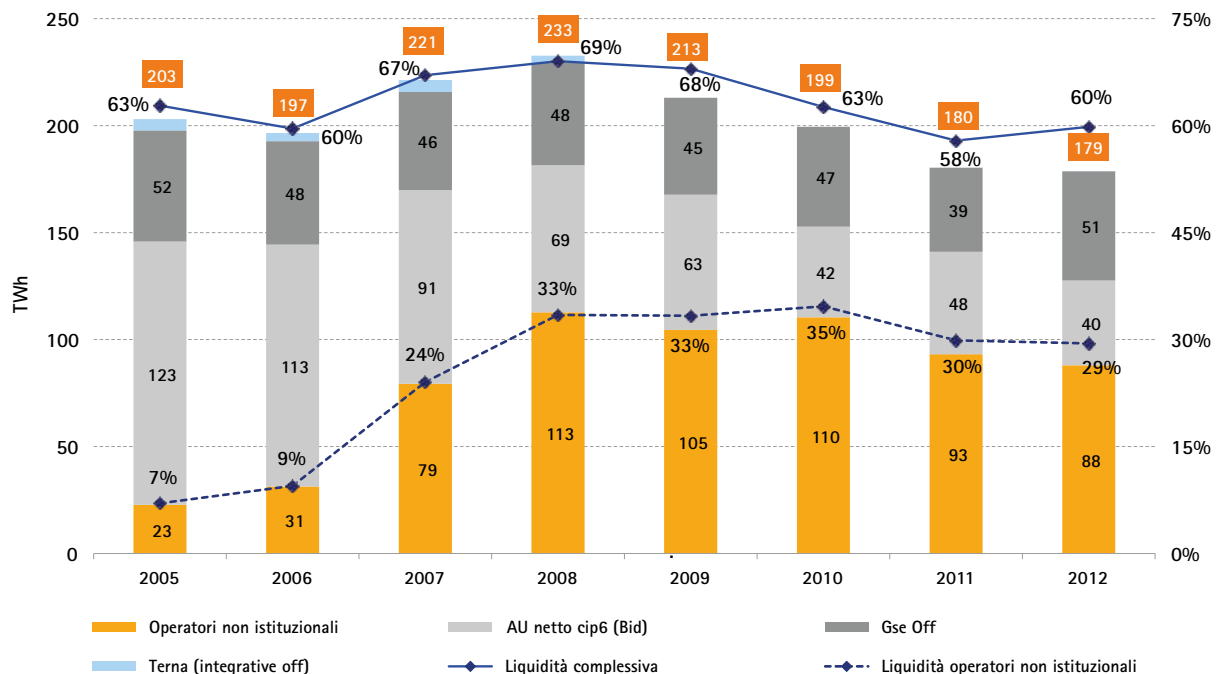
Tab C.2.5 Volumi scambiati sui mercati del GME¹⁴

	2007**	2008	2009	2010	2011	2012	Delta %
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	
VOLUMI TOTALI (a+b+c+d+e+g)	360,64	398,51	401,44	456,93	526,47	566,36	7,6%
SISTEMA ITALIA (e+f)	329,95	336,96	313,43	318,56	311,49	298,67	-4,4%
Contrattazioni a termine (a+b+c+d)	97,28	154,22	176,47	242,87	324,26	362,57	11,8%
(a) MTE borsa	-	0,06	0,12	6,29	31,67	30,36	-4,1%
(b) MTE OTC clearing	-	-	-	-	1,77	24,60	1287,7%
(c) CDE	-	-	-	0,10	-	-	-
(d) PCE (*)	97,28	154,16	176,35	236,48	290,82	307,61	5,8%
Contrattazioni spot (e+f+g)	342,69	348,61	325,36	333,18	333,36	323,80	-3,1%
(e) MGP/borsa	221,29	232,64	213,03	199,45	180,35	178,66	-1,2%
(f) PCE/bilaterali	108,66	104,32	100,39	119,11	131,15	120,00	-8,7%
(g) MA/MI (h+i+l+m+n)	12,74	11,65	11,93	14,61	21,87	25,13	14,6%
(h) MA	12,74	11,65	9,30	-	-	-	-
(i) MI1	-	-	1,68	9,47	14,47	15,99	10,3%
(l) MI2	-	-	0,95	5,15	5,38	6,21	15,0%
(m) MI3	-	-	-	-	1,22	1,72	40,9%
(n) MI4	-	-	-	-	0,80	1,21	50,7%

(*) Contratti registrati su PCE per anno di contrattazione, al netto dei contratti relativi a MTE (inclusi gli OTC clearing) e a CDE. Il dato del 2007 è relativo al periodo aprile-dicembre

(**) Nei volumi totali sono inclusi i dati PCE/bilaterali relativi al periodo gennaio-marzo 2007

Fig C.2.2 Liquidità del MGP



14 Le variazioni percentuali relative ai volumi totali e alle contrattazioni a termine sono calcolate sui livelli assoluti, mentre quelle relative alle contrattazioni spot sui volumi medi orari.

2.3 Il mercato del giorno prima (MGP)

2.3.1 Tendenze e prospettive nel mercato nazionale

Nel 2012 il mercato elettrico *spot* ha mostrato un generale consolidamento delle tendenze osservate nel corso del precedente biennio, messe tuttavia in discussione da segnali di novità emersi con decisione nell'ultima parte dell'anno e confermati dalle indicazioni, seppure parziali, tratte dal primo trimestre del 2013.

Al pari di quanto rilevato tra il 2010 e il 2011, infatti, l'analisi degli andamenti del Pun e delle sue determinanti ha evidenziato, anche nel 2012, un lieve aumento nominale dei prezzi – in corrispondenza del rincaro dei costi della generazione a gas¹⁵ – e un loro contemporaneo forte calo in termini reali¹⁶, alimentato da una strutturale condizione di *overcapacity* del sistema che l'estrema debolezza della domanda, scesa ai livelli del 2006, e l'incremento esponenziale della capacità produttiva rinnovabile hanno contribuito a rafforzare. Per tale via, in un contesto macroeconomico di profonda crisi, questi fenomeni hanno di fatto favorito il radicarsi nel mercato di uno scenario *lose-lose*, nel quale i consumatori si sono trovati a dover sostenere oneri maggiori di approvvigionamento, mentre i produttori hanno visto comprimere ulteriormente il margine di recupero dei costi sostenuti e aumentare le difficoltà di dispacciamento degli impianti termoelettrici.

Il rafforzamento dei trend biennali ha trovato conferma anche nei movimenti osservati nella microstruttura dei prezzi che, ancora nel 2012, hanno registrato l'avanzamento delle dinamiche di convergenza del Pun nei differenti gruppi orari, sancendo su questo tema l'allineamento dell'Italia agli standard europei. In corso d'anno, all'interno di questa tendenza di fondo, si sono peraltro manifestati sul MGP nuovi e sempre più frequenti episodi di inversione delle quotazioni diurne/notturne e di azzeramento dei prezzi orari, originati dagli impatti della crescente offerta fotovoltaica, spesso più che sufficiente a coprire l'intera domanda nelle ore di massimo irradiazione.

In questo panorama caratterizzato da processi evolutivi sostanzialmente inerziali, un primo significativo segnale di cambiamento si è tuttavia manifestato a partire dal quadrimestre finale del 2012, quando il rallentamento della crescita osservata sui riferimenti nazionali del gas naturale¹⁷ ha innescato una decisa inversione nella tendenza fino ad allora rialzista del prezzo dell'energia elettrica, favorendone un calo nominale. Di fatto l'instaurarsi di un trend ribassista sui mercati nazionali del gas e dell'elettricità, quest'ultimo confermato anche dalle aspettative degli operatori per il 2014¹⁸, sembra aprire la strada all'affermarsi di due nuove prospettive: da un lato, in ambito nazionale, l'interruzione dello scenario *lose-lose*, con beneficio sia dei consumatori che dei produttori, investiti da minori oneri di approvvigionamento¹⁹, dall'altro, in ambito europeo, un contenimento del differenziale che separa il Pun dalle altre quotazioni continentali, facendo emergere con ciò i benefici derivanti dai progetti di *coupling* che, a partire da quello già operativo con la Slovenia, vedono coinvolta l'Italia a livello comunitario.

15 Nella fase attuale, caratterizzata da continue rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, non è possibile individuare un riferimento solido e univoco per il costo del gas nazionale. Di fatto, in un contesto di profonda debolezza della domanda elettrica, la rinegoziazione degli onerosi contratti *take or pay* e la crescente significatività dei prezzi espressi dalle borse spot, in forte aumento di liquidità, hanno progressivamente eroso l'efficacia delle tradizionali formule di indicizzazione al petrolio, senza però fornire ancora alternative completamente valide. Tuttavia, pur nell'incertezza dei valori forniti, i principali indici pubblici di costo del gas sembrano restituire indicazioni tra loro analoghe, mostrando ancora per quasi tutto il 2012 un generale aumento, talora contenuto da rallentamenti circoscritti alla parte finale dell'anno.

16 Per Pun reale si intende la differenza tra Pun e costi variabili di generazione.

17 Un calo di notevole portata si rileva soprattutto sulle quotazioni registrate al PSV. Per approfondimenti si rimanda al Cap. C.3 del presente Rapporto.

18 Sul Mercato a Termine dell'elettricità gestito dal GME (MTE) le quotazioni baseload dei prodotti mensili e trimestrali relativi al 2013 in contrattazione nel mese di marzo risultano inferiori in media di circa il 14% al Pun consuntivato nel 2012 e il prodotto annuale relativo al 2014 si è attestato alla fine del primo trimestre attorno ai 63 €/MWh, livello che riporterebbe nel prossimo anno il prezzo dell'elettricità all'ingrosso a ridosso dei suoi minimi storici.

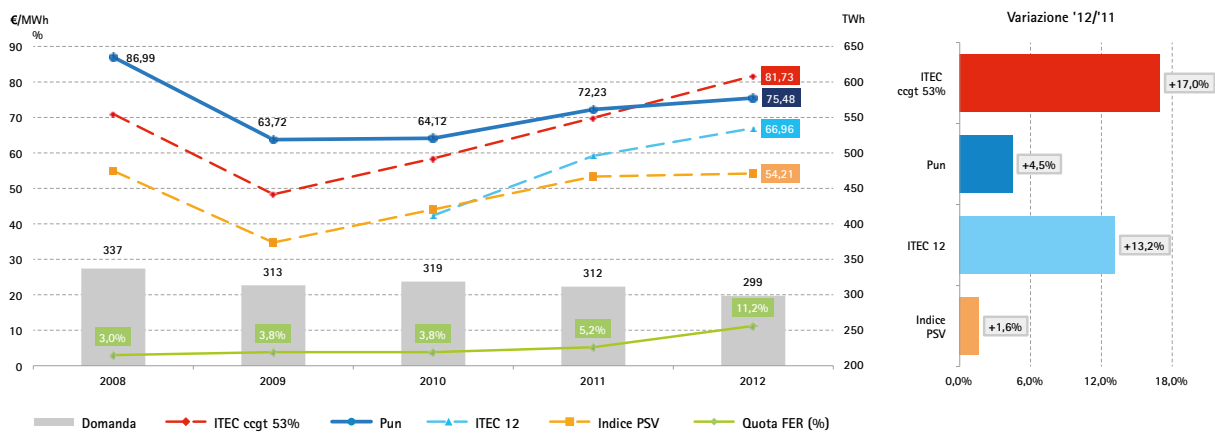
19 Per i produttori il concetto appare tanto più valido quanto maggiore e crescente sembra essere il peso assunto dalle più convenienti quotazioni spot nelle formule di costo del gas, a danno della componente di lungo termine indicizzata al petrolio.

2.3.2 L'andamento del Pun e dei suoi fondamentali

Nel 2012 il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica è risultato in lieve aumento nominale, attestandosi a 75,48 €/MWh (+4,5%) e confermando, in un panorama europeo caratterizzato da quotazioni più basse e in generale diminuzione, la peculiarità italiana originata da un mix produttivo mediamente meno conveniente e da un costo della materia prima gas più elevato che nel resto del continente²⁰.

Il dato ha consolidato una dinamica biennale moderatamente rialzista, la cui spinta inflazionistica è stata tuttavia mitigata, anche nel 2012, dall'effetto di contenimento esercitato da un insieme di fattori che congiuntamente hanno favorito una ulteriore drastica riduzione del Pun in termini reali (Fig C.2.3).

Fig C.2.3 Andamento del Pun e delle sue determinanti



Tra questi, in primo luogo, l'arretramento al minimo storico degli acquisti sul MGP (298,7 TWh, -4,4%) che trova origine prevalentemente nella fase di recessione attraversata dalla nostra economia e nell'aumento degli autoconsumi extramercato prodotto dallo sviluppo della potenza rinnovabile²¹. L'impatto della crisi sul mercato elettrico appare suffragato inoltre dalla crescita ai rispettivi valori massimi dello sbilanciamento a programma delle unità in prelievo (Sez. C.2.5, Fig C.2.30) e dell'elasticità della curva di domanda, sintomo, quest'ultimo, di una maggiore volontà dei consumatori di intraprendere, in presenza di una congiuntura sfavorevole, strategie di *pricing* più stringenti e consapevoli²² (Tab C.2.6).

20 Il dato fa riferimento agli andamenti registrati sui principali hub del gas nel 2012, quando complessivamente il differenziale tra il prezzo al PSV italiano e gli altri riferimenti europei si è attestato attorno ai 4 €/MWh.

21 L'aumento degli autoconsumi generato dalla diffusione degli impianti eolici e fotovoltaici ha effetti sul mercato producendo una riduzione "artificiale" dei volumi richiesti sul MGP. Tale fenomeno soprattutto negli ultimi due anni ha favorito un calo degli acquisti sul mercato *spot* superiore alle variazioni registrate sulla richiesta di energia elettrica consuntivata da Terna (325,3 TWh, -3,1%). In funzione di ciò nel 2012 il rapporto tra volumi commerciali e volumi fisici è sceso al minimo storico di 91,8% (Tab C.2.6).

22 Tale propensione è testimoniata dall'incremento delle offerte presentate in acquisto con indicazione di prezzo (34,8 TWh, +23,4%) e della quota elevata di casi in cui queste ultime risultano rifiutate (Tab C.2.6).

Andamento dei volumi sul MGP

TWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variazione '12/'11
Richiesta Terna	330,4	337,5	339,9	339,5	320,3	330,5	334,6	325,3	-3,1%
Domanda	324,0	337,1	335,4	354,3	339,2	345,1	338,2	330,5	-2,5%
con indicazione di prezzo	3,5	8,5	7,3	20,9	27,9	28,3	28,2	34,8	23,4%
rifiutata	0,8	7,1	5,4	17,2	25,7	26,4	26,6	31,8	19,1%
Aquisti	323,2	329,8	329,9	337,0	313,4	318,6	311,5	298,7	-4,4%
% su richiesta TERNA	97,8%	97,7%	97,1%	99,3%	97,9%	96,4%	93,1%	91,8%	-1,6%
Offerta	445,2	455,8	480,2	495,4	499,2	509,5	538,1	555,4	2,9%
% da fonte eolica e fotovoltaica	3,4	4,0	3,4	10,0	12,1	12,2	16,3	33,6	105,6%
Vendite	323,2	329,8	329,9	337,0	313,4	318,6	311,5	298,7	-4,4%
- da fonte eolica e fotovoltaica	3,1	4,0	3,4	10,0	12,1	12,2	16,3	33,6	105,5%
- da prezzo zero	233,6	247,4	221,0	226,5	225,8	218,4	210,0	201,8	-4,2%
IPEX	100,6	100,6	103,8	116,5	126,0	123,0	111,5	119,8	7,1%
PCE	133,0	146,8	117,2	110,0	99,8	95,4	98,5	82,1	-16,9%

In secondo luogo, il boom conclamato degli impianti rinnovabili non programmabili che, in virtù di un ammontare di vendite pari a 33,6 TWh (+105,5%) e di una quota di mercato dell'11,2% (+6 p.p.), ha contribuito al ribasso dei prezzi.

Infine, il calo della concentrazione di mercato a livelli sostanzialmente fisiologici, alimentato dal *surplus* di offerta che ha imposto una compressione della quota delle vendite in assenza di concorrenza (IOR: 9,3%, -3,3 p.p.)²³ e, dopo cinque anni di costante ascesa, della presenza al margine degli impianti a ciclo combinato (ITM ccgt: 59,7%, -6,2 p.p.). La sofferenza di questi ultimi, schiacciati dalla contrazione del mercato, dalla concorrenza dell'offerta rinnovabile e da prezzi del gas in continua ascesa, appare confermata dai dati che segnalano un crollo della loro quota di mercato (45%, -8 p.p.), un calo delle ore con offerte accettate sul MGP (-7%) e del tasso di successo²⁴ (-13,6 p.p.), nonché l'ennesima contrazione della domanda di gas per usi termoelettrici (-12,2%).

I cambiamenti strutturali osservati a livello di sistema, in un contesto in cui il complesso di relazioni che lega il prezzo ai suoi fondamentali sembra mantenersi solido²⁵ (Fig C.2.5 ; Fig C.2.6), hanno favorito nel 2012, relativamente al Pun, due fenomeni in particolare: la riduzione del suo differenziale giorno/notte, da un lato, e del suo valore nominale nell'ultima parte dell'anno, dall'altro.

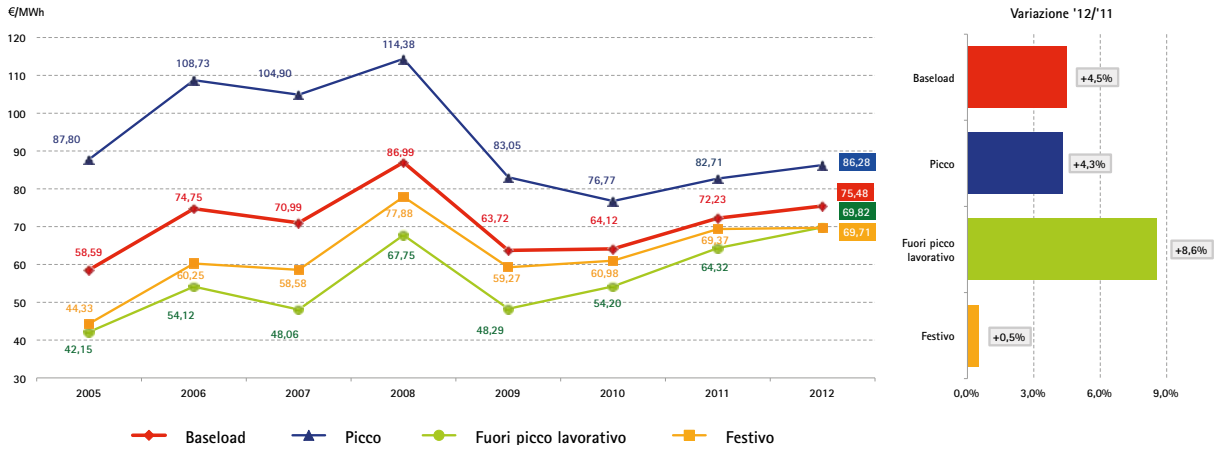
Relativamente al primo aspetto, in un mercato già lungo, caratterizzato da una domanda che non solo stenta a tornare sui livelli più elevati del precedente quinquennio, ma che anno dopo anno tende ad allontanarsene sempre più vistosamente, la crescente disponibilità di energia eolica e fotovoltaica, oltre ad aver incrementato la convergenza del prezzo tra i gruppi di ore portandola agli standard europei, ne ha anche favorito con frequenza sempre maggiore sia l'inversione giorno/notte (21% dei giorni, +15 p.p.) sia l'azzeramento, quest'ultimo per il momento soltanto su base zonale (Sud: 8 ore; Sicilia 34 ore; Sardegna 69 ore).

23 Lo IOR, dimezzato rispetto a cinque anni fa, risulta addirittura azzerato nella zona Nord del MGP.

24 Dove per tasso di successo si intende il rapporto tra offerte accettate e offerte presentate in vendita.

25 La solidità delle relazioni tra Pun e sue determinanti appare confermata dalla rinnovata validità del modello econometrico del GME, per le cui caratteristiche si rimanda al Box 2 della Relazione Annuale 2009. Al fine di migliorare le capacità di simulazione del modello, alle variabili storicamente utilizzate per la riproduzione del Pun nel 2012 si è aggiunto l'impatto delle dinamiche dei prezzi isolani, misurato dalla media ponderata dei prezzi di Sardegna e Sicilia. Si segnala che l'errore medio assoluto commesso dal modello risulta pari a 2,67 €/MWh nel periodo 2008-2011 e a 1,95 €/MWh nell'anno 2012. In merito si veda il grafico in Figura C.2.6.

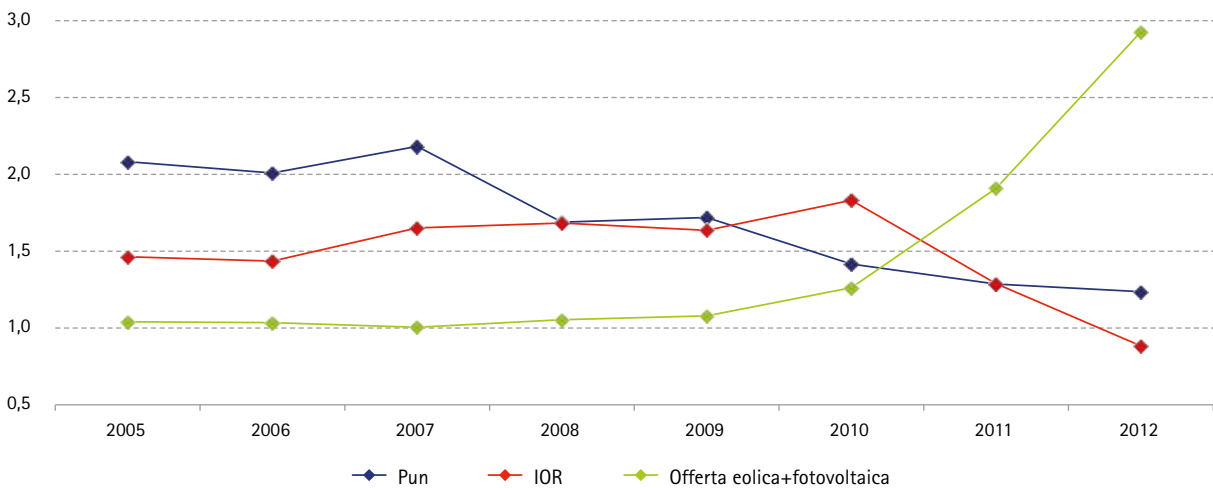
Fig C.2.4 Pun medio annuale baseload e per gruppi di ore



Nel dettaglio, il generale appiattimento del profilo giornaliero del Pun è testimoniato dall'ennesima riduzione del rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco a 1,24 (86,28 €/MWh vs 69,82 €/MWh), prodottasi in virtù del maggior aumento registrato sulle seconde (+8,6% vs +4,3%), in cui, verosimilmente, gli operatori hanno concentrato le possibilità di recupero dei loro margini, sfruttando, in tale ambito temporale, il minor contributo della nuova potenza rinnovabile (Fig C.2.4; Fig C.2.5).

Come è lecito attendersi, la convergenza è risultata massima nel semestre aprile-settembre²⁶, quando peraltro, in corrispondenza di un maggior numero di ore di illuminazione naturale, ha assunto una consistenza tutt'altro che residuale il fenomeno giornaliero dell'inversione del prezzo tra ore diurne e notturne (37% dei giorni, 65% nel mese di agosto)²⁷.

Fig C.2.5 Rapporto picco/fuori picco per Pun e fondamentali



Una forte tendenza verso i più bassi valori europei si è, inoltre, registrata sul rapporto tra prezzi festivi e fuori picco, allineati come mai prima d'ora sul MGP. La parità è stata raggiunta in corrispondenza di una sostanziale stabilità delle quotazioni festive, riflesso, nuovamente, del forte aumento di concorrenza

26 Complessivamente nel semestre aprile-settembre il rapporto picco/fuori picco scende a 1,11, attestandosi a 1,38 nei mesi rimanenti dell'anno.

27 In questo caso il dato è calcolato senza tener conto della distinzione tra giorni lavorativi e festivi. Più precisamente il fenomeno interessa complessivamente il 5% dei primi e il 57% dei secondi, con percentuali che salgono rispettivamente a 10% e 96% nel semestre aprile-settembre.

promosso dall'allargamento dell'offerta competitiva (IOR: 11,2%, -2,9 p.p.), in grado di neutralizzare gli effetti rialzisti generati, endogenamente al mercato, dai rincari del gas e, esogenamente, dalla riduzione periodica della NTC attuata da Terna per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico nei periodi di bassa domanda²⁸.

In ottica prospettica, la tendenza alla progressiva riduzione della modulazione oraria del Pun sembra peraltro destinata a perdurare nel tempo, come confermano anche dai primi dati del 2013²⁹ e, indirettamente, le indicazioni provenienti dai mercati a termine che mostrano alla fine del primo trimestre del 2013 per la parte rimanente dell'anno e per il 2014 una chiusura della forbice *peak/base*³⁰.

Le aspettative decisamente ribassiste espresse dagli operatori sui prezzi del MTE³¹ incorporano - e veniamo così al secondo rilevante fenomeno del 2012 - il trend fortemente calante registrato sul Pun a partire dalla fine dell'estate.

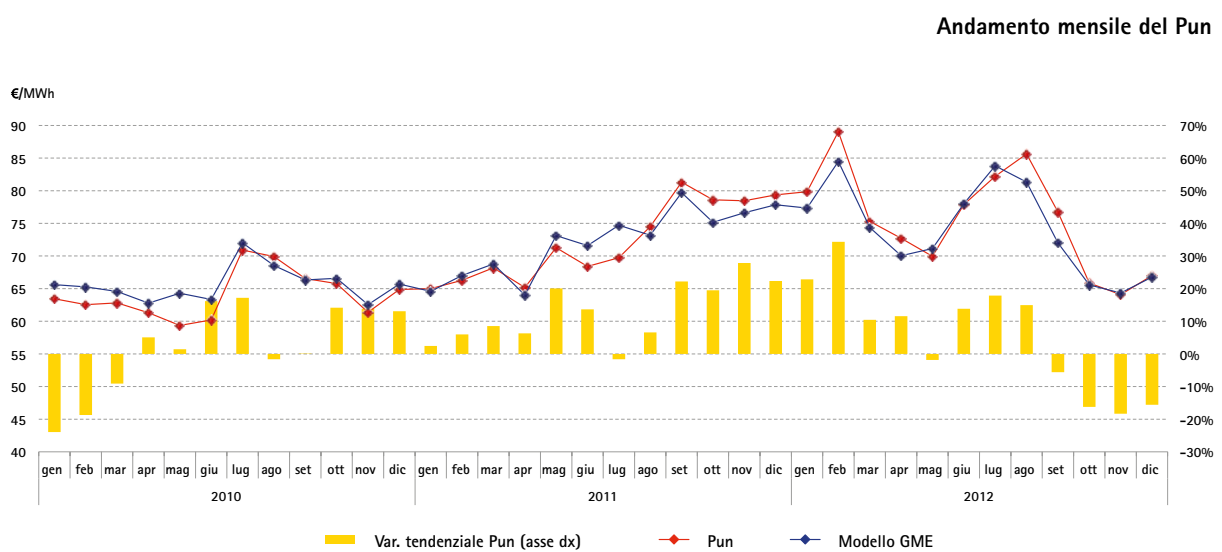


Fig C.2.6

In particolare, le quotazioni nell'ultimo trimestre del 2012 hanno toccato un valore medio di 65,66 €/MWh (contro 78,78 €/MWh dei precedenti nove mesi), inanellando una serie di consistenti riduzioni tendenziali (16/19%), protrattasi per tutta la prima parte del 2013³² e originata dalle variazioni altrettanto acute registrate nel medesimo periodo dalle grandezze di mercato in grado di influenzare il prezzo.

Nel dettaglio, nel corso del trimestre ottobre-dicembre, il calo su base tendenziale degli acquisti sul MGP è risultato pari al 7% contro il 4% dei primi nove mesi dell'anno; l'aumento dell'offerta si è attestato al +6% contro il +2% del periodo gennaio-settembre, mentre lo IOR è sceso di 6 p.p. contro i 2 p.p. registrati nella precedente parte del 2012. Per quanto riguarda il gas, è nota l'attuale difficoltà ad individuare un riferimento nazionale che possa stimare adeguatamente il costo d'approvvigionamento medio degli impianti a ciclo combinato. Tuttavia, nella parte finale dell'anno tutti gli indici utilizzati nel passato hanno mostrato o un rallentamento nella crescita (Itec ccgt al 53%) o addirittura una drastica flessione (PSV).

28 Nei periodi di bassa domanda ed elevata disponibilità di offerta rinnovabile non programmabile, Terna mette in atto, dichiarandoli anticipatamente, restringimenti sulle interconnessioni con l'estero (e/o sui transiti interni alla penisola italiana) al fine di garantire al sistema il sufficiente margine di riserva fornito da impianti programmabili e quindi la gestione in sicurezza del sistema.

29 Nel primo trimestre 2013 i rapporti picco/fuori picco e festivo/fuori picco si sono attestati rispettivamente a 1,28 e 1,02, in calo del 9% e del 2% rispetto al dato omologo dell'anno precedente.

30 Il dato è calcolato come rapporto tra i prezzi di controllo *peakload* e *baseload* relativi al prodotto annuale 2014. Tale valore, pari a 1,11, risulta in diminuzione rispetto a quello consuntivato nel 2012 per il prodotto annuale 2013, pari invece a 1,14, facendo presupporre un'ulteriore convergenza tra i prezzi di picco e quelli fuori picco.

31 Si veda a tal proposito Cap. C.2.6.

32 Nel primo trimestre 2013 il prezzo si è attestato a 63,84 €/MWh, in calo del 21% rispetto allo stesso periodo del 2012. La diminuzione è risultata particolarmente elevata a febbraio (-29%), quando nel 2012 il Pun aveva toccato il suo massimo annuo, a seguito di condizioni climatiche decisamente sfavorevoli, toccando valori comunque sostenuti anche a gennaio (-19%) e a marzo (-16%).

In conclusione, il rafforzamento dell'*overcapacity*, l'ancor più elevata concorrenzialità del MGP, ma soprattutto i primi segnali di rallentamento nelle dinamiche di crescita del costo del gas, unica determinante ad agire in senso rialzista sul Pun nel corso dell'ultimo triennio, hanno così decretato l'inversione nel trend pluriennale dei prezzi, aprendo la strada ad una diminuzione nominale delle quotazioni elettriche e ad un possibile superamento dello scenario di mercato *lose-lose*.

2.3.3 I mercati zionali

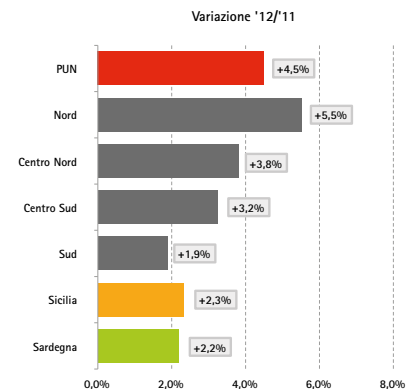
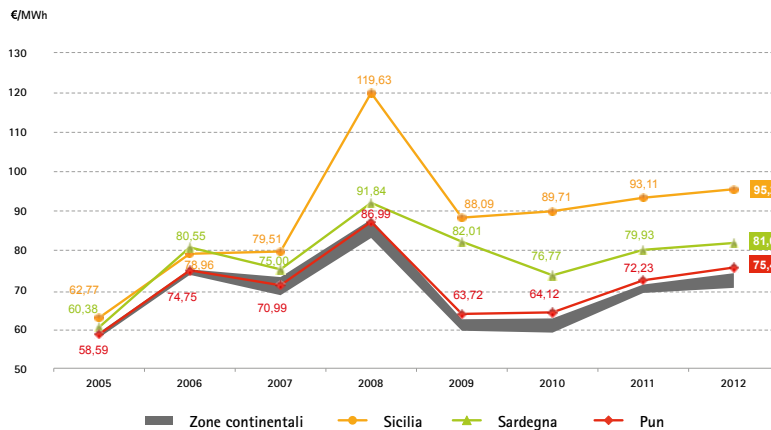
Nel 2012, i prezzi zionali, in analogia con quanto osservato per il Pun, hanno tutti sperimentato aumenti in termini nominali, riflettendo in prevalenza i rincari dei costi della generazione a gas i cui effetti rialzisti, tuttavia, appaiono ancora una volta mitigati da un ulteriore rafforzamento della condizione di *overcapacity* comune a tutte le zone, che ha peraltro favorito una diffusa riduzione della quota delle vendite in assenza di concorrenza (IOR). In maniera speculare a quanto rilevato a livello di sistema, elementi di novità sono emersi nella parte conclusiva dell'anno, quando l'aggravarsi della condizione di eccesso di offerta, congiuntamente al rallentamento delle dinamiche inflazionistiche della materia prima gas, ha prodotto una inversione del trend crescente dei prezzi zionali, confermata anche dai forti cali tendenziali delle quotazioni osservati nel primo trimestre 2013.

In virtù di tali dinamiche, i prezzi zionali sono saliti sui 70/74 €/MWh sul continente, portandosi a 82 €/MWh e 95 €/MWh in Sardegna e Sicilia. A fronte di variazioni di direzione analoga a quella del Pun, segnali di forte discontinuità rispetto all'ultimo quinquennio emergono tuttavia guardando all'entità degli incrementi di prezzo. La diversa intensità delle variazioni, più marcate sulle zone settentrionali, più contenute al meridione, ha infatti modificato il processo di convergenza in atto dal 2008 tra le quotazioni delle zone peninsulari; il Nord, per la prima volta dalla partenza del mercato, risulta la zona più costosa del continente (74,05 €/MWh, +5,5%), segnando uno scarto di circa 4 €/MWh con il più economico Sud (70,34 €/MWh, +1,9%), unica zona esportatrice netta del sistema (export netto a 22 TWh). In una situazione in cui l'accentuarsi della condizione di *overcapacity* nella quale versa il mercato elettrico sembra colpire in maniera relativamente più consistente il Nord (rigettate +17% vs +12% del Sud), per effetto sia del più ampio aumento dei volumi offerti (+4% vs +2%), sia di un arretramento della domanda più deciso rispetto al mezzogiorno³³ (domanda del Nord -4% vs -2% del Sud), la divergenza tra i prezzi zionali appare dunque attribuibile in buona parte ad una crescita dell'offerta rinnovabile relativamente più rapida al meridione (Fig C.2.7; Tab C.2.6). Il fenomeno appare peraltro più che confermato dai dati parziali del 2013, che mostrano un progressivo allargamento della forbice Nord-Sud, riflettendo inoltre anche le aspettative degli operatori, tese verso una ulteriore divergenza tra le due quotazioni. Rispetto a quest'ultimo punto, merita rilevare come, guardando ai risultati dell'asta dei CCC per il profilo peakload annuale, il prezzo di tale opzione relativo alla zona Nord si è attestato, per la prima volta, su livelli negativi (-0,10 €/MWh).

³³ Sotto questo profilo, la forte contrazione dei consumi sulle zone settentrionali appare coerente con i dati provvisori forniti da Terna per il 2012, che evidenziano la stretta relazione tra la crisi economica e la contrazione della richiesta elettrica, con i consumi industriali che segnano una flessione del 6%.

Prezzi zonal medii annui sul MGP

Fig C.2.7



Volumi zonal sul MGP – Anno 2012

Tab C.2.7

Zona	Acquisti	Variazione '12/'11	Vendite	Variazione '12/'11	Offerta	Variazione '12/'11	Domanda	Variazione '12/'11	Offerte Rigetate	Variazione '12/'11
Nord	158,4	-4,6%	120,5	-7,5%	254,0	4,0%	159,6	-3,9%	133,5	17,1%
Centro Nord	31,6	-7,2%	20,8	3,1%	39,7	-2,2%	31,9	-6,5%	18,8	-7,6%
Centro Sud	47,7	-4,1%	31,5	0,8%	77,7	8,5%	47,8	-3,8%	46,1	14,5%
Sud	25,0	-2,3%	47,4	-4,7%	83,6	1,7%	25,1	-1,9%	36,3	11,5%
Sicilia	20,0	0,5%	19,0	-1,0%	32,0	6,2%	20,0	0,7%	13,0	19,0%
Sardegna	12,7	-6,3%	12,8	10,2%	18,6	1,0%	12,7	-6,0%	5,8	-14,6%
Estero	3,3	-7,6%	46,5	-6,9%	49,8	-4,9%	33,3	10,3%	3,3	36,9%
Italia	298,7	-4,4%	298,7	-4,4%	555,4	2,9%	330,5	-2,5%	256,8	13,0%

L'impatto della penetrazione della generazione rinnovabile emerge anche dall'andamento della volatilità delle quotazioni e dalla dinamica del rapporto tra prezzi di picco e prezzi fuori picco. Per quanto concerne la prima, a livello di sistema la crescita dell'offerta rinnovabile, e in particolare di quella proveniente da fonti non programmabili, sembra aver favorito un ribaltamento del trend calante dell'ultimo biennio, con la volatilità del Pun che è salita all'8,8%, segnando una ripresa su base annua di 1,5 punti percentuali. Anche in questo caso, l'aumento della volatilità del Pun è stato accompagnato da una ascesa della stessa comune a quasi tutte le zone³⁴, sebbene più vigorosa su quelle in cui la densità della capacità rinnovabile eolica e fotovoltaica risulta più elevata (volatilità del Sud al 12%, +2,8 p.p vs volatilità del Nord all'8,8%, +1,6 p.p.). Anche guardando al rapporto *peak/off peak*, in forte diminuzione su tutte le zone a consolidamento di una tendenza evidenziata negli ultimi anni, si nota come la discesa appaia più ripida sulle zone meridionali. In tali zone, la crescita dell'offerta eolica e fotovoltaica, concentrata soprattutto nelle ore centrali della giornata, ha infatti calmierato in maniera relativamente più consistente le spinte rialziste dei prezzi nelle ore di picco, quando peraltro è aumentato il numero di ore in cui si sono osservati prezzi minimi a zero³⁵. Tale elemento sembra peraltro aver indirettamente contribuito a sostenere le quotazioni al fuori picco: coerentemente con i dati relativi allo IOR per gruppi di ore, gli operatori hanno difatti verosimilmente concentrato nelle ore *off peak* il recupero dei loro margini sui costi, anche in virtù di un più elevato potere di mercato indotto dalla minor presenza dell'offerta rinnovabile. Il fenomeno appare eccezionalmente significativo in Sardegna, dove si rileva una condizione di sostanziale equivalenza tra il livello dei prezzi al picco e quello fuori picco (1,10; -14%), risultando nondimeno molto rilevante anche al Sud (1,15; -5%), (Fig C.2.8; Fig C.2.9).

34 Costituisce eccezione la sola Sicilia, stabile al 15%.

35 A tal proposito, si segnala che il numero di ore diurne (9-20) in cui le quotazioni hanno toccato 0 €/MWh è stato pari a 8 al Sud, raggiungendo addirittura le 15 e 28 ore in Sicilia e Sardegna, a fronte di un dato che, nel 2011, è risultato nullo in tutte le zone.

Fig C.2.8 Volatilità dei prezzi

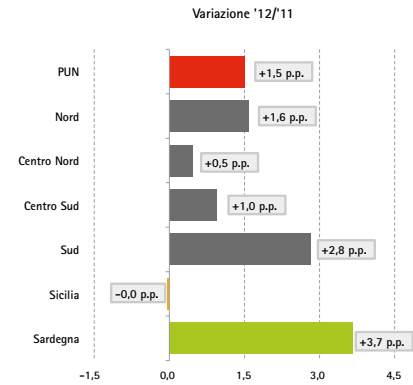
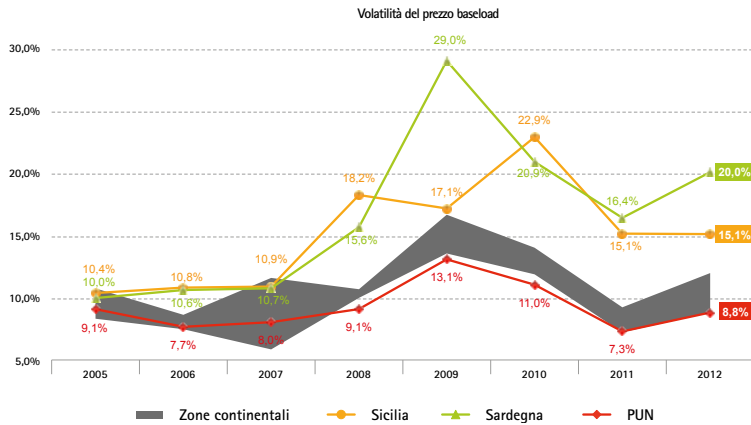
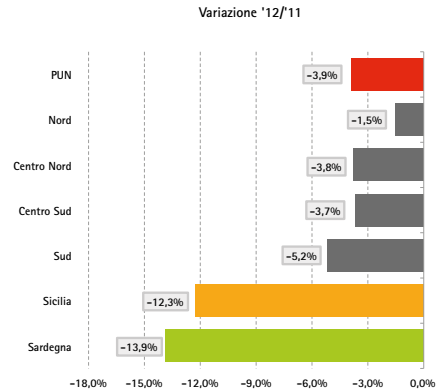
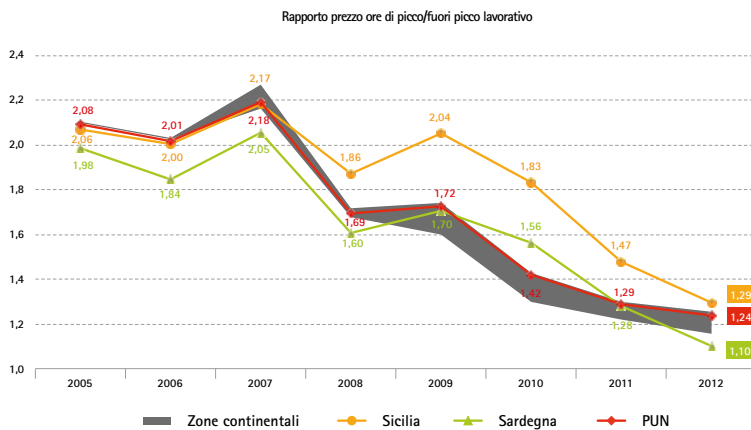
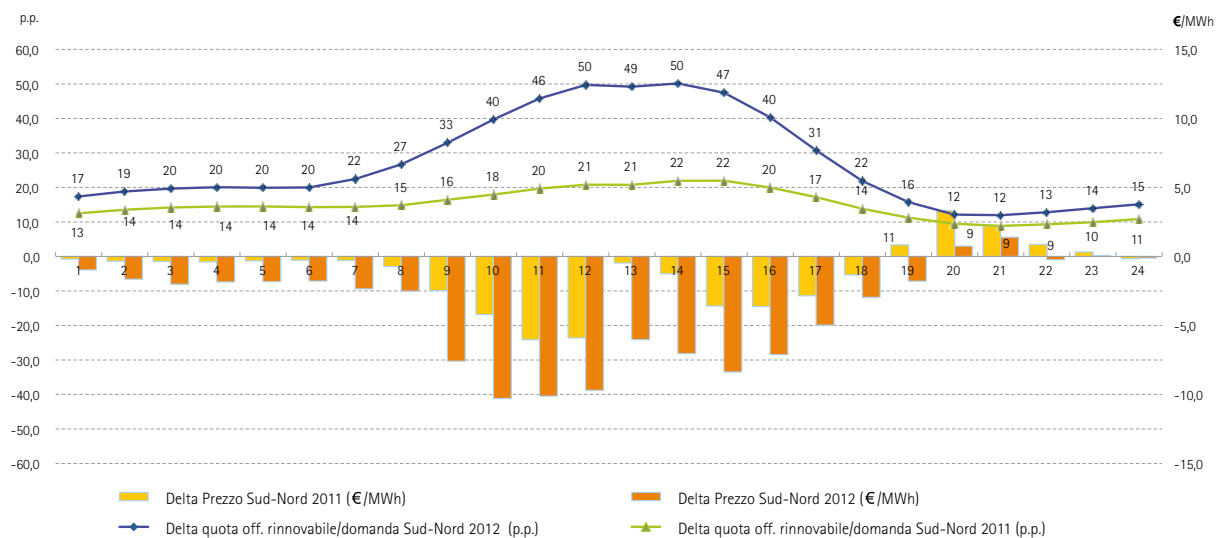


Fig C.2.9 Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative



Gli effetti che la progressiva espansione della capacità rinnovabile ha generato sulla struttura dei prezzi zionali emergono con ancora più forza dall'analisi oraria di alcune grandezze di mercato relative al Nord e al Sud. In particolare, confrontando in ciascuna ora e per ciascuna delle due zone, il valore medio annuo della quota dell'offerta eolica e fotovoltaica sulla domanda, si evince come il divario tra zona Nord e zona Sud appaia particolarmente consistente nelle ore a maggior irraggiamento solare, risultando, in aggiunta, in deciso aumento rispetto al 2011. In una condizione in cui la quota sulla domanda dell'offerta rinnovabile del Sud risulta, nelle ore notturne, di 12/20 punti percentuali più elevata rispetto alla quota del Nord, tale differenza si porta sui 50 punti percentuali tra le ore 12-14, contro un delta che, nel 2011, risultava all'incirca pari a 20-22 punti. Ne segue che lo scarto di prezzo tra le due quotazioni si concentra prevalentemente nelle ore centrali della giornata, quando la zona Sud si separa con sempre maggior frequenza con flussi in export per effetto dell'ingente disponibilità d'offerta rinnovabile, e il delta prezzo medio tra Sud e Nord si attesta sui -5 €/MWh, arrivando a toccare, in alcune ore, i -10 €/MWh (Fig C.2.10).

Delta prezzo Sud-Nord e differenza tra la quota dell'offerta eolica e fotovoltaica sulla domanda del Sud e quella del Nord (giorno medio - anni 2012-2011)

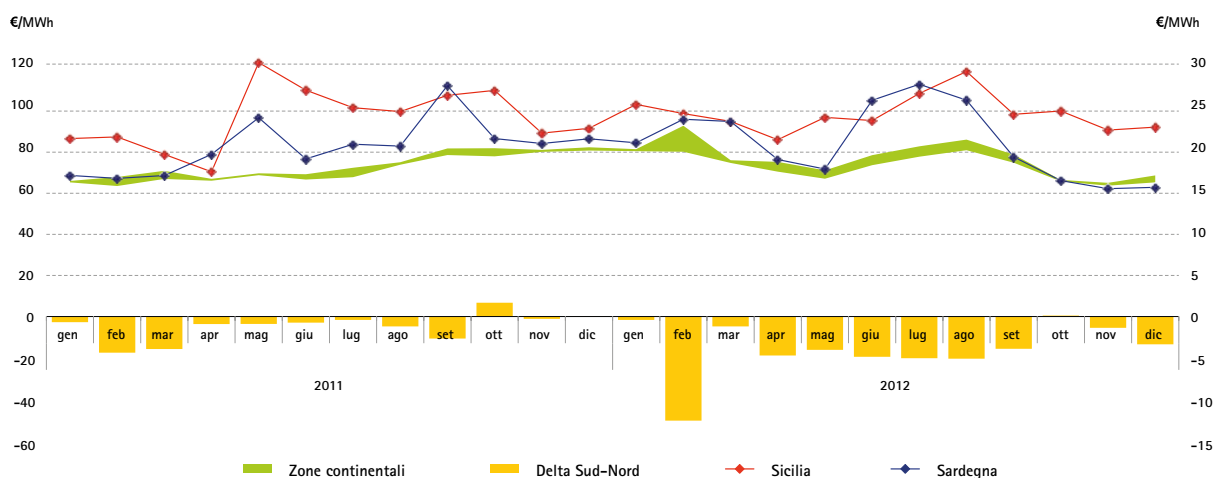


L'analisi dell'evoluzione mensile delle quotazioni ha messo in luce sulle zone continentali, similmente a quanto esibito dal Pun, la presenza di un *break* strutturale nell'ultima parte dell'anno, con i prezzi peninsulari che, dopo i rialzi tendenziali degli ultimi due anni, proseguiti nei primi otto mesi del 2012, hanno sperimentato sensibili ribassi su base annua (-13/-16% sulla fascia continentale). Relativamente al differenziale di prezzo tra Sud e Nord, quest'ultimo sembra riflettere in buona parte la stagionalità della modulazione rinnovabile, fissandosi stabilmente sui -4/-5 €/MWh tra aprile e settembre. In tale periodo, peraltro, la maggiore disponibilità d'offerta rinnovabile mostra i suoi effetti anche in maniera indiretta, attraverso la riduzione degli NTC in import previsti da Terna nei periodi di bassa domanda. Tale dinamica, di fatto, produce spinte inflazionistiche soprattutto sulla zona Nord, rendendo il prezzo di quest'ultima, in concomitanza di una contrazione dell'offerta proveniente dalle zone virtuali estero-settentrionali, maggiormente dipendente dall'offerta a basso costo del mezzogiorno. Meno consistenti i disallineamenti Nord-Sud nel periodo invernale, con l'unica eccezione di febbraio quando lo *spread* tra le due quotazioni non sembra tuttavia riflettere fenomeni strutturali, quanto gli eccezionali picchi di prezzo sulle borse centro-europee che hanno determinato un brusco aumento dei prezzi offerti sulle zone estero-settentrionali, con conseguenti impatti al rialzo sul prezzo del Nord.

Sulle isole, d'altro canto, a fronte di un aumento complessivo dei prezzi rispetto al 2011 meno intenso rispetto a quello della penisola (+2% circa)³⁶, la dinamica mensile dei prezzi evidenzia tendenze simili a quelle rilevate per la fascia continentale. Anche in Sicilia e Sardegna i prezzi hanno infatti toccato i loro massimi nei mesi estivi, quando peraltro, sull'isola sarda, si sono registrate riduzioni della capacità in import sul Sapei che hanno contribuito a generare rilevanti *spikes* di prezzo (Fig C.2.11).

³⁶ Ciò ha contribuito, seppur di poco, a comprimere il differenziale tra le quotazioni isolate e il Pun, con la Sicilia che segna uno scarto di 20 €/MWh (-1 €/MWh sul 2011) e la Sardegna che registra un differenziale di 6 €/MWh (-2 €/MWh sul 2011).

Fig C.2.11 Andamento mensile dei prezzi zonali e delta prezzo Sud-Nord. Anni 2011-2012.



Per il resto, sempre in riferimento alla Sardegna, sembrano consolidarsi le dinamiche osservate a partire dall'entrata in operatività del nuovo cavo di collegamento con la penisola avvenuta a fine 2009, il cui effetto è stato quello di garantire una maggiore integrazione dell'isola con il continente. La Sardegna risulta infatti unita o addirittura separata in export nel 92% delle ore, saturando viceversa in import in un numero limitato di casi (8% delle ore) quando, tuttavia, gli *spread* con il Pun appaiono particolarmente rilevanti. Ne segue che il differenziale tra il prezzo della Sardegna e il Pun osservato mediamente su base annua (6 €/MWh) si genera in un numero limitato di ore, caratterizzate da condizioni di particolare criticità dell'isola. Nel dettaglio, i disallineamenti di prezzo appaiono particolarmente consistenti nel 3,4% delle ore, quando si osserva contemporaneamente sia una diminuzione della capacità di trasporto sul transito Cento Sud- Sardegna, sia una ridotta disponibilità dell'offerta zonale.

A fronte dei piccoli segnali di miglioramento, il delta prezzo della Sicilia con il Pun, rispetto a quello della Sardegna, appare maggiormente connesso a fenomeni strutturali, risultando oltretutto più diffuso sotto il profilo temporale. Frequenti sono infatti i casi in cui l'isola separa in import dal continente (76%), registrando in tali ore uno *spread* medio di 28 €/MWh, che raggiunge i 38 €/MWh nelle ore in cui, ad una riduzione della capacità di interconnessione con il continente, si accompagna una condizione di scarsità d'offerta (36% delle ore).

Tab C.2.8 Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo sulle isole. Anno 2012

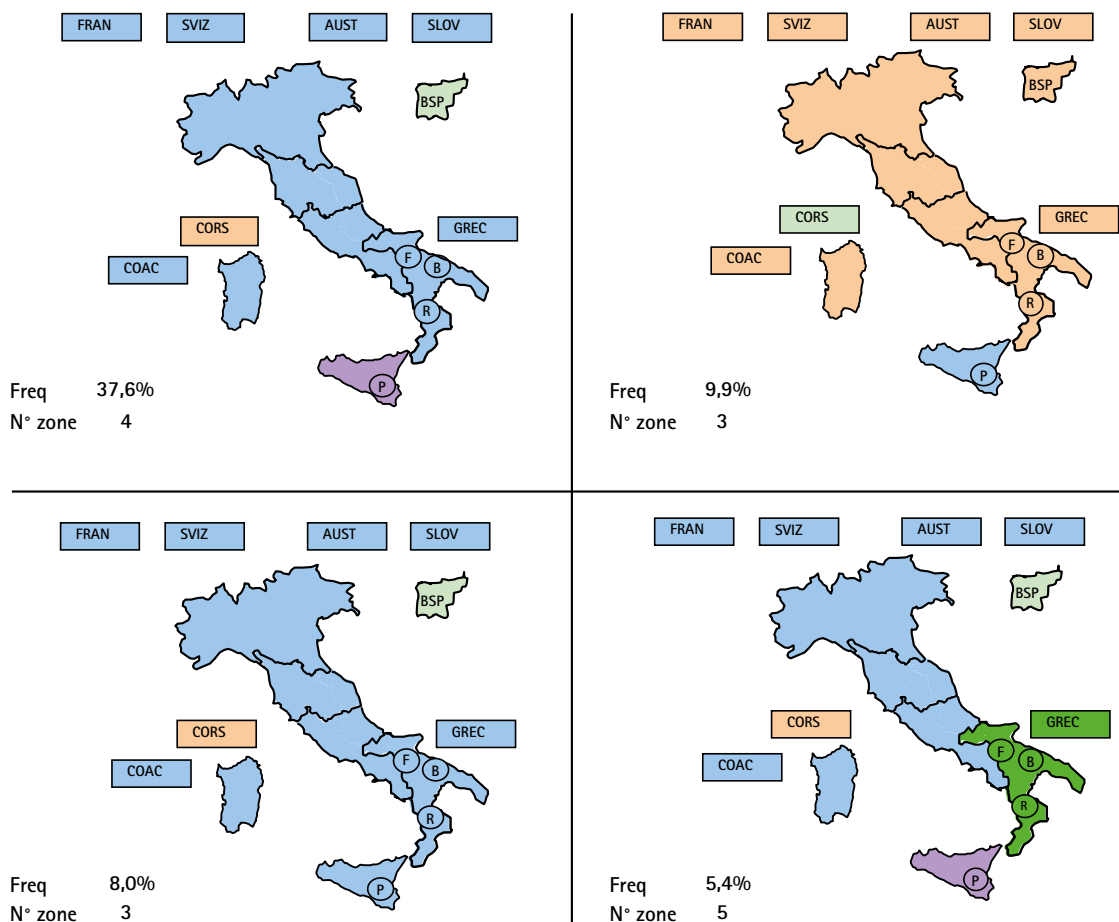
		Capacità di transito CSUD- SARD	Offerta rifiutata		
			Bassa	Alta	Totale
Ore in cui la Sardegna è separata in import	Minore/uguale a 530 MW	Frequenza (%)	3,4%	1,7%	5,1%
		Delta Pun (€/MWh)	131,7	88,1	117,2
	Maggiore di 530 MW	Frequenza (%)	2,4%	0,4%	2,9%
		Delta Pun (€/MWh)	100,0	23,1	88,2
Ore in cui la Sardegna è unita o separata in export	Qualsiasi	Frequenza (%)	5,8%	2,1%	7,9%
	Qualsiasi	Delta Pun (€/MWh)	118,4	74,5	106,6
Ore in cui la Sardegna è unita o separata in export	Qualsiasi	Frequenza (%)	44,8%	47,3%	92,1%
		Delta Pun (€/MWh)	-1,7	-3,2	-2,5
Totale	Totale	Frequenza (%)	51%	49%	100%
		Delta Pun (€/MWh)	12,1	0,1	6,2

		Capacità di transito ROSN-SICI	Offerta rifiutata		
			Bassa	Alta	Totale
<i>Ore in cui la Sicilia è separata in import</i>	Minore/uguale a 100 MW	Frequenza (%)	36%	21%	57%
		Delta Pun (€/MWh)	37,6	23,6	32,3
	Maggiore di 100 MW	Frequenza (%)	6%	13%	19%
		Delta Pun (€/MWh)	22,0	14,3	16,5
Qualsiasi	Frequenza (%)	41%	35%	76%	
	Delta Pun (€/MWh)	35,5	20,0	28,4	
<i>Ore in cui la Sicilia è unita o separata in export</i>	Qualsiasi	Frequenza (%)	8%	16%	24%
		Delta Pun (€/MWh)	-7,7	-6,9	-7,1
Totale	Totale	Frequenza (%)	49%	51%	100%
		Delta Pun (€/MWh)	28,6	11,4	19,8

La maggiore frammentazione delle zone continentali e, conseguentemente, i sempre più frequenti disallineamenti tra i prezzi della penisola, hanno favorito sia un aumento del numero medio di zone osservato sul continente (1,44; +0,10 sul 2011), che una crescita della rendita da congestione, salita a 206 milioni di euro (+ 27% sul 2011)³⁷. Significativo anche il dato relativo al numero di ore in cui il Sud e la Sicilia sono simultaneamente separate dalle zone centro-settentrionali, attestatosi al 5,4% (Fig C.2.12).

Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2012

Fig C.2.12



37 In particolare, gli aumenti appaiono particolarmente consistenti sulle direttrici Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord.

2.4 Mercato Infragiornaliero (MI)

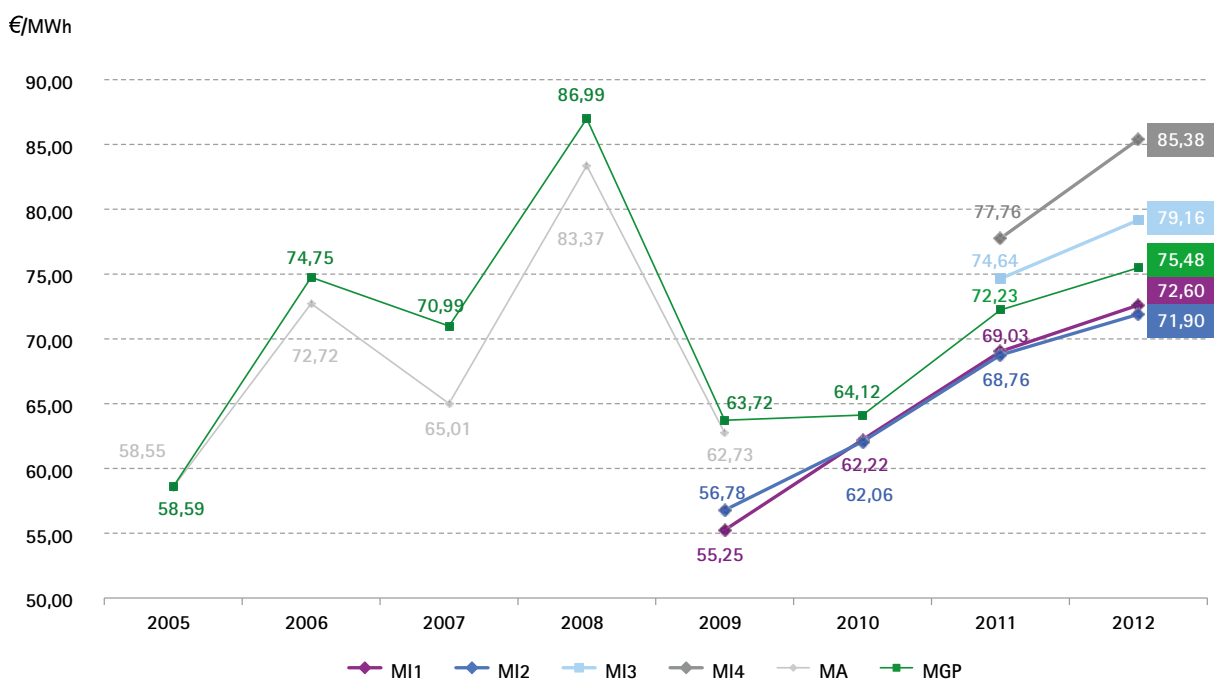
Il Mercato Infragiornaliero (MI), introdotto con la legge 2/09, ha sostituito, a partire dal primo novembre 2009, il Mercato di Aggiustamento (MA). Inizialmente articolato in due sessioni organizzate nel giorno precedente la consegna e riferite a tutte e 24 le ore del giorno successivo (MI1 e MI2), dal 1 gennaio 2011 MI si è arricchito di due nuove sessioni (MI3 ed MI4) con chiusura durante il giorno di consegna e riferite rispettivamente alle ultime 12 e 8 ore del medesimo giorno. Nelle quattro sessioni, organizzate nella forma di aste implicite, gli operatori possono modificare le proprie posizioni e aggiornare corrispondentemente i programmi preliminari cumulati, disponendo di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti, il fabbisogno di energia e le condizioni di mercato.

2.4.1 Prezzi

Nel 2012, i prezzi hanno segnato, in tutte le sessioni di mercato, rialzi compresi tra il 5 ed il 10%, più contenuti rispetto a quelli registrati nel 2011 rispetto all'anno precedente per MI1 e MI2 attestandosi tutti ai massimi storici del loro, seppur breve, periodo di attività. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 71,90 €/MWh di MI2 e 85,38 €/MWh di MI4. Nel triennio 2010-2012 la dinamica dei prezzi del Mercato Infragiornaliero appare strettamente correlata a quella dei prezzi di MGP (PUN), come del resto lo era stata anche la dinamica del Mercato di Aggiustamento nel periodo 2005-2009 (Fig C.2.13).

Quanto ai livelli, sempre nell'ultimo triennio, il prezzo di MI nelle quattro sessioni è risultato costantemente inferiore del 3-5% rispetto al PUN, in linea con il differenziale registrato gli ultimi due anni di MA. Naturalmente, per MI3 e MI4, il confronto con il PUN è stato operato nelle sole ore della giornata cui tali mercati producono un prezzo (h13-24 su MI3 e h17-24 su MI4) (Fig C.2.14).

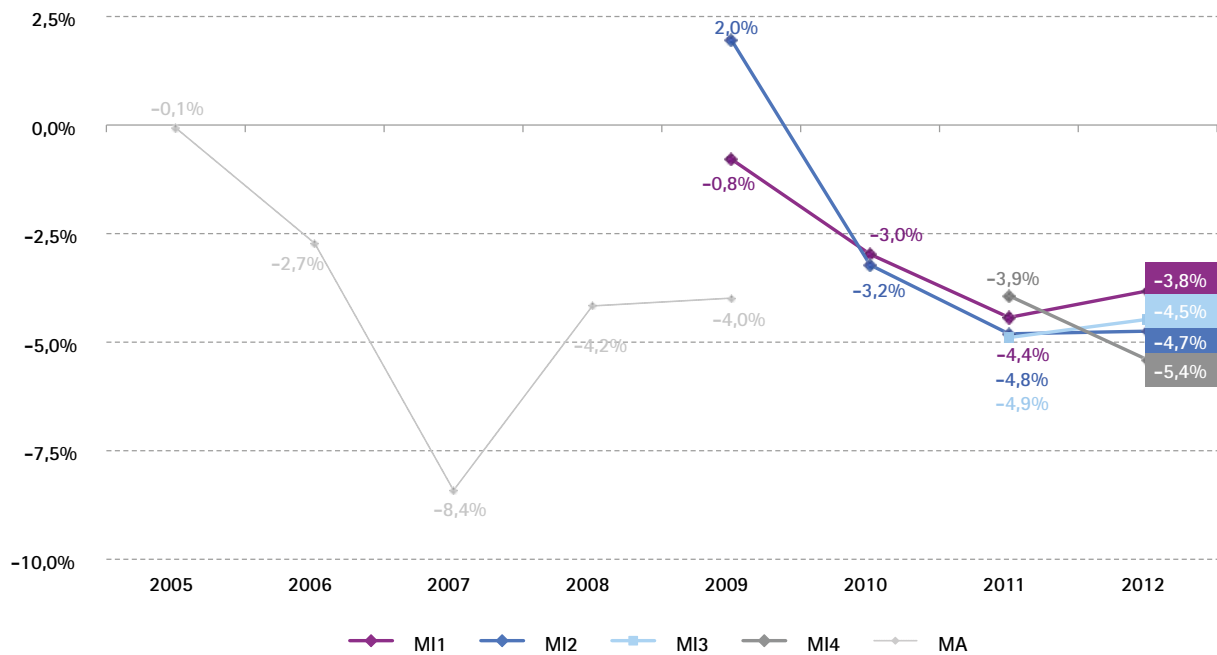
Fig C.2.13 Prezzi MI: evoluzione annuale³⁸



38 Il valore medio annuale dei prezzi MI è calcolato come media ponderata dei prezzi zonali per i relativi acquisti.

Prezzi MI: confronto con il PUN a parità di ore

Fig C.2.14



I prezzi delle sessioni MI1 ed MI2 sono risultati meno volatili rispetto alle sessioni MI3 e MI4, cronologicamente successive alle prime e più vicine alla consegna fisica dell'energia contrattata. La volatilità dei prezzi di MI1 ed MI2 si è peraltro consistentemente ridotta negli ultimi due anni, avvicinandosi a quella del PUN storicamente più contenuta. In particolare la volatilità dei prezzi di MI1 (la sessione più importante in termini di volumi), nel 2012 è stata, per la prima volta, inferiore a quella di MGP (-1,1 punti percentuali) (Fig C.2.15; Fig C.2.16).

Volatilità del prezzo di acquisto: evoluzione annuale

Fig C.2.15

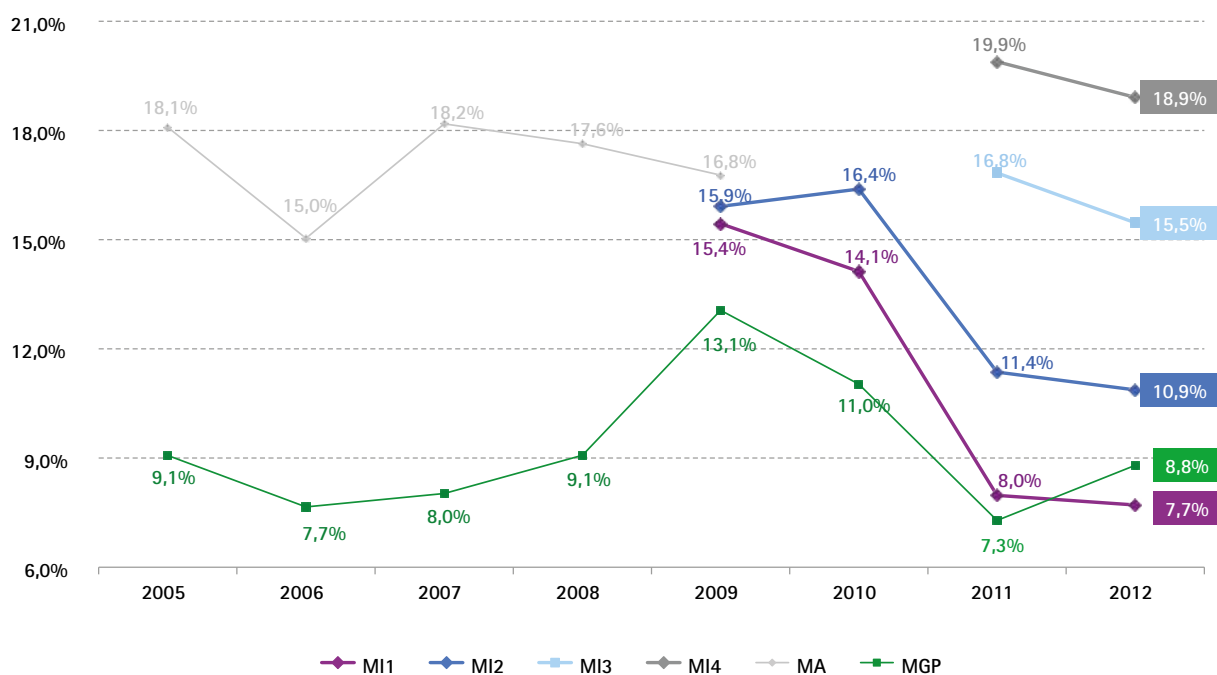
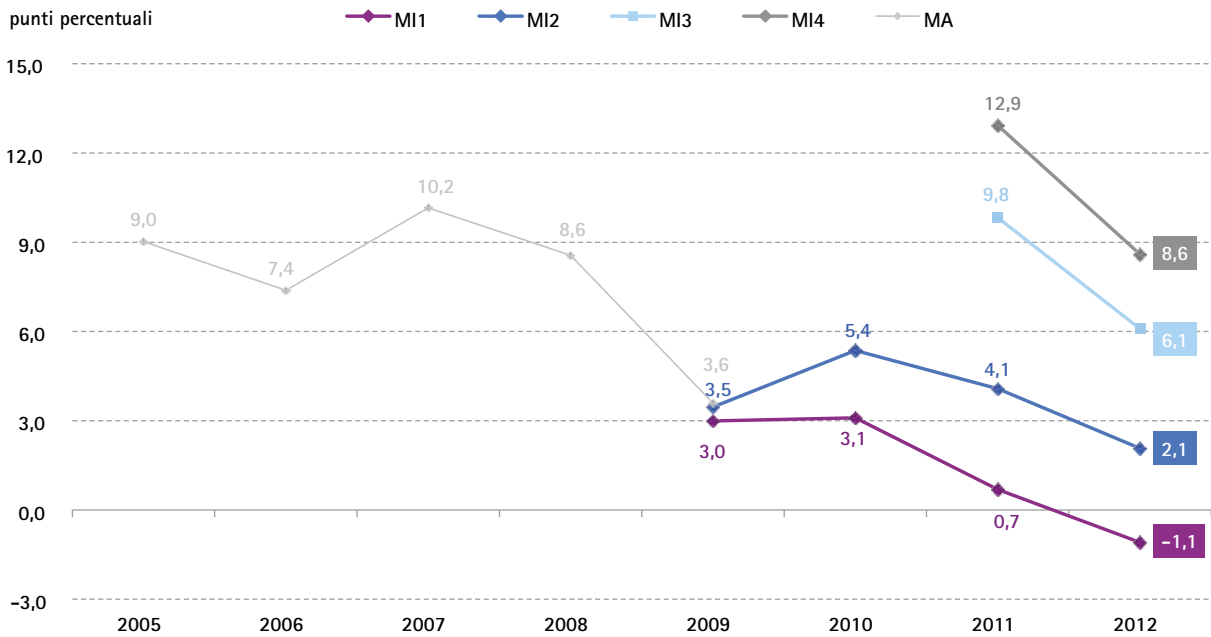
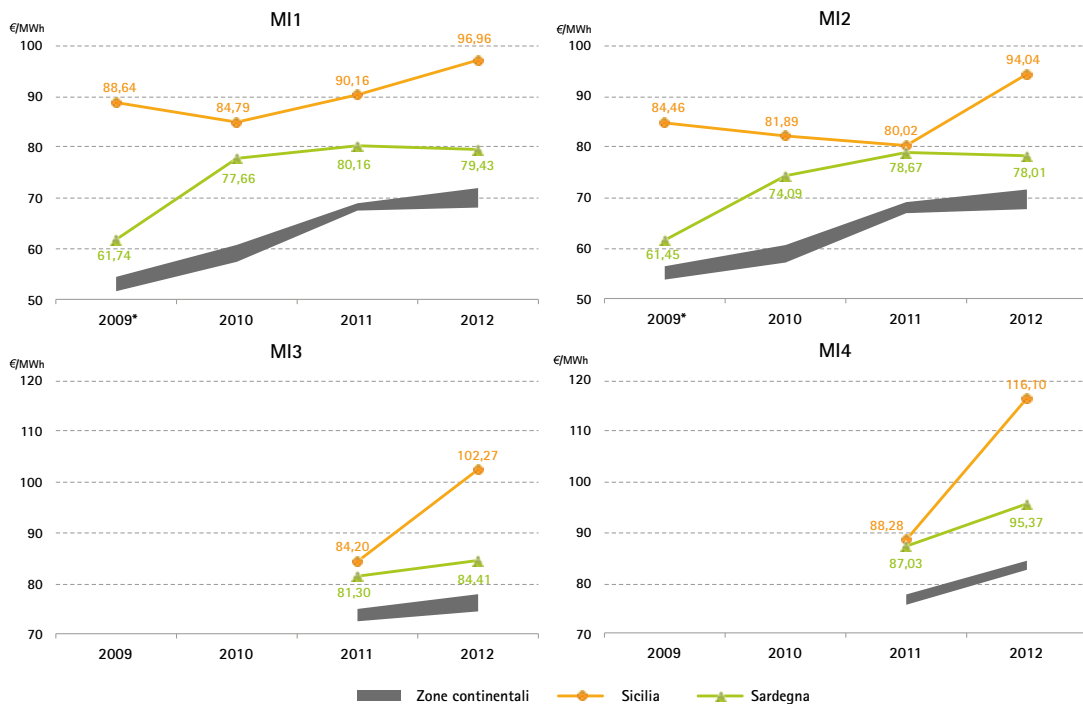


Fig C.2.16 Volatilità dei prezzi MI: confronto con il PUN a parità di ore³⁹



Anche i prezzi zionali delle quattro sessioni di MI appaiono correlati, sia nella dinamica che nei livelli, ai corrispondenti prezzi zionali di vendita di MGP. Pertanto, nel triennio 2010-2012, nelle due zone insulari i prezzi sono risultati sensibilmente più alti rispetto a quelli delle quattro zone continentali che hanno mostrato una sostanziale convergenza oscillando all'interno di una fascia piuttosto ristretta (Fig C.2.17).

Fig C.2.17 Prezzi zionali nelle sessioni di MI



* Il dato è relativo agli ultimi mesi dell'anno

39 Il dato esprime la differenza in termini di punti percentuali tra i valori medi annuali delle volatilità espresse dai prezzi MI e del PUN. Anche in questo caso per il MI3 e il MI4 la differenza è calcolata considerando il valore medio della volatilità del PUN nelle sole ore in cui i suddetti mercati infragiornalieri producono un prezzo (h13-24 per MI3 e h17-24 per MI4).

Nel triennio 2010-2012, i prezzi zonalI nelle quattro sessioni di MI, sono risultati più bassi rispetto ai prezzi di vendita zonalI di MGP, con qualche eccezione nelle due isole (Fig C.2.19).

Nello stesso periodo la volatilità dei prezzi zonalI ha mostrato una generale riduzione in tutte le quattro sessioni di MI. Nelle zone insulari, ed in *Sicilia* in particolare, la volatilità dei prezzi è stata decisamente più alta rispetto a quella delle zone continentali tra le quali non si evidenziano significative differenze. Inoltre, nelle zone continentali, MI1 ha segnato una volatilità più bassa anche rispetto ad MGP, mentre in MI3 e MI4, è risultata nettamente superiore (Fig C.2.19)

Prezzi di vendita zonalI

Fig C.2.18

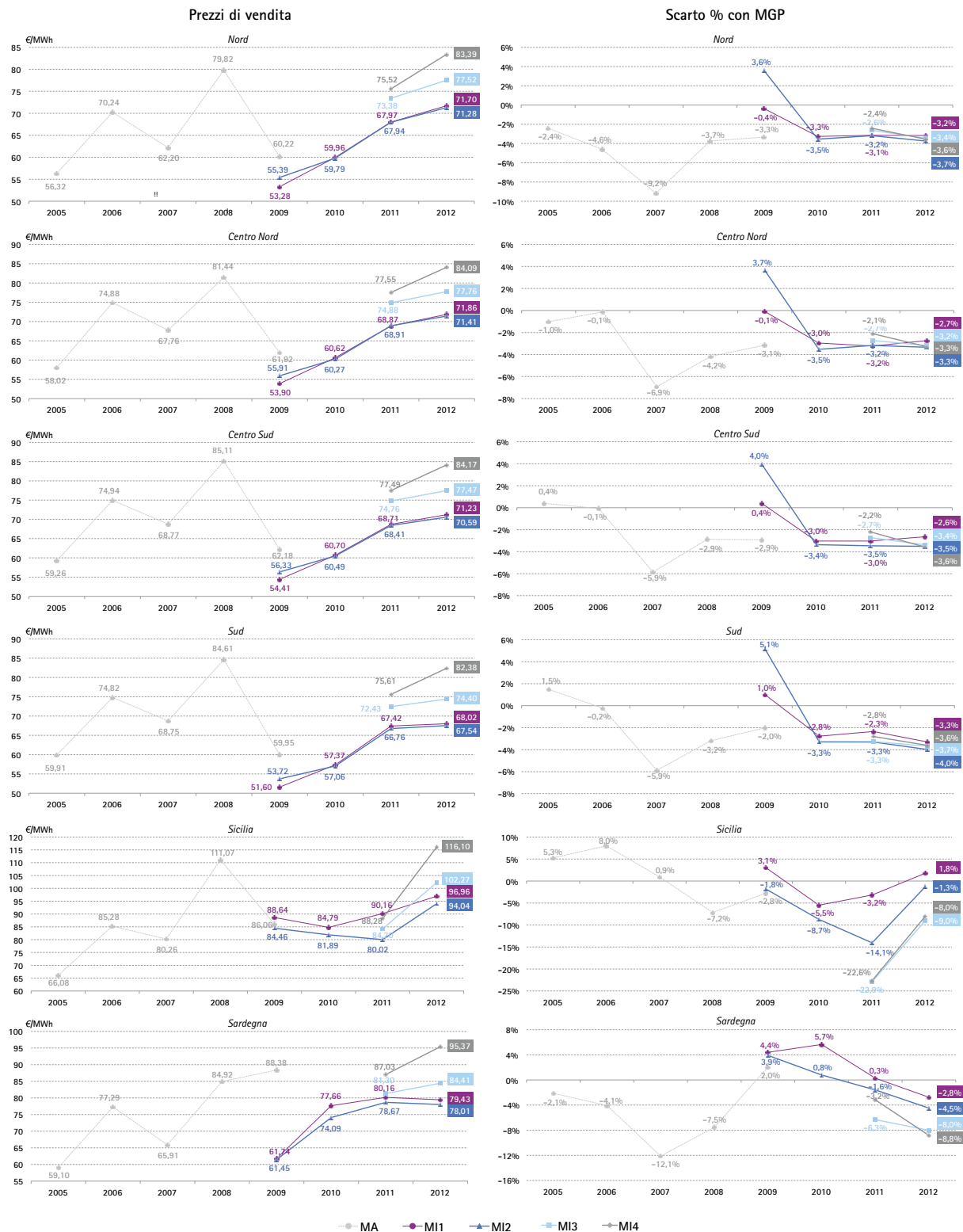
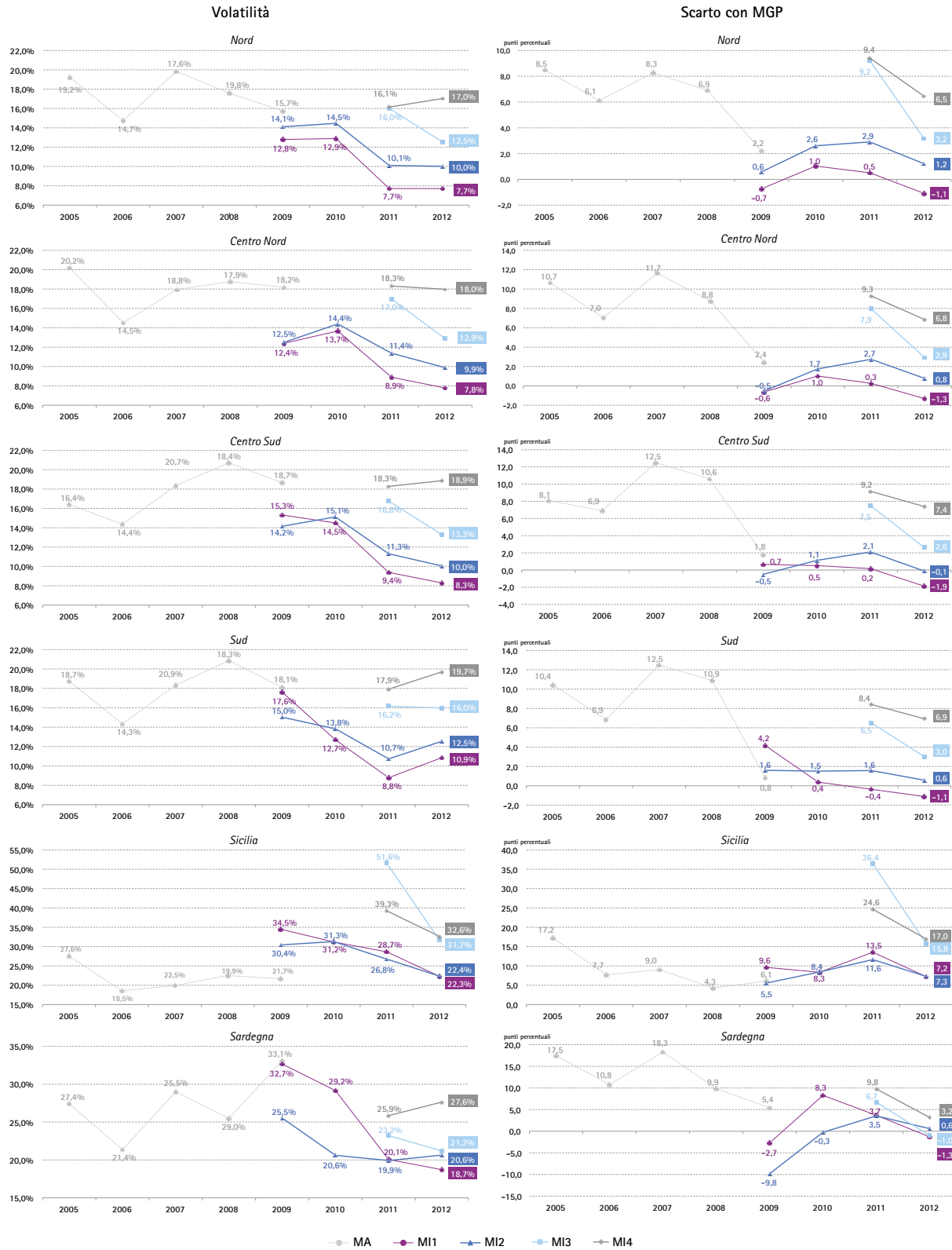


Fig C.2.19 Volatilità dei prezzi di vendita

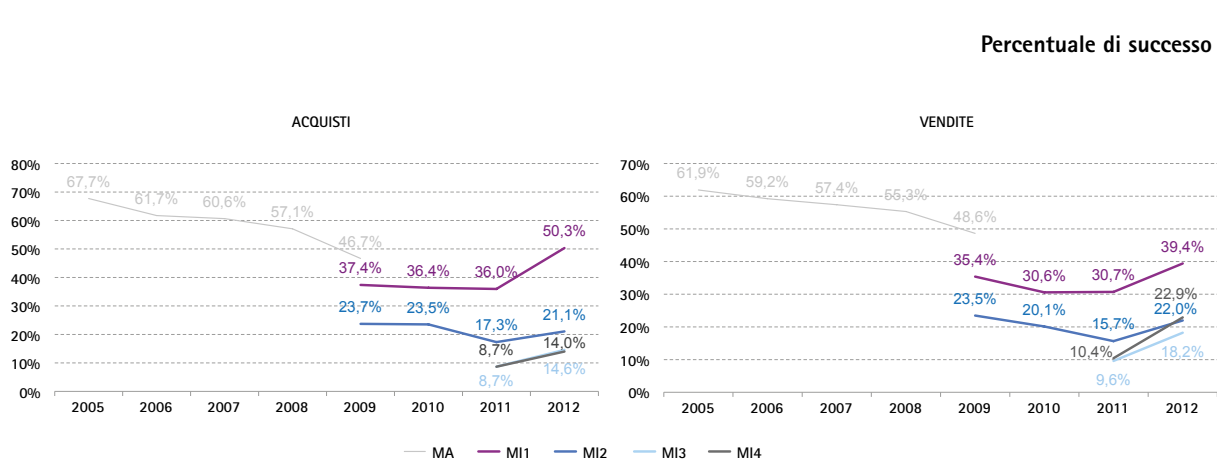


2.4.2 Volumi

Nei poco più di tre anni trascorsi dall'introduzione del Mercato Infragiornaliero i volumi scambiati sono progressivamente aumentati fino a raddoppiare quelli mediamente scambiati nei precedenti cinque anni di Mercato di Aggiustamento. Nel 2012, infatti, i volumi scambiati nel Mercato Infragiornaliero hanno registrato un nuovo record assoluto, pari a 25,1 milioni di MWh, con una crescita del 14,6% rispetto all'anno precedente e del 71,5% sul 2010 (Fig C.2.20).

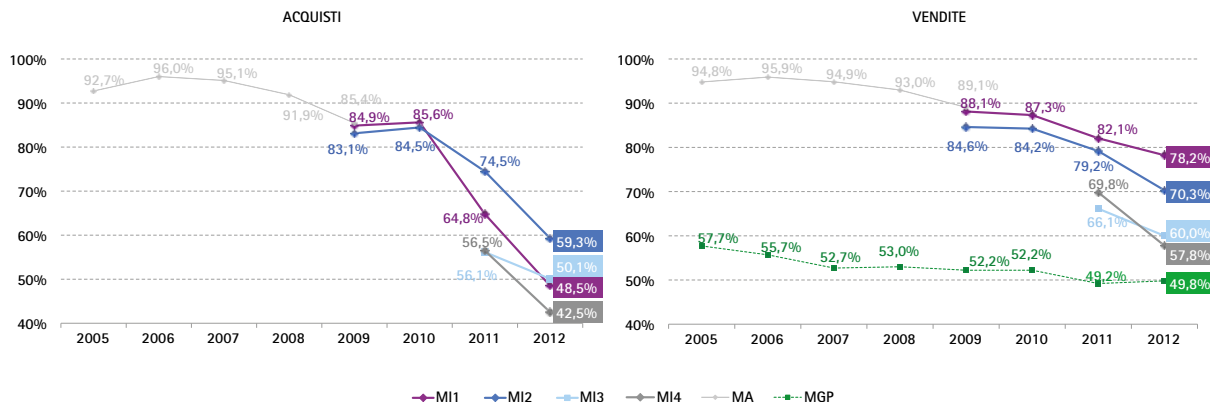
MI1 si conferma anche nel 2012 la più importante delle quattro sessioni, con 16,0 milioni di MWh (54,6% del totale scambiato in media oraria). MI1 è stata anche la sessione con il tasso di crescita più contenuto (+10,3%) e con il rapporto tra offerte accettate e presentate più alto, sia sul lato acquisto (sopra la soglia del 50% nel 2012) che sul lato vendita. In generale tale rapporto, che definiremo "percentuale di successo", nel triennio di attività di MI, è stato più basso di quello registrato in passato su MA (Fig C.2.21).

Nel 2012, su MI2 sono stati scambiati 6,2 milioni di MWh (+15,0%), mentre su MI3 e MI4 sono stati scambiati rispettivamente 1,7 e 1,2 milioni di MWh. Queste ultime due sessioni, pur pesando ciascuna poco più del 10%, hanno tuttavia esibito considerevoli tassi di crescita (+40,9% MI3, +50,7% MI4).



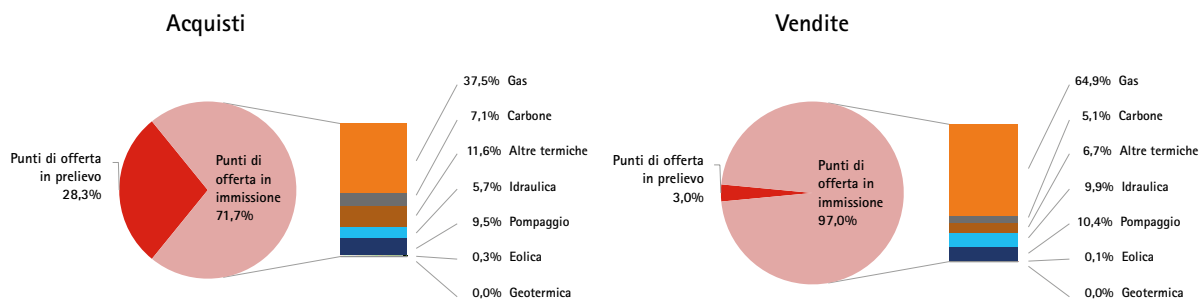
La crescente attività degli operatori nel Mercato Infragiornaliero ha favorito l'aumento della concorrenzialità del mercato: la quota percentuale dei primi tre operatori (CR3) si è sensibilmente ridotta nel triennio 2010-2012, pur restando, in particolare sul lato vendite, ancora significativamente superiore a quella di MGP (Fig C.2.22).

Fig C.2.22 CR3



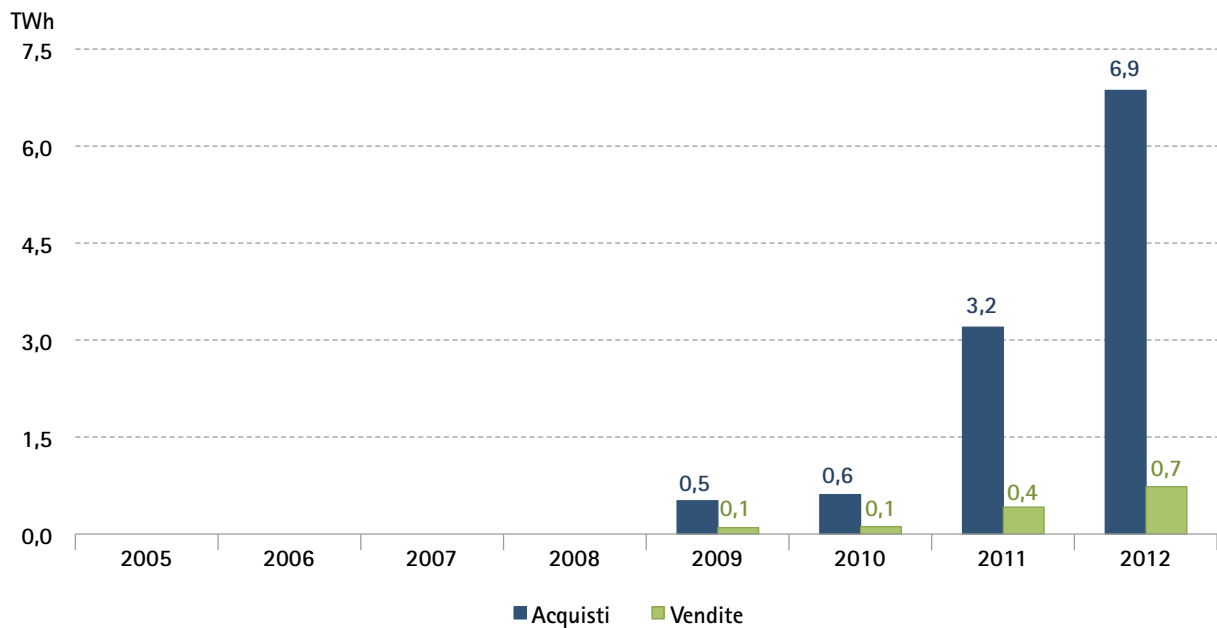
Nel 2012, nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero hanno prevalentemente operato i titolari di punti in immissione con la finalità di modificare i programmi di produzione definiti in esito all'MGP. Tuttavia, gli acquisti dei titolari di punti in prelievo (grossisti), pari a 6,9 milioni di MWh e più che raddoppiati rispetto al 2011, rappresentano il 28,3% del totale acquistato (era il 4,4% nel 2009). Sul fronte delle vendite, invece, prevalgono largamente i titolari di punti in immissione (produttori e importatori) con una quota sul totale venduto del 97,0% (era 98,1% nel 2011). In questo caso, le vendite dei grossisti, pur mantenendo un peso residuale, sono quasi raddoppiate, passando da 0,4 milioni di MWh del 2011 a 0,7 milioni di MWh nel 2012 (Fig C.2.23 Fig C.2.24).

Fig C.2.23 Acquisti e vendite per tipologia di impianto. Anno 2012



Acquisti e vendite dei grossisti

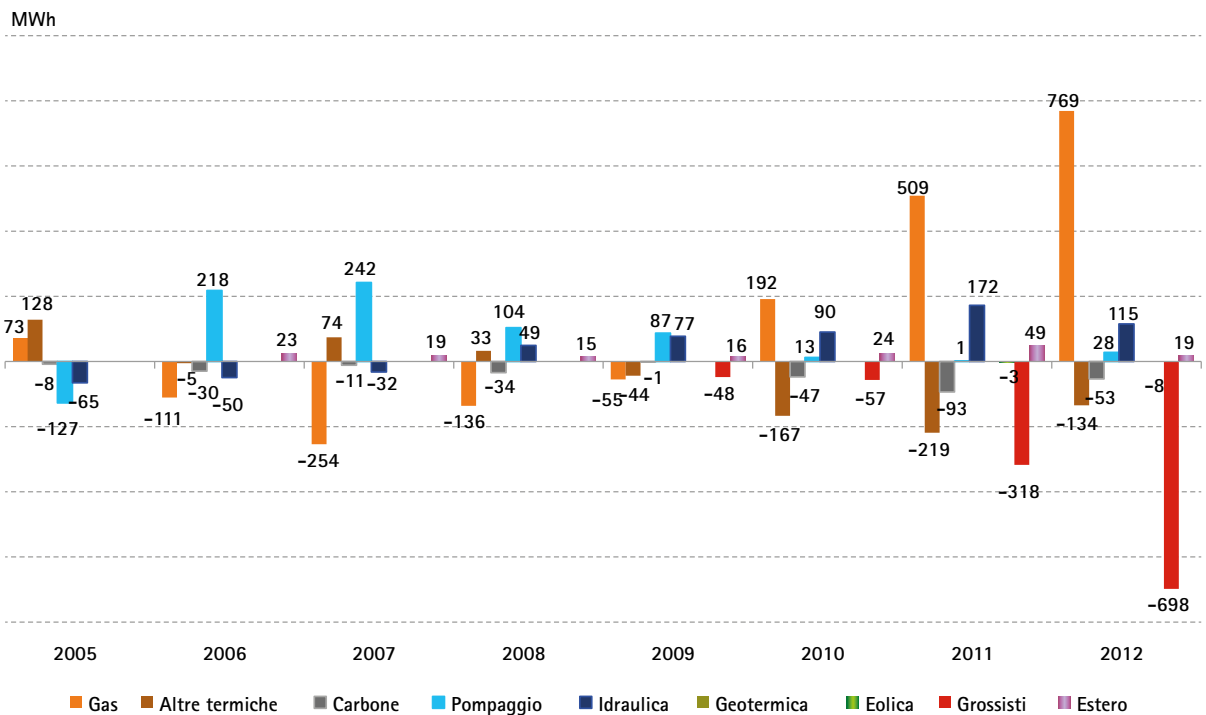
Fig C.2.24



Nel triennio 2010-2012, gli scambi di energia elettrica su MI hanno determinato un costante incremento delle vendite da impianti a gas (+769 MWh medi orari nel 2012). Anche gli impianti idroelettrici hanno sempre aumentato le vendite (+143 MWh nel 2012) mentre le hanno sempre ridotte gli impianti a carbone (-53 MWh nel 2012) e gli altri impianti termici (-134 MWh nel 2012) (Fig C.2.25).

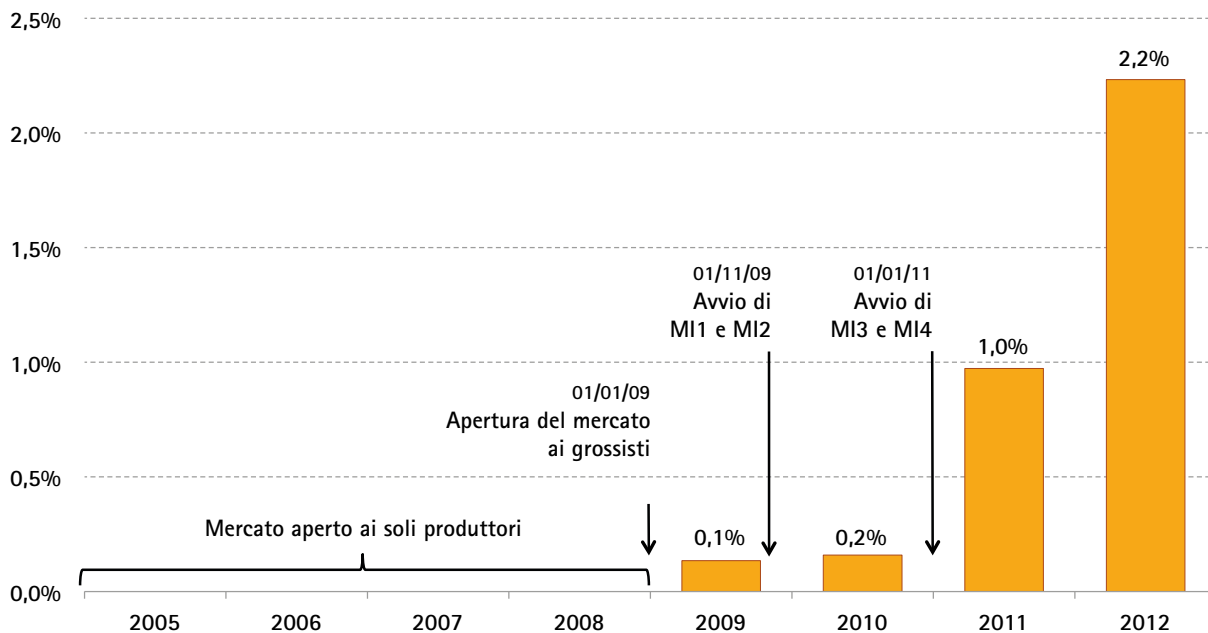
Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

Fig C.2.25



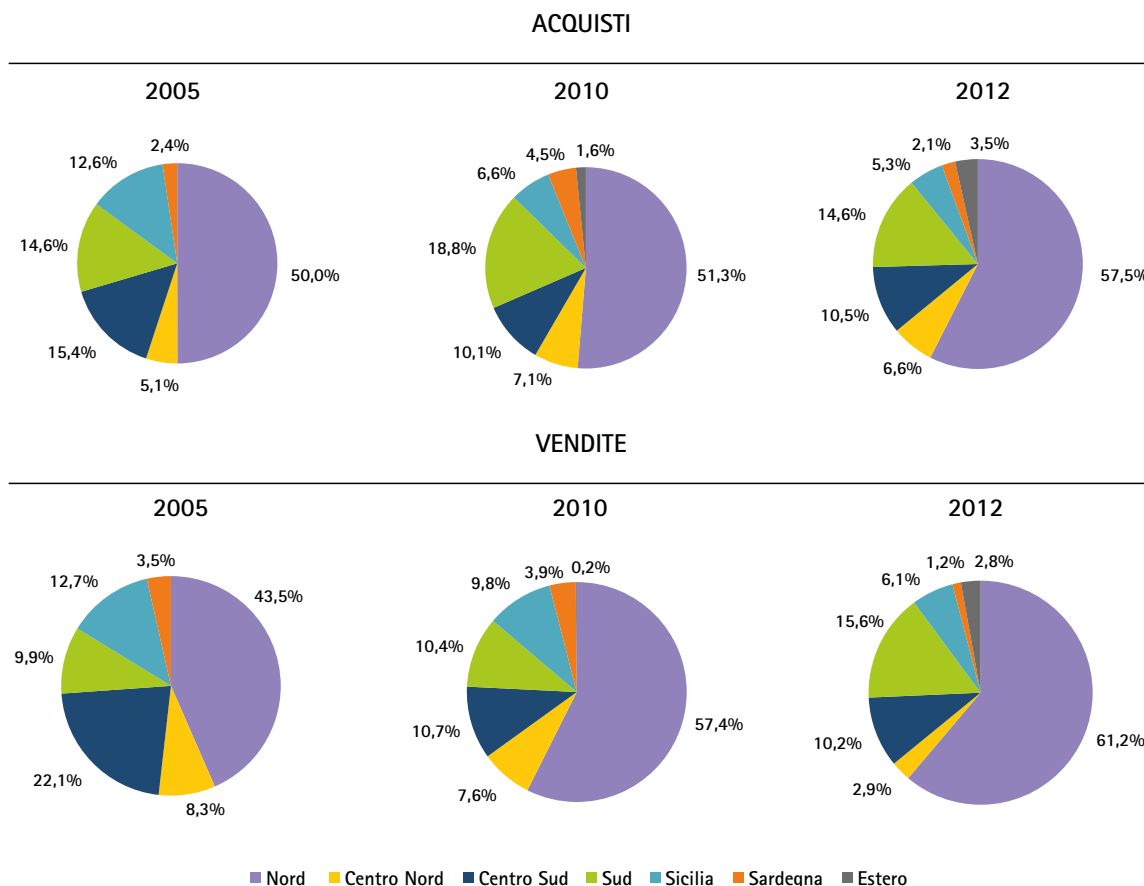
Dal 2011, il Mercato Infragiornaliero ha determinato un aumento dei programmi in immissione in esito a MGP (+1,0% nel 2011 e +2,2% nel 2012) (Fig C.2.26).

Fig C.2.26 Variazione dei programmi in immissione a valle di MI



A livello zonale, tra il 2005 (in cui era attivo MA) ed il 2012 (quattro sessioni di MI), il peso della zona Nord è sensibilmente aumentato sia lato acquisti (57,5%; +7,5 punti percentuali) che lato vendite (61,2%; +17,7 p.p.), a danno di tutte le altre zone, con la sola eccezione delle vendite al Sud (15,6%; +5,7 p.p.). Nell'ultimo triennio si sono registrati scambi anche nelle zone estere (circa 3% nel 2012 su entrambi i lati) (Fig C.2.27).

Fig C.2.27 Volumi zonal: ripartizione percentuale. Anni 2005, 2010 e 2012



2.5 Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

L'avvio della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ha rappresentato una tappa fondamentale nell'evoluzione del mercato elettrico offrendo un importante strumento di flessibilità agli operatori. Su tale piattaforma vengono registrate le transazioni commerciali di compravendita concluse al di fuori del sistema delle offerte (c.d. contratti bilaterali), i volumi provenienti dal Mercato Elettrico a Termine (MTE) e dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) ed i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. Poiché su PCE sussiste l'obbligo di registrazione solo nei due mesi antecedenti la consegna, e stante la pratica prevalente degli operatori di registrare a partire da quella data la loro posizione netta, i dati registrati su PCE e le relative attività di trading esprimono solo una quota parte di quanto complessivamente movimentato sull'intero mercato *over the counter* italiano.

Le transazioni registrate sulla PCE, con consegna/ritiro nell'anno 2012, sono state complessivamente pari a 345,9 milioni di MWh, con un aumento del 16,5% rispetto all'anno precedente. Prosegue pertanto l'ascesa delle transazioni registrate sulla piattaforma che ogni anno, dall'avvio del 2007, hanno segnato un nuovo record storico. La crisi economica degli ultimi anni sembra aver inciso solo sui tassi di crescita che, seppur calanti (+36,5% nel 2010, +25,3% nel 2011 e come detto +16,5% nel 2012), restano comunque decisamente sostenuti (Fig C.2.28). Nel 2012 le transazioni registrate sono state originate per l'89,7% del totale da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), pari a 310,3 milioni di MWh (+7,4% sul 2011). Tra questi spiccano i contratti *non standard*, pari a 198,9 milioni di MWh (+11,1%) che, con una quota del 57,5% del totale, si confermano ancora una volta i più utilizzati dagli operatori; seguono i contratti *baseload*, pari a 91,2 milioni di MWh (+3,9%).

Va inoltre rilevata la notevole performance delle transazioni derivanti da contratti conclusi sul MTE nel 2012, più che quadruplicate rispetto all'anno precedente, che hanno raggiunto i 35,7 milioni di MWh, pari al 10,3% del totale registrato (2,7% nel 2011) (Fig C.2.29). Nessuna transazione è, invece, derivata dalla piattaforma CDE. Anche la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, prolungando la lunga serie positiva ha aggiornato il record dell'anno precedente attestandosi a 193,7 milioni di MWh, ma con un tasso di crescita in decisa frenata, passato dal +21,6% nel 2011 al 3,3% del 2012. Pertanto, il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, con un balzo di 0,21 punti sale a 1,79, ai massimi di sempre (Fig C.2.28).

Transazioni registrate, posizione netta e turnover

Fig C.2.28

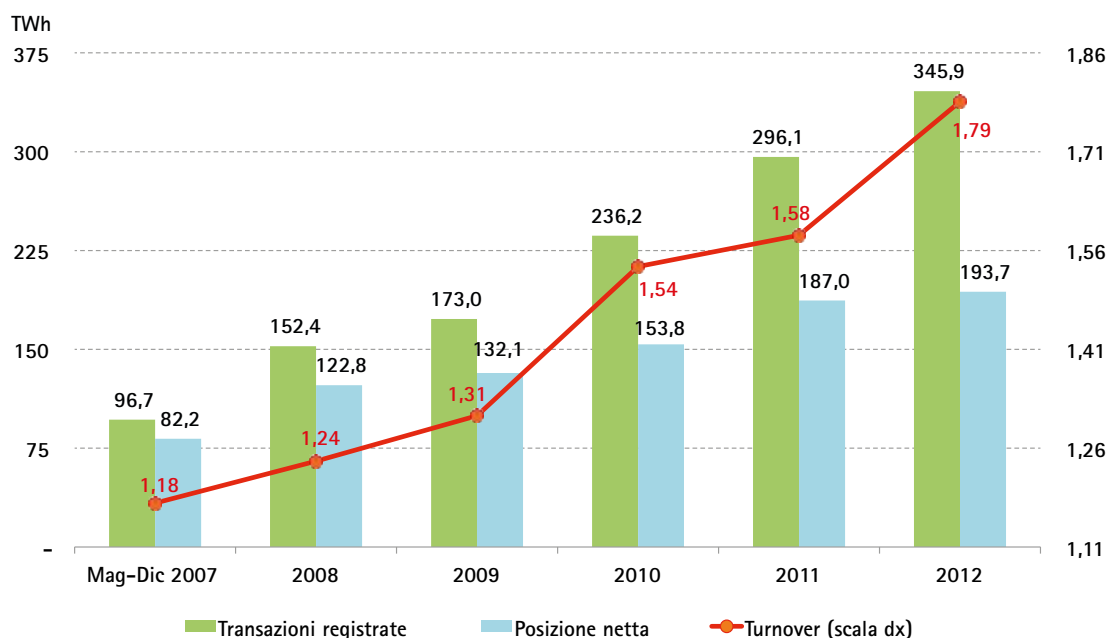
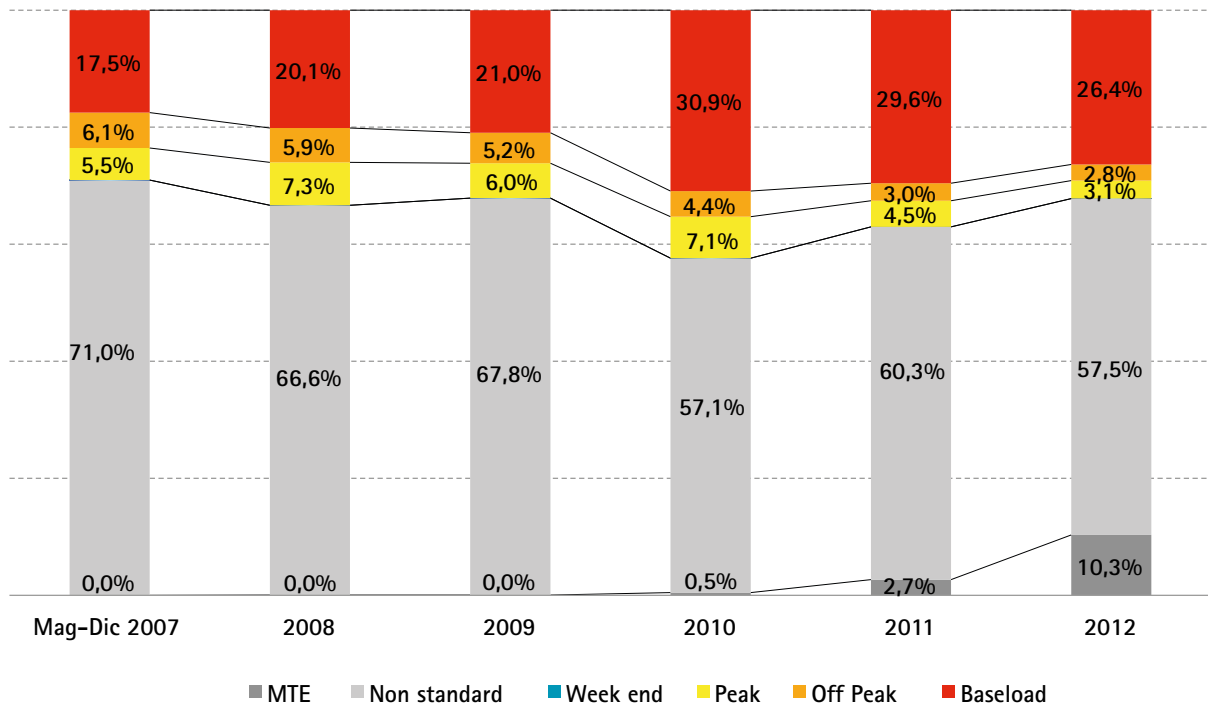
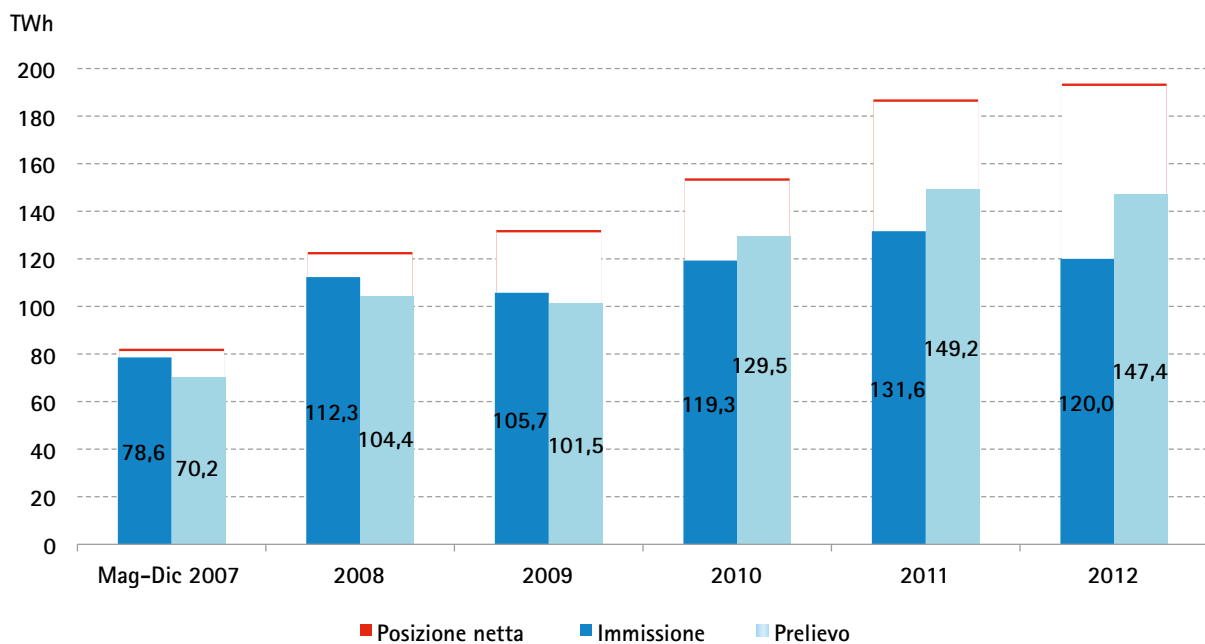


Fig C.2.29 **Struttura delle transazioni registrate**

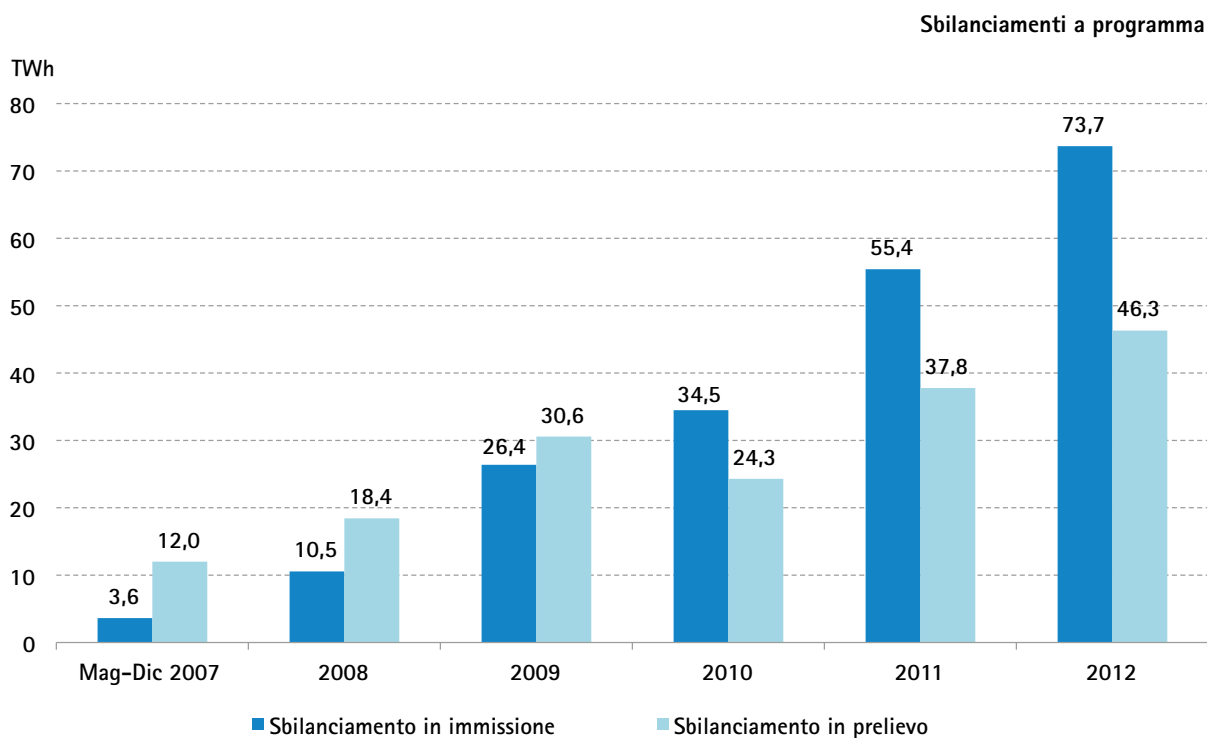


Nel 2012, i programmi fisici registrati nei Conti Energia della PCE, dopo due anni di crescita in doppia cifra, hanno segnato una flessione rispetto ai livelli record del 2011. Nel dettaglio, i programmi registrati nei conti in immissione sono diminuiti del 9,1% attestandosi a 120,0 milioni di MWh, mentre i programmi fisici registrati nei conti in prelievo sono calati solo dell'1,5% portandosi a 147,4 milioni di MWh (Fig C.2.30).

Fig C.2.30 **Programmi fisici registrati**

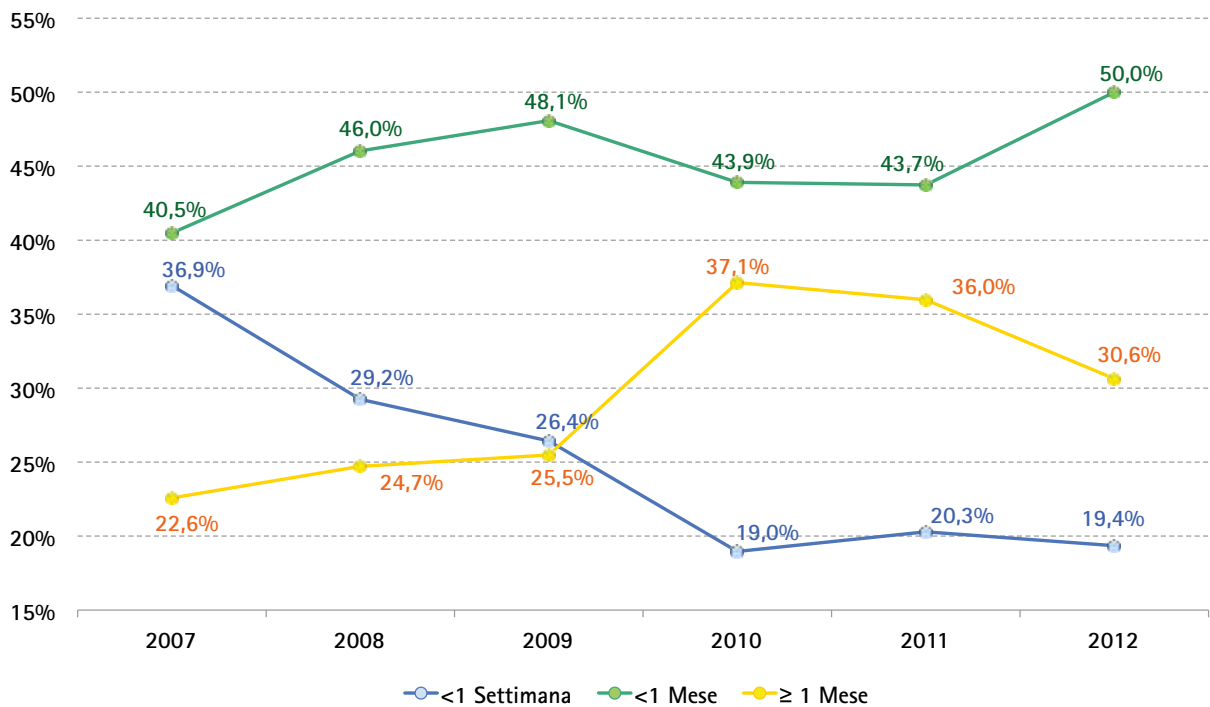


La dinamica dei programmi fisici registrati è la logica conseguenza del crescente utilizzo da parte degli operatori dello sbilanciamento a programma, quale importante strumento di flessibilità nella gestione del proprio portafoglio. In evidenza gli sbilanciamenti a programma lato immissione (energia venduta *over the counter* o nel mercato a termine e non risultante sui programmi post MGP) che nel 2012 hanno raggiunto un massimo storico a quota 73,7 milioni di MWh, con una crescita del 32,6% rispetto all'anno precedente. Gli sbilanciamenti lato prelievo (energia acquistata *over the counter* o nel mercato a termine e non risultante sui programmi post MGP), anche se inferiori a quelli lato immissione, sono saliti a 46,3 milioni di MWh (+22,3%), anch'essi al massimo storico (Fig C.2.31). Negli ultimi tre anni, anche a seguito dell'eccesso di offerta nel sistema, si è sempre più divaricata la forbice tra gli sbilanciamenti lato in immissione e quelli lato prelievo, invertendo la tendenza degli anni precedenti.



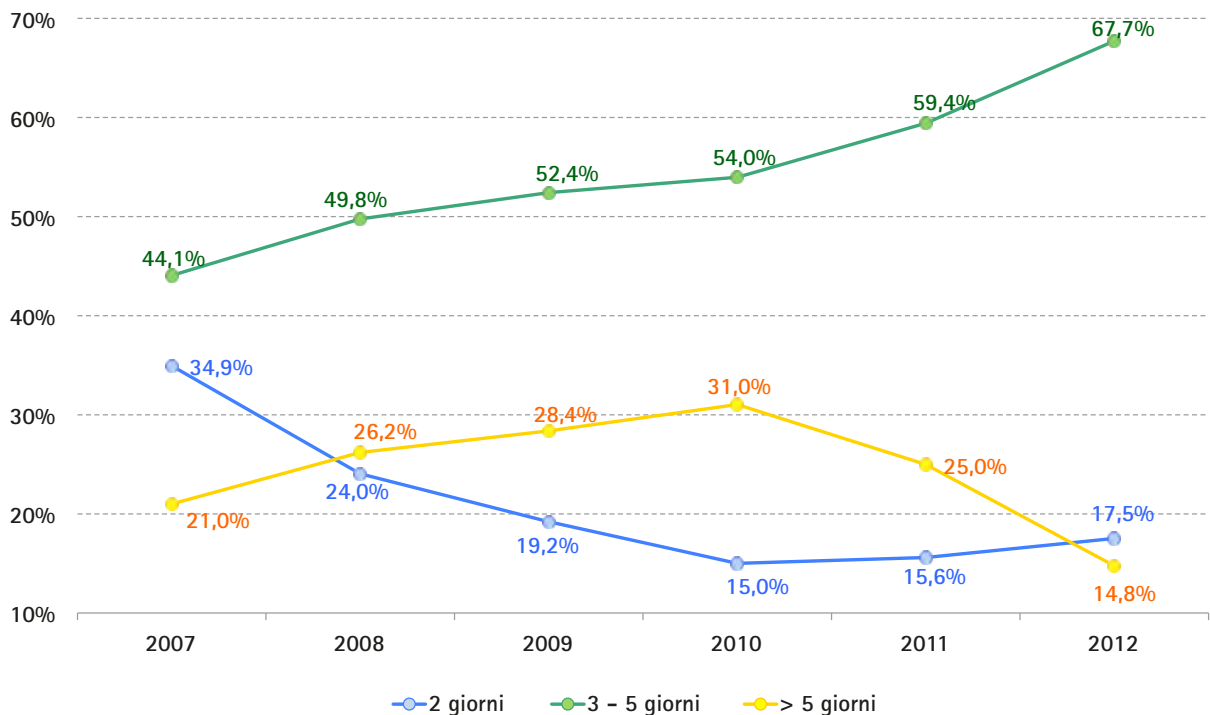
Nel seguito si presenta un'analisi dell'evoluzione negli anni delle caratteristiche dei contratti registrati sulla PCE, al netto dei volumi derivanti da MTE, quali: durata, anticipo rispetto alla consegna e tipo di conti energia interessati. Riguardo il primo aspetto, i contratti con durata inferiore ad una settimana dopo la progressiva riduzione dei primi anni, dal 2010 sono stabili attorno al 20%. I contratti con durata inferiore al mese e maggiore o uguale a una settimana (in prevalenza settimanali) sono stati storicamente i più utilizzati (50% sul totale nel 2012). Infine i contratti con durata superiore o uguale al mese, che nel 2010 rappresentavano il 37,1%, nel 2012 sono scesi al 30,6% (Fig C.2.32).

Fig C.2.32 Contratti registrati per durata del contratto (%)



Per quanto attiene l'anticipo rispetto alla data di consegna, il maggior numero di contratti è stato registrato, fin dall'avvio della PCE, 3-5 giorni prima della scadenza; dal 44,1% del 2007 la percentuale è costantemente aumentata fino al 67,7% del 2012. I contratti registrati l'ultimo giorno utile (2 giorni) ed i contratti registrati con più largo anticipo (>5 giorni), negli ultimi due anni hanno invertito le tendenze del quadriennio precedente, con i primi, in ripresa, al 17,5% nel 2012 ed i secondi, in calo, al 14,8% (Fig C.2.33).

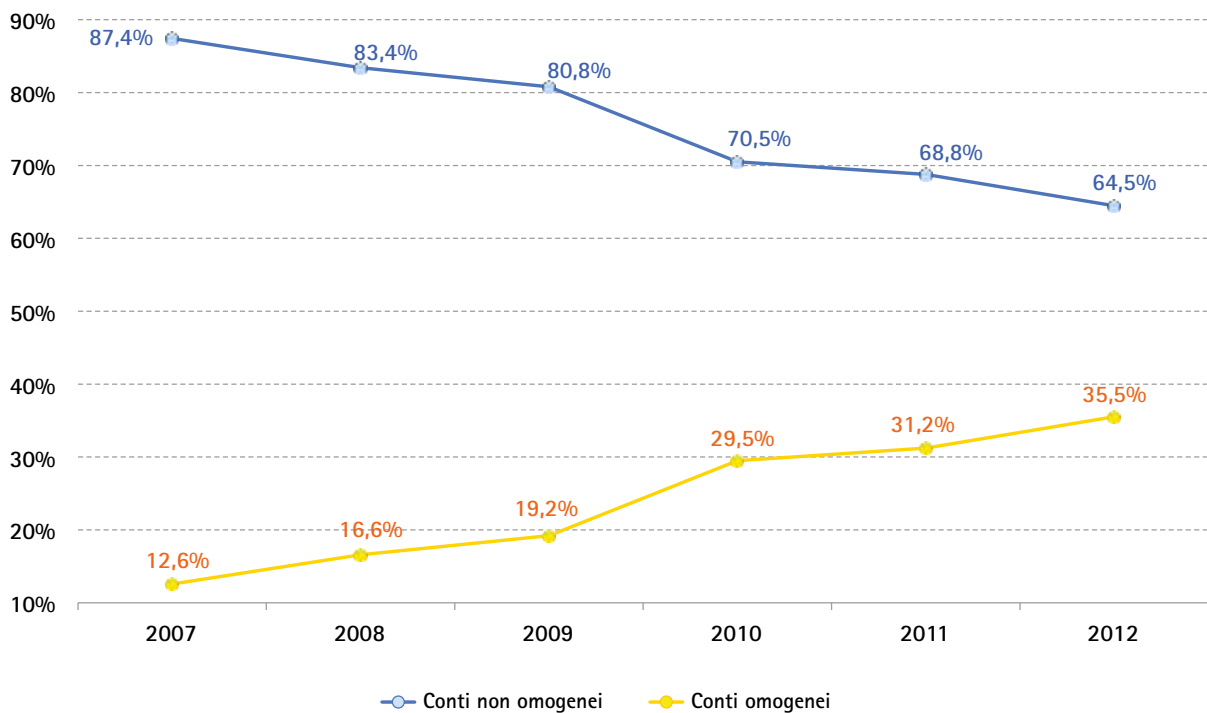
Fig C.2.33 Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%)



Per quanto riguarda, infine, le tipologie dei Conti Energia movimentati, le transazioni "classiche" finalizzate allo scambio fisico di energia, in cui la vendita è registrata in un conto in immissione e l'acquisto in un conto in prelievo (conti omogenei), hanno storicamente prevalso in termini di volumi. Il loro peso percentuale si è, però, considerevolmente ridotto negli anni, passando dall'87,4% del 2007 al 64,5% del 2012. Per contro, hanno costantemente accresciuto il loro peso le transazioni in cui sia la vendita che l'acquisto sono registrati nella stessa tipologia di conto; la quota percentuale (pari a 35,5%) è, infatti, quasi triplicata rispetto al 2007 (Fig C.2.34).

Contratti registrati per tipologia di Conti Energia movimentati (%)

Fig C.2.34



2.6 Il Mercato a Termine dell'Energia (MTE)

Nel 2012 sembra confermarsi la tendenza già emersa negli ultimi tre anni di progressivo aumento della dimensione del mercato elettrico a termine italiano, con i volumi negoziati che nell'arco di un triennio sono cresciuti di oltre 300 TWh, attestandosi sui 564 TWh nel 2012, ed il rapporto con il sottostante fisico che è passato dallo 0,80 del 2009 all'1,73 del 2012 (Tab C.2.9).

A fronte di un livello dei volumi scambiato direttamente sui mercati organizzati sostanzialmente stabile – sul MTE e su IDEX le negoziazioni di borsa si sono confermate complessivamente attorno ai 44 TWh – la crescita, come negli anni scorsi, appare trainata dai volumi negoziati *over the counter* che continuano a costituire la quota preponderante dell'energia scambiata a termine (92% circa). Sotto questo profilo, due gli elementi di interesse: il primo riguarda il forte incremento dei contratti OTC registrati a fini di *clearing* sul mercato organizzato a termine gestito dal GME (MTE), fenomeno questo che avvicina il MTE ai più maturi mercati organizzati del nord Europa; il secondo elemento, in parte collegato al precedente, riguarda un mutamento nella tipologia dei contratti bilaterali negoziati, laddove nel corso dell'ultimo triennio si è osservata una progressiva riduzione della quota di volumi OTC riferibili a contratti non standardizzati e/o indicizzati, in favore di un aumento dei contratti assimilabili a quelli quotati sui mercati organizzati. Anche tale tendenza può essere interpretata come un segnale di maturità del mercato a termine, nella misura in cui la diffusione di contratti standard, rendendo omogenei i prodotti energetici a termine, favorisce un aumento della liquidità intesa come facilità con cui un determinato prodotto può essere negoziato e/o disinvestito.

Tab C.2.9 Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading

TWh	2009	2010	2011	2012
Mercato fisico (Terna)	320,3	330,5	334,6	325,3
Mercato spot (IPEX)*	225,0	214,1	202,2	203,8
Mercato a termine	255,9	381,7	523,4	564,2
IDEX	15,8	15,4	11,7	13,8
MTE Borsa	0,1	6,3	31,7	30,4
MTE OTC <i>clearing</i>	-	-	1,8	24,6
OTC (**)	240,0	360,0	480,0	490,0

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

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

(**) stima basata su dati dei principali broker europei

2.6.1 Volumi su MTE

In un contesto in cui, come precedentemente detto, il mercato a termine all'ingrosso italiano risulta in progressiva espansione, anche il Mercato a Termine gestito dal GME (MTE) sembra contribuire a tale dinamica, come evidenziato dall'andamento di molteplici grandezze di mercato. In primo luogo si segnala la forte crescita dell'energia negoziata, salita a 55 TWh (+64% sul 2011) per effetto del suddetto aumento esponenziale dei volumi derivanti da OTC *clearing* (25 TWh: +23TWh sul 2011), arrivati a costituire il 45% dell'energia complessiva. In significativo aumento anche il numero dei contratti sottoscritti (12.697 MW; +54%), trainato sia dall'incremento dei bilaterali (3.815 MW; +3.260 MW), sia dai contratti negoziati direttamente sulla piattaforma (8.882 MW; +1.209 MW).

In deciso miglioramento anche il dato relativo alla quota di sedute concluse con almeno un abbinamento (75%; +34 p.p.) e quello relativo al numero di operatori con scambi, passato dai 7 del 2010 ai 20 del 2012 (Fig C.2.35; Tab C.2.10).

In questo contesto, tra le novità del 2012 merita rilevare l'integrazione dei sistemi di negoziazione a temine del GME con il portale Trayport® Global Vision, volta a consentire agli operatori di visualizzare in un'unica schermata le quotazioni del GME insieme a quelle delle principali borse energetiche e piattaforme di brokeraggio europee, permettendo in tal modo agli operatori di sfruttare al meglio le opportunità di trading e di arbitraggio. Da luglio 2012, mese nel quale è divenuto operativo il portale, la quota di scambi proveniente da Trayport sul totale di borsa ha sperimentato una progressione crescente, passando dal 4% di luglio (quando operò tuttavia solo per circa metà mese) al 99% di dicembre, a conferma dell'apprezzamento da parte degli operatori dei vantaggi operativi forniti dal portale. Tale dinamica mostra come gli operatori, laddove abbiano richiesto l'abilitazione a Trayport, hanno sostanzialmente abbandonato l'accesso diretto al *book* di negoziazione al fine di effettuare i loro ordini tramite Trayport. Per contro, l'integrazione del *book* di MTE con Trayport non sembra aver favorito un aumento degli operatori attivi, nella misura in cui tra gli operatori iscritti al MTE prima del 2012, ma risultati inattivi sul mercato sino a quella data, solo un numero esiguo di questi, in seguito all'avvenuta abilitazione su Trayport, ha iniziato ad effettuare scambi di borsa tramite il portale (Fig C.2.36).

Da rilevare, tuttavia, come l'attività di trading sul mercato, pur risultando più frequente rispetto al 2011, si mantenga su livelli comunque piuttosto contenuti. Nella maggior parte dei prodotti il rapporto tra volumi negoziati e relative posizioni aperte (*churn ratio*) risulta uguale o prossimo ad uno, con alcune eccezioni quali il *baseload* secondo *quarter* 2013 e il *baseload* mensile di febbraio. Occorre tuttavia precisare come, in questi casi, le indicazioni fornite dal *churn ratio* perdano parzialmente di significato dal momento che, in termini di livelli, i volumi negoziati e le relative posizioni aperte registrate su questi prodotti si sono attestate su valori piuttosto contenuti (Tab C.2.11).

Contratti MTE scambiati per anno di trading e tipologia di prodotto*

Fig C.2.35

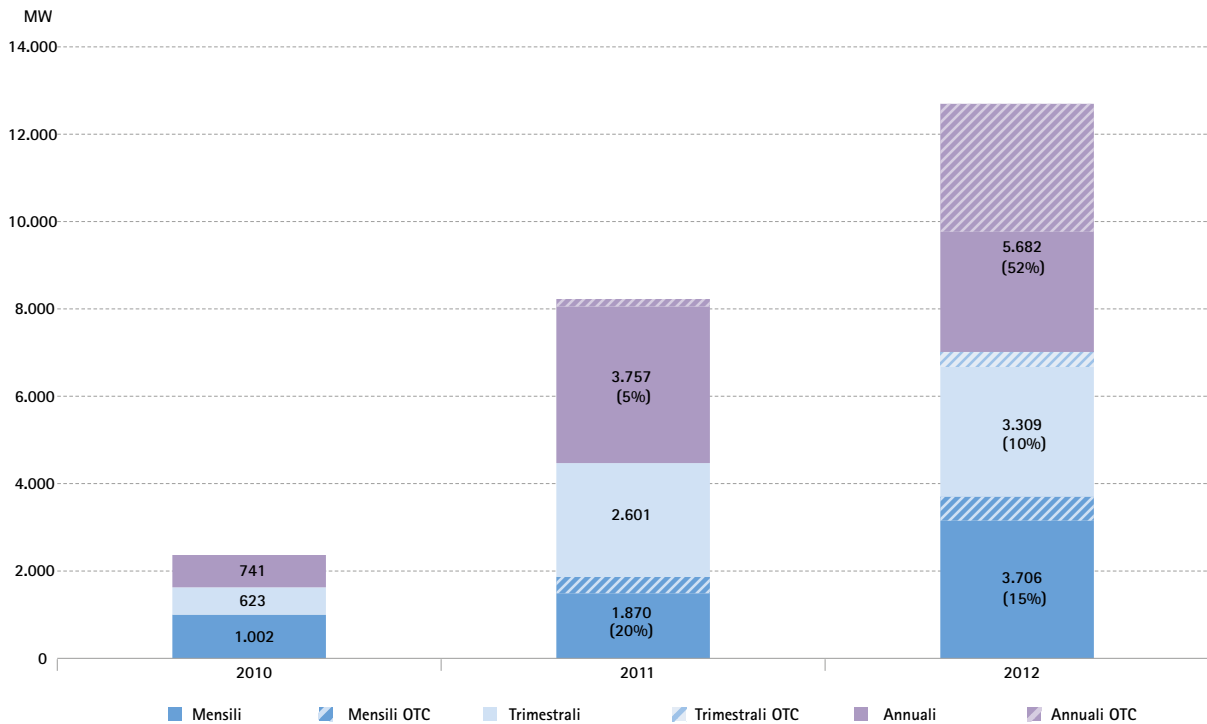
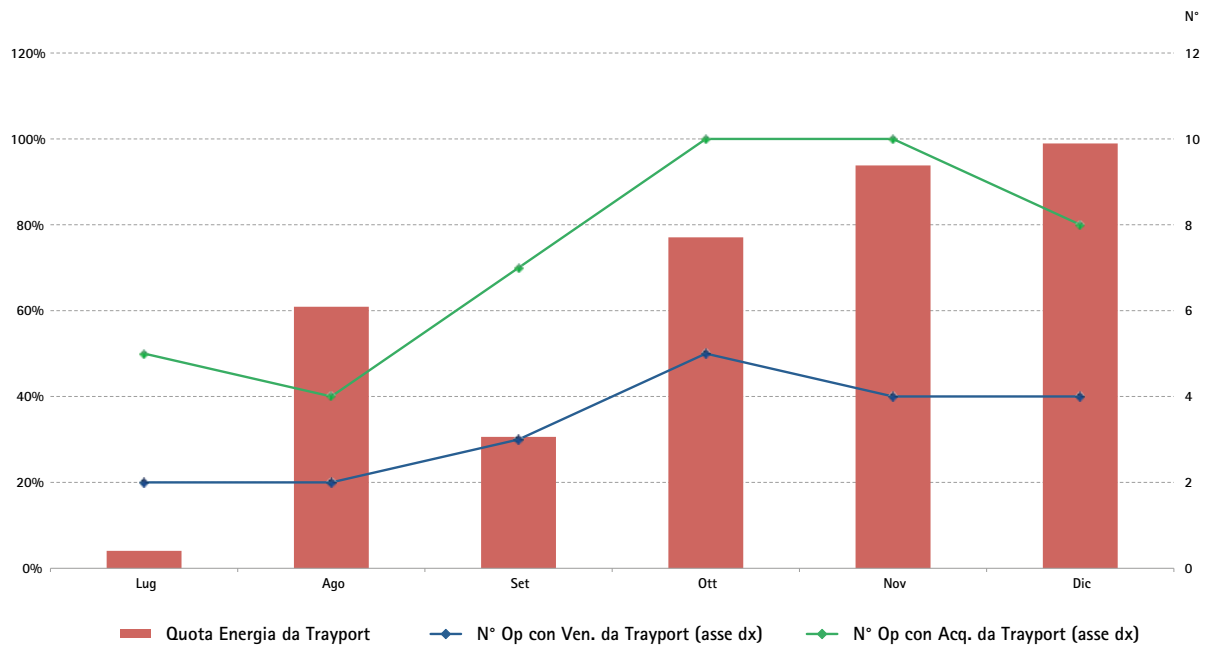
* In percentuale si riporta la quota sul totale dei contratti OTC registrati a fini di *clearing*

Fig C.2.36 Quote di energia negoziata tramite Trayport sul totale dell'energia di borsa



Tab C.2.10 Volumi scambiati su MTE per anno di trading

	2010	2011	2012	Δ %2011/2012
Contratti (MW)				
Totale	2.366	8.228	12.697	54%
<i>Baseload</i>	1.146	6.018	11.633	93%
<i>Peakload</i>	1.220	2.210	1.064	-52%
Volumi (MW)				
Totale	6,3	33,4	55,0	64%
<i>Baseload</i>	5,0	29,8	52,3	76%
<i>Peakload</i>	1,3	3,7	2,7	-27%
Numero Abbinamenti				
Totale	360	665	953	43%
<i>Baseload</i>	177	478	884	85%
<i>Peakload</i>	183	187	69	-63%
Quote volumi OTC				
Totale	0%	5%	45%	+ 39 p.p.
<i>Baseload</i>	0%	6%	45%	+ 39 p.p.
<i>Peakload</i>	0%	1%	46%	+ 45 p.p.
% Sedute con scambi di Borsa				
Totale	31%	41%	75%	+ 34 p.p.
<i>Baseload</i>	18%	39%	73%	+ 34 p.p.
<i>Peakload</i>	27%	23%	16%	- 7 p.p.

Liquidità del book dei prodotti baseload e peakload scambiati nel corso del 2012

PRODOTTI BASELOAD										
Delivery	Book pieno	Sessioni utili	Tempo abbinamento	Bid-Ask medio*	Churn Ratio**	Quantità offerte medie*		Operatori con abbinamenti		
Anno	Periodo	% di ore	% di sessioni	(mm:ss)	(€/MWh)	%	Bid (MW)	Ask (MW)	Bid	Ask
2012	Feb	10%	5%	245:10	0,79	100%	5	5	1	1
2012	Mar	9%	7%	14:45	1,95	100%	9	5	1	3
2012	Apr	23%	13%	34:43	1,50	100%	10	5	1	2
2012	Mag	43%	19%	26:52	1,45	101%	14	6	3	2
2012	Giu	61%	32%	48:17	1,16	100%	16	7	2	2
2012	Lug	71%	31%	45:13	1,60	110%	18	7	4	4
2012	Ago	65%	28%	35:0	1,34	101%	26	6	4	3
2012	Set	33%	5%	77:51	2,17	100%	14	6	2	2
2012	Ott	21%	5%	60:15	3,07	100%	6	6	3	4
2012	Nov	30%	18%	32:49	1,34	101%	11	6	5	4
2012	Dic	57%	34%	33:59	1,16	100%	14	6	3	6
2013	Gen	34%	11%	78:9	1,47	100%	10	5	3	2
2013	Feb	26%			2,13	131%	9	5		
2013	Mar	19%	11%	40:36	1,83	115%	5	5	1	2
2012	Q2	34%	24%	34:34	1,28	103%	11	5	1	2
2012	Q3	56%	31%	33:54	1,21	102%	14	7	5	3
2012	Q4	50%	37%	61:0	1,19	106%	14	6	7	5
2012	Q1	44%	18%	57:50	1,45	101%	9	6	4	5
2013	Q2	43%	5%	53:31	1,89	188%	6	6	5	5
2013	Q3	33%	21%	69:50	1,12	100%	9	6	3	2
2013	Q4	44%	25%	41:11	0,88	100%	10	5	2	3
2013	Y	55%	47%	41:34	1,15	104%	15	7	13	5

* gli indicatori sono relativi alle prime offerte abbinabili su i due lati del book di negoziazione e agli intervalli di tempo in cui sono entrambe contemporaneamente presenti

** l'indicatore è calcolato come volumi/posizioni aperte al netto del cascading

PRODOTTI PEAKLOAD										
Delivery	Book pieno	Sessioni utili	Tempo abbinamento	Bid-Ask medio*	Churn Ratio**	Quantità offerte medie*		Operatori con abbinamenti		
Anno	Periodo	% di ore	% di sessioni	(mm:ss)	(€/MWh)	%	Bid (MW)	Ask (MW)	Bid	Ask
2012	Feb					100%				
2012	Mar	1%			0,75		5	5		
2012	Apr	3%	2%	137:28	2,38	100%	9	11	1	1
2012	Mag	11%	2%	17:58	2,85	100%	6	7	1	1
2012	Giu	25%	6%	47:20	1,83	100%	6	6	2	2
2012	Lug	16%			4,58		6	6		
2012	Ago	1%	2%	37:54	0,50	100%	5	5	1	1
2012	Set	1%			3,00		5	5		
2012	Ott	2%	2%	0:15	4,07	100%	7	8	1	1
2012	Nov	1%	2%	39:9	0,64	100%	5	5	1	2
2012	Dic	2%			0,78		9	5		
2013	Gen	0%	2%	104:43	7,00	100%	5	5	1	1
2013	Feb					100%				
2013	Mar					100%				
2012	Q2	4%			2,87	100%	5	6		
2012	Q3	12%	1%	10:56	2,11	100%	7	5	1	1
2012	Q4	7%	1%	59:55	2,37	100%	7	5	2	2
2012	Q1	3%			3,97		7	5		
2013	Q2	0%			6,85		5	5		
2013	Q3	0%			8,74		5	5		
2013	Q4	1%			1,92		5	5		
2013	Y	22%	12%	62:40	1,50	105%	13	6	8	6

* gli indicatori sono relativi alle prime offerte abbinabili su i due lati del book di negoziazione e agli intervalli di tempo in cui sono entrambe contemporaneamente presenti

** l'indicatore è calcolato come volumi/posizioni aperte al netto del cascading

Guardando alla distribuzione degli scambi per prodotto, nel 2012, sembra rafforzarsi la tendenza che vede gli operatori prediligere i prodotti *baseload*, i cui volumi risultano quasi raddoppiati su base annua, a svantaggio dei prodotti *peakload* sui quali l'energia movimentata segna una ulteriore flessione rispetto al già basso valore del 2011 (2,7 TWh; -27%).

Il dato più interessante riguarda, tuttavia, un cambio complessivo nella strategia di acquisto del mercato, evidente in tre dimensioni tra loro connesse: un trasferimento della liquidità dai prodotti annuali verso i prodotti con periodo di consegna più breve, soprattutto mensili; all'interno di ciascun prodotto con durata equivalente, una concentrazione delle negoziazioni a ridosso dell'inizio del periodo di consegna; una maggior distribuzione degli scambi lungo tutto l'anno e non più nei soli mesi estivi come osservato in passato.

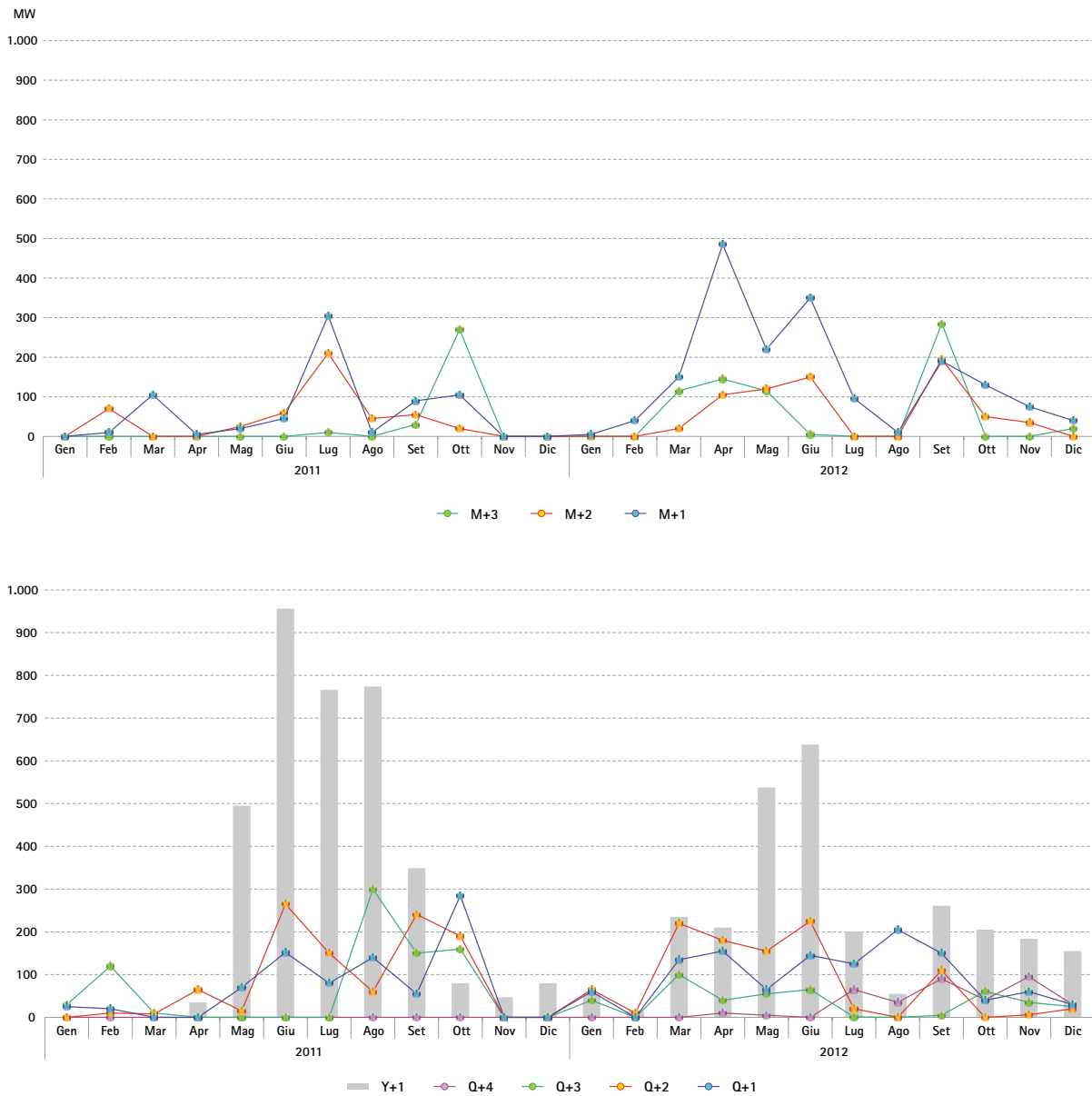
Relativamente ai mensili, difatti, nel 2012 i MW complessivamente scambiati sono saliti a 3.706 MW (29% del totale; +6 p.p. sul 2011), mentre i contratti con consegna nel mese successivo a quello di trading (M+1) hanno raggiunto i 2.336 MW (64% sul totale dei mensili), arrivando a costituire il 18% dei MW totali del MTE (+5 p.p. sul 2011) (Tab C.2.12; Fig C.2.37). Tali fenomeni non rispecchiano esclusivamente un mutamento nella strategia di approvvigionamento di Acquirente Unico, le cui modalità operative influenzano sensibilmente le dinamiche del mercato a termine dato il ruolo ancora dominate che tale operatore ricopre come consumatore, ma coinvolgono una pluralità di operatori. Si può pertanto ipotizzare che il fenomeno rifletta, almeno in parte, una maggiore difficoltà previsionale dei fondamentali nel medio - lungo termine legata alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili lato offerta, e al periodo di instabilità del ciclo economico lato domanda.

Tab C.2.12 Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery

Anno 2012	Mensili				Trimestrali					Annuale	
	M+3	M+2	M+1	Totale	Q+4	Q+3	Q+2	Q+1	Totale	Y+1	Totale
Contratti (MW)	5,4%	5,4%	18,4%	29,2%	2,9%	3,5%	8,4%	11,2%	26,1%	44,8%	100,0%
Volumi (MWh)	0,9%	0,9%	3,0%	4,8%	1,5%	1,7%	4,3%	5,7%	13,2%	82,0%	100,0%
Numero abbonamenti	6,5%	5,9%	18,9%	31,3%	5,0%	6,7%	11,6%	14,1%	37,5%	31,3%	100,0%
Quota volumi OTC	0,7%	0,7%	23,3%	14,7%	-	2,0%	5,6%	18,0%	9,9%	52,1%	44,8%

Anno 2011	Mensili				Trimestrali					Annuale	
	M+3	M+2	M+1	Totale	Q+4	Q+3	Q+2	Q+1	Totale	Y+1	Totale
Contratti (MW)	3,8%	5,9%	13,1%	22,7%	-	9,4%	12,2%	10,1%	31,6%	45,7%	100,0%
Volumi (MWh)	0,7%	0,8%	1,8%	3,3%	-	3,8%	5,5%	4,9%	14,2%	82,5%	100,0%
Numero abbonamenti	3,0%	6,0%	10,7%	19,7%	-	10,1%	11,9%	10,4%	32,3%	48,0%	100,0%
Quota volumi OTC	0,0%	0,0%	38,1%	21,2%	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,6%	5,3%

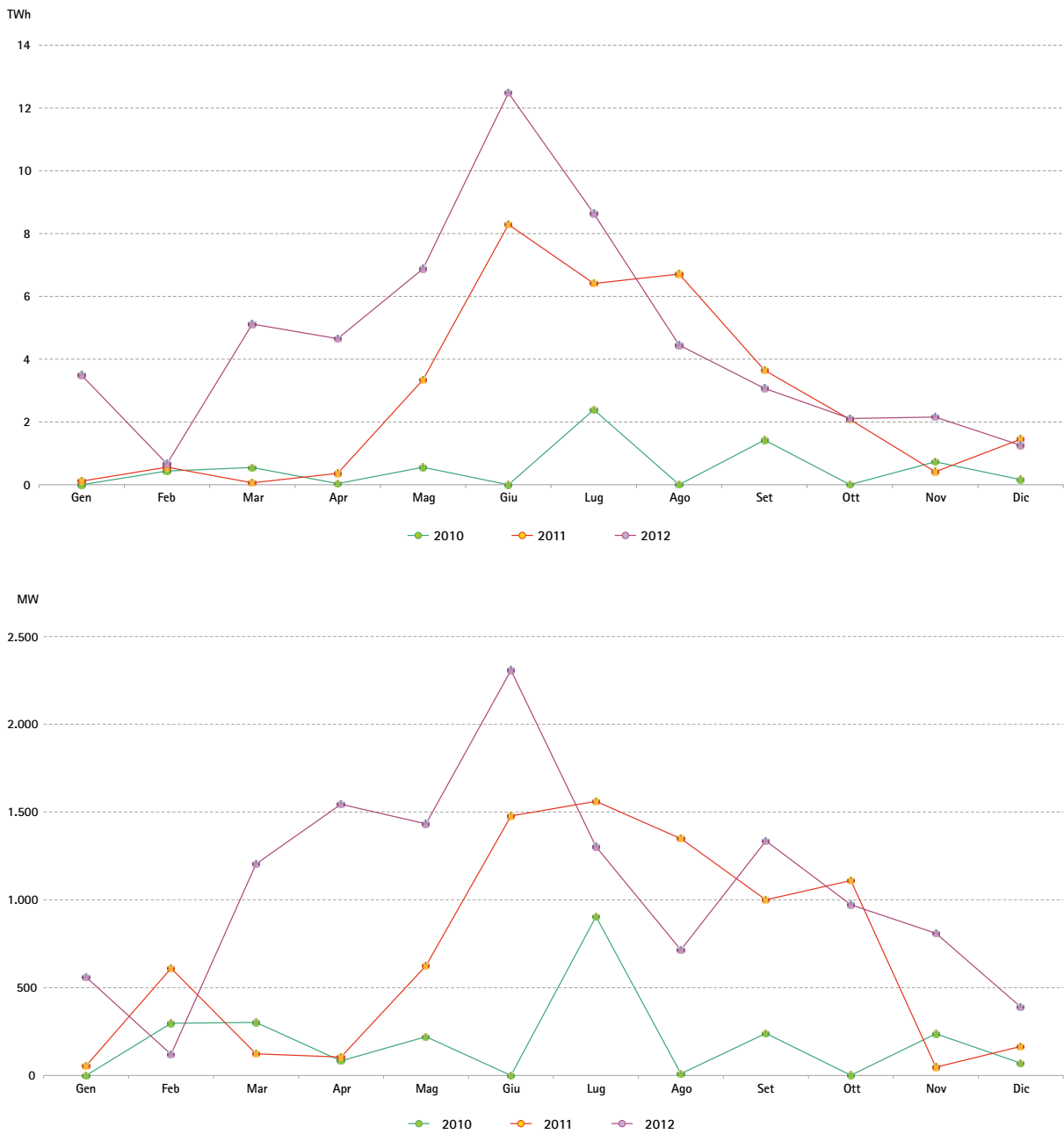
Volumi scambiati per mese di trading per durata e per distanza di delivery



In un simile contesto, lo spostamento di liquidità verso i prodotti di durata più breve e, all'interno di questi ultimi, verso quelli con inizio consegna più prossima, si accompagna ad una distribuzione più uniforme degli scambi anche sotto il profilo temporale, segnalata da un avvicinamento a livello di mercato tra data di trading e data di delivery. Nel dettaglio, se infatti in termini di energia negoziata gli scambi continuano a concentrarsi prioritariamente tra maggio e agosto, periodo nel quale il prodotto *baseload* annuale risulta particolarmente liquido in virtù di una tipica consuetudine commerciale⁴⁰, in termini di MW la distribuzione appare decisamente più omogenea nell'arco dell'anno (Fig C.2.38).

40 Ciò soprattutto in ragione del fatto che, nel corso di tale intervallo temporale, vengono rinnovati i contratti di fornitura per l'anno successivo.

Fig C.2.38 Volumi MTE scambiati per mese di trading e per anno, incluso OTC clearing



Dinamiche contrastanti emergono, invece, osservando le grandezze relative alla concentrazione del mercato. Il numero di operatori con offerte sulla piattaforma, pur in aumento sul 2011 (+5), si mantiene comunque su livelli modesti (25). Anche l'andamento delle quote di mercato segnala un livello di concorrenzialità ancora distante dal MGP, con le quote di mercato sugli acquisti di AU che, pur risultando in sensibile discesa su base annua, si attestano comunque attorno all'86% (-9,9 p.p), e le quote di mercato delle vendite dei primi due operatori (Enel e Edison) che congiuntamente arrivano a coprire il 97% dei volumi (Tab C.2.13). Rispetto a questi ultimi due, nonostante sia ben delineata la loro posizione di venditori netti, occorre sottolineare come, al pari dell'anno scorso, buona parte della ridotta attività di trading osservata sulla piattaforma sia da attribuirsi a loro, tra i pochi operatori attivi su entrambi i lati del *book* di negoziazione.

Quote di mercato (al netto degli OTC clearing)

Operatore	Acquisti					Vendite				
	M	Q	Y	Totale	2012/2011	M	Q	Y	Totale	2012/2011
ACQUIRENTE UNICO S.P.A.	85,3%	91,6%	84,9%	86,3%	- 9,9 p.p.	-	-	-	-	-
ASSOUTILITY S.R.L.	4,5%	2,1%	4,0%	3,6%	+ 3,6 p.p.	-	-	1,4%	1,0%	+ 1 p.p.
ACEA ENERGIA HOLDING SPA	-	0,3%	3,5%	2,6%	+ 2,6 p.p.	-	0,2%	0,1%	0,1%	+ 0,1 p.p.
EZPADA	-	1,4%	1,7%	1,5%	+ 1,5 p.p.	-	1,0%	-	0,2%	+ 0,2 p.p.
ENEL TRADE S.P.A.	1,6%	1,9%	1,1%	1,3%	+ 1 p.p.	51,2%	52,7%	77,4%	70,1%	+ 11 p.p.
EDISON TRADING S.P.A.	0,2%	0,7%	0,6%	0,6%	+ 0,4 p.p.	41,5%	43,7%	20,0%	26,7%	+ 11 p.p.
EDF	6,7%	1,0%	0,4%	1,0%	- 1,3 p.p.	0,7%	0,2%	-	0,1%	- 10,4 p.p.
Altri	1,7%	0,9%	3,8%	3,0%	+ 1,8 p.p.	6,6%	2,3%	1,2%	1,8%	- 12,9 p.p.
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

2.6.2 Prezzi su MTE

Nel 2012, osservando l'andamento dei prezzi del MTE, emergono molteplici segnali che da un lato confermano la generale crescita della liquidità del mercato a termine italiano, dall'altro, in coerenza con il periodo di instabilità del ciclo economico, sembrano evidenziare una minore capacità predittiva del MTE. Relativamente al primo punto, merita rilevare come, rispetto al 2011, il livello dei prezzi⁴¹ espresso dal MTE fornisca indicazioni ancora più allineate a quelle fornite da altri mercati o piattaforme di brokeraggio. Sotto questo profilo, l'aumento della liquidità del MTE⁴² ha contribuito a portare la correlazione tra i prezzi del MTE e quelli di Idex e TFS su valori prossimi all'unità, mostrando i progressi più consistenti soprattutto sui prodotti mensili (correlazione con Idex al 0,98 vs 0,55 del 2011), dove la crescita delle negoziazioni è risultata particolarmente consistente⁴³. Anche il dato relativo allo scarto assoluto medio dei prezzi mostra come vi sia una integrazione particolarmente significativa tra le diverse piattaforme, con tale grandezza che non risulta mai superiore a 0,6 €/MWh (Tab C.2.14).

Significativa anche l'analisi delle correlazioni tra prezzi spot e prezzi baseload MTE relativi ai diversi *front products*, che evidenzia fenomeni spesso coerenti con la teoria economica e con le prassi dei mercati a termine più maturi. In primo luogo, rispetto ai soli prodotti MTE, un livello delle correlazioni più elevato sui prodotti che condividono un periodo di delivery comune, o comunque ravvicinato. Ne segue che i prodotti mensili M+1, M+2 e M+3 esibiscono le correlazioni maggiori con il prodotto Q+1, sperimentando un progressivo calo delle stesse con i quarter Q+2, Q+3 e Q+4. Rispetto, viceversa, alle correlazioni tra prezzi a termine e prezzi a pronti, risultati piuttosto differenti si ottengono laddove si utilizzi il valore del Pun medio giornaliero osservato sul MGP in ciascuna sessione⁴⁴ o, in alternativa, una sua media mobile semplice relativa ad un certo numero di sessioni antecedenti alla data di trading del MTE. Nel primo caso, come lecito attendersi, la dinamica delle correlazioni mostra come le variazioni del prezzo spot influenzino in maniera relativamente più consistente l'andamento dei prodotti di prossima consegna e di *trading period* più corto; la correlazione tra prezzo spot e prezzo a termine passa quindi da un valore di 0,63

41 Occorre a tal proposito precisare che nel presente paragrafo, salvo dove diversamente specificato, l'analisi dei prezzi è basata non sui prezzi medi degli abbinamenti conclusi in ciascuna sessione, che per definizione vengono calcolati solo nelle giornate con scambi, ma sui prezzi di controllo che vengono calcolati convenzionalmente in chiusura di ogni sessione per consentire il calcolo della capienza delle garanzie finanziarie anche in assenza di scambi conclusi. Tale scelta è connessa al fatto che, sebbene nel 2012 sia cresciuto su base tendenziale il numero di sessioni con scambi, sono ancora molto numerose le sedute prive di negoziazioni e non risulta quindi tecnicamente possibile costruire una serie continua dei prezzi di abbinamento. L'utilizzo dei prezzi di controllo influenza inevitabilmente l'esito dell'analisi, sia in riferimento ai valori dei prezzi riportati, che alla loro volatilità e al calcolo delle correlazioni tra prezzi stessi e altre variabili. Ciononostante, data anche la modalità di calcolo dei prezzi di controllo, che nelle sessioni con scambi risultano prossimi o in alcuni casi addirittura equivalenti ai prezzi medi di abbinamento, i risultati ottenuti da simili analisi non appaiono privi di interesse.

42 Intesa in tal senso sia come puro incremento dei contratti sottoscritti, sia come crescita del numero di sessioni con scambi e degli operatori attivi.

43 Rispetto a tale punto, l'incremento delle correlazioni tra i diversi mercati/piattaforme riflette, oltre all'aumento della liquidità del MTE, anche un aumento degli scambi di Idex.

44 In particolare, il Pun si riferisce al giorno di delivery, mentre i prezzi di controllo di chiusura sessione si riferiscono alla data di trading del MTE.

per quando riguarda il Pun e il mensile M+1, scendendo a 0,28 per l'annuale (Y+1), il cui prezzo appare fisiologicamente meno reattivo alle fluttuazioni di brevissimo periodo del prezzo a pronti. D'altro canto, le correlazioni risultano via via più consistenti anche con i prodotti a termine di durata maggiore e con consegna più differita nel caso si utilizzi una media mobile del Pun. Considerando a titolo esemplificativo le medie mobili del Pun di ordine dieci (SMA Pun 10) e quella di ordine 30 (SMA Pun 30), si nota come la correlazione con l'annuale salga a 0,40 nel primo caso, sino a raggiungere il valore di 0,54 nel secondo, ad evidenza della relazione esistente tra trend dei prezzi spot e quotazioni a termine (Tab C.2.15).

Tab C.2.14 Correlazioni e scarto assoluto medio dei prezzi di controllo dei prodotti baseload scambiati su MTE, IDEX e TFS (Anni 2012 e 2011)

MTE vs IDEX	Correlazione			Scostamento assoluto medio (€/MWh)		
	M	Q	Y	M	Q	Y
Anno 2012	0,98	0,97	0,98	0,5	0,6	0,4
Anno 2011	0,55	0,89	0,85	0,9	1,1	0,7

MTE vs TFS	Correlazione			Scostamento assoluto medio (€/MWh)		
	M	Q	Y	M	Q	Y
Anno 2012	0,95	0,98	0,99	0,6	0,5	0,2
Anno 2011	0,50	0,88	0,89	0,4	0,3	0,4

Tab C.2.15 Correlazioni tra prezzi a termine dei front products baseload e prezzo a pronti (Anno 2012)

Correlazioni	Baseload								PUN	SMA PUN 10	SMA PUN 30	Correlazioni
	M+1	M+2	M+3	Q+1	Q+2	Q+3	Q+4	Y+1				
M+1	1,00	0,77	0,76	0,81	0,68	0,09	0,20	0,39	0,63	0,75	0,73	M+1
M+2		1,00	0,65	0,84	0,75	0,12	0,16	0,45	0,50	0,62	0,65	M+2
M+3			1,00	0,91	0,76	0,28	0,10	0,47	0,41	0,46	0,53	M+3
Q+1				1,00	0,83	0,25	0,08	0,50	0,45	0,54	0,58	Q+1
Q+2					1,00	0,65	0,48	0,80	0,41	0,49	0,57	Q+2
Q+3						1,00	0,66	0,77	0,05	0,01	0,07	Q+3
Q+4							1,00	0,83	0,28	0,37	0,50	Q+4
Y+1								1,00	0,28	0,40	0,54	Y+1
PUN									1,00	-	-	PUN
SMA PUN 10										1,00	-	SMA PUN 10
SMA PUN 30											1,00	SMA PUN 30

La connessione tra mercato a pronti e mercati a termine emerge anche dall'andamento mensile dei prezzi front products, che - nella maggior parte dei casi e soprattutto nell'ultima parte dell'anno - mostrano una tendenza ribassista, in corrispondenza della discesa dei prezzi rilevata sul MGP. Anche guardando su ciascun prodotto alla distanza tra il primo e l'ultimo prezzo di abbinamento si denota come, a fronte di una decrescita dei prezzi comune alla gran parte dei prodotti, le differenze più consistenti interessino soprattutto i prodotti negoziati nella seconda parte del 2012; lo scarto tra ultimo e primo prezzo di abbinamento si attesta sui -4/-10 €/MWh per i mensili baseload di febbraio e marzo 2013, toccando i -11 €/MWh per il Q2 2013.

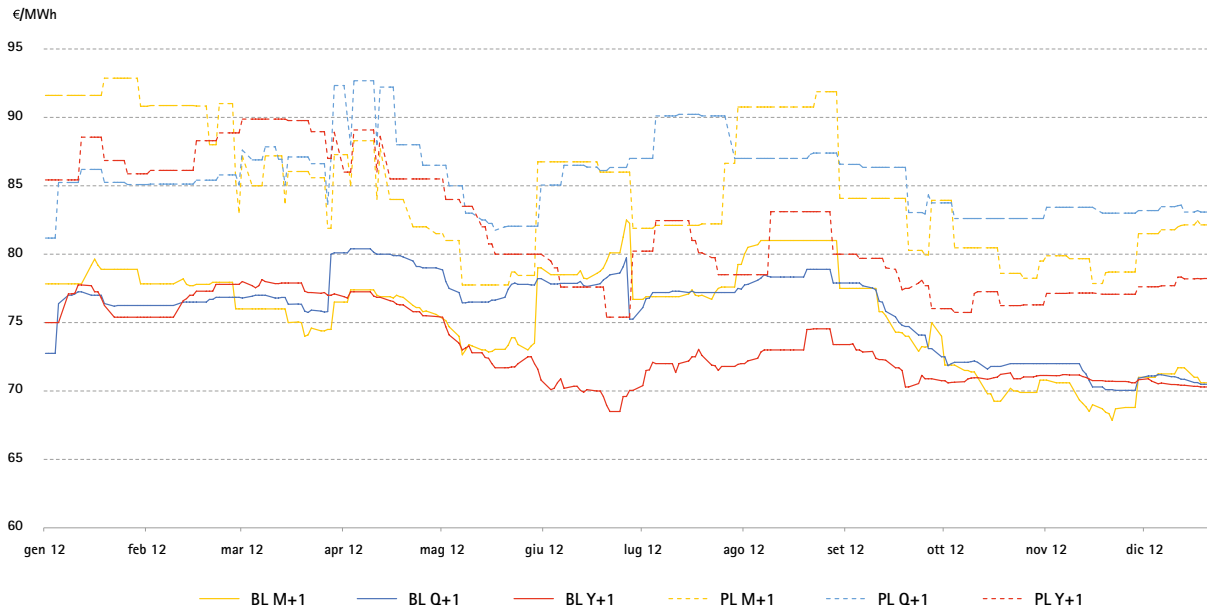
L'impatto che le dinamiche dei mercati spot producono sui mercati a termine appare evidente anche rispetto al rapporto tra prezzi baseload e prezzi di picco, con particolare riferimento ai prodotti annuali che mostrano una progressiva convergenza in corso d'anno, coerente con la riduzione del differenziale tra prezzi diurni e prezzi notturni rilevato sul MGP; lo scarto tra le quotazioni peakload e baseload annuali è

difatti passato dai 10,43 €/MWh di inizio anno ai 7,9 €/MWh di fine dicembre (Fig C. 2.39; Tab C.2.16; Tab C.2.17).

Diversamente, differenze sostanziali con il MGP permangono in merito alla volatilità dei prezzi, compresa tra lo 0-2% sul MTE e di gran lunga inferiore a quella del MGP (9% circa), per effetto verosimilmente della diversa natura dei mercati a pronti e dei mercati a termine (Tab C.2.16; Tab C.2.17).

Evoluzione dei prezzi dei front products basata sui prezzi di controllo

Fig C.2.39



Quotazione dei prodotti baseload scambiati nel corso del 2012⁴⁵

Tab C.2.16

Delivery		Liquidità	Prezzo di controllo (€/MWh)						Prezzo di abbinamento (€/MWh)				
Anno	Periodo	% sedute con abb	First	Last	Min	Max	Medio	Vol.	First	Last	Min	Max	Medio
2012	Feb	2%	77,83	78,90	77,83	79,65	78,03	0,2%	79,30	79,30	79,30	79,30	79,30
2012	Mar	5%	77,83	77,95	77,70	78,20	77,84	0,2%	78,20	77,64	77,60	78,20	77,81
2012	Apr	12%	72,75	74,50	72,75	76,00	75,38	1,0%	76,00	74,55	74,00	76,00	74,62
2012	Mag	19%	76,37	75,85	75,80	77,40	76,61	0,4%	76,50	75,80	75,80	77,00	76,35
2012	Giu	32%	78,20	73,50	72,65	78,20	75,77	0,6%	77,40	73,04	72,65	77,50	74,92
2012	Lug	31%	80,00	82,25	77,20	82,50	79,00	1,1%	80,31	82,25	77,20	82,50	79,44
2012	Ago	28%	79,00	77,60	74,40	79,00	76,29	0,7%	75,77	77,20	74,40	77,40	76,17
2012	Set	5%	79,50	81,00	78,90	81,00	79,62	0,3%	79,00	81,00	79,00	81,00	80,33
2012	Ott	5%	75,25	73,25	72,90	77,50	76,03	1,0%	74,30	73,11	72,90	74,30	73,16
2012	Nov	18%	78,00	69,90	69,25	78,50	75,26	1,0%	77,87	69,85	69,25	78,00	74,96
2012	Dic	34%	77,72	68,80	67,85	77,72	72,18	1,4%	77,10	68,77	67,85	77,10	73,57
2013	Gen	11%	73,10	71,00	70,60	73,20	72,18	0,8%	72,10	71,00	70,60	72,10	71,33
2013	Feb	11%	72,10	64,50	64,50	72,10	70,54	0,6%	70,40	66,80	66,75	71,10	68,03
2013	Mar	19%	69,90	59,95	59,50	70,40	65,01	1,2%	70,40	59,95	59,50	70,40	64,60
2012	Q2	10%	69,00	75,81	68,83	77,25	71,90	1,4%	71,18	75,45	68,70	77,25	72,81
2012	Q3	18%	72,21	79,74	72,21	82,00	76,81	0,5%	73,23	78,35	73,20	81,60	78,75
2012	Q4	27%	73,81	74,08	73,81	83,10	78,35	0,7%	81,90	74,03	73,90	83,00	78,40
2013	Q1	18%	78,00	70,49	70,05	80,60	76,00	0,5%	80,61	70,60	70,00	80,65	74,08
2013	Q2	6%	73,25	60,99	60,99	73,25	67,29	0,5%	73,05	62,30	62,30	73,05	67,17
2013	Q3	18%	68,50	-	67,05	73,30	71,01	0,9%	71,73	-	67,05	72,75	71,82
2013	Q4	16%	71,91	-	65,20	73,00	69,85	0,7%	72,10	-	65,20	73,00	71,39
2013	Y	46%	75,00	70,30	68,50	78,15	73,29	1,0%	74,73	76,66	68,50	78,20	72,56

45 Il valore del prezzo di controllo riportato nella colonna "first" rappresenta il prezzo di controllo all'apertura della sessione di trading del prodotto. Il valore riportato nella colonna "last" rappresenta il valore di chiusura riportato nell'ultima sessione del periodo di trading. I dati si riferiscono al 31/03/2013.

Tab C.2.17 Quotazione dei prodotti peakload scambiati nel corso del 2012⁴⁶

Delivery		Liquidità	PRODOTTI PEAKLOAD						Prezzo di abbinamento (€/MWh)					
Anno	Periodo	% sedute con abb	Prezzo di controllo (€/MWh)					Vol.	First	Last	Min	Max	Medio	
2012	Feb	0%	89,33	92,87	89,33	92,87	90,89	0,2%						
2012	Mar	0%	89,47	91,01	88,00	91,01	90,44	0,7%						
2012	Apr	2%	81,62	81,90	81,62	87,19	84,76	1,9%	83,05	83,05	83,05	83,05	83,05	
2012	Mag	2%	84,94	82,00	82,00	88,30	85,56	1,5%	82,00	82,00	82,00	82,00	82,00	
2012	Giu	6%	87,19	78,45	77,75	88,81	83,78	1,6%	85,10	78,45	77,75	85,10	80,15	
2012	Lug	0%	94,73	86,00	86,00	95,62	88,72	2,5%						
2012	Ago	2%	86,58	86,65	77,50	86,65	81,14	1,3%	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	
2012	Set	0%	82,11	91,88	82,11	91,90	90,84	1,6%						
2012	Ott	2%	85,67	79,95	79,95	87,40	85,38	1,1%	79,98	79,98	79,95	80,00	79,98	
2012	Nov	2%	92,03	78,24	78,24	92,03	86,56	2,0%	78,68	78,68	78,60	78,75	78,68	
2012	Dic	0%	87,32	78,70	77,86	87,32	81,77	1,5%						
2013	Gen	2%	81,72	82,15	80,27	82,76	81,72	0,6%	82,15	82,15	82,15	82,15	82,15	
2013	Feb	2%	85,88	77,00	77,00	89,83	86,62	1,5%	78,77	78,77	78,77	78,77	78,77	
2013	Mar	3%	79,54	67,85	67,85	80,11	74,73	1,0%	69,90	67,85	67,85	69,90	68,88	
2012	Q2	4%	80,04	83,64	74,97	87,85	80,92	1,4%	80,00	79,00	77,75	80,40	79,39	
2012	Q3	1%	83,76	86,34	80,21	94,23	86,23	1,2%	82,20	81,65	81,65	82,40	82,32	
2012	Q4	1%	78,47	82,94	78,47	99,25	90,32	1,0%	87,65	84,40	84,40	87,65	86,03	
2013	Q1	0%	89,91	83,08	82,61	100,16	90,12	1,3%						
2013	Q2	0%	83,58	66,06	66,00	83,85	72,45	0,6%						
2013	Q3	1%	77,65	-	72,26	81,42	75,66	1,5%	75,00	-	72,60	75,00	73,80	
2013	Q4	2%	83,78	-	75,70	83,78	79,37	1,4%	76,45	-	75,70	76,50	76,22	
2013	Y	11%	85,27	78,23	75,40	89,88	81,78	1,2%	83,84	83,10	77,40	80,10	78,15	

A fronte della suddetta relazione tra MGP e MTE, il 2012, come anticipato, si caratterizza per un peggioramento della capacità predittiva del mercato a termine, calcolata in questo caso come differenza tra l'ultima quotazione dei prodotti mensili in prossima consegna sul MTE e il valore del Pun espresso per lo stesso mese dal MGP (Tab C.2.18). Nonostante la significativa crescita tendenziale della liquidità del mercato a termine, evidenziata peraltro sui prodotti mensili dal forte incremento della quota di sedute con abbinamenti, lo scarto medio assoluto tra l'ultimo prezzo di controllo e prezzo del MGP è passato dai 3,1 €/MWh del 2011 ai 4,4 €/MWh del 2012. Sebbene tale aumento si concentri in parte nel mese di febbraio, quando sui mercati a pronti europei si sono registrati eccezionali picchi di prezzo connessi a criticità difficilmente prevedibili, il fenomeno interessa anche gli altri mesi⁴⁷. In particolare la dinamica appare molto significativa nell'ultimo quadrimestre dell'anno, quando sul MGP si sono osservati sensibili ribassi su base annua delle quotazioni, sottostimati dagli operatori attivi sui mercati a termine.

Tale minore predittività del MTE sembra quindi riflettere, più in generale, una condizione di incertezza del Mercato Elettrico Italiano connessa ad una maggiore difficoltà previsionale dei fondamentali indotta sia dalla crescita delle fonti rinnovabili lato offerta, sia dal periodo di forte instabilità macroeconomica lato domanda.

In conclusione, guardando al 2013, la curva a termine espressa dal MTE evidenzia la presenza di aspettative ribassiste rispetto allo spot 2012, con il prodotto calendar 2013 quotato a 70,3 €/MWh a fronte di Pun medio annuo del 2012 di 75,5 €/MWh. In linea con le dinamiche osservate sul MGP, ancora più consistente risulta la flessione attesa dei prezzi nelle ore di picco; sul MTE l'ultimo prezzo disponibile per il prodotto annuale peakload 2013 risulta pari a 78,2 €/MWh, contro un valore corrispondente del Pun 2012 di picco di 86,3 €/MWh (Fig C.2.40).

⁴⁶ Si veda la precedente nota 44.

⁴⁷ Senza considerare il mese di febbraio lo scarto medio assoluto tra l'ultimo prezzo di controllo e prezzo del MGP sarebbe passato dai 3,3 €/MWh del 2011 ai 3,8 €/MWh del 2012.

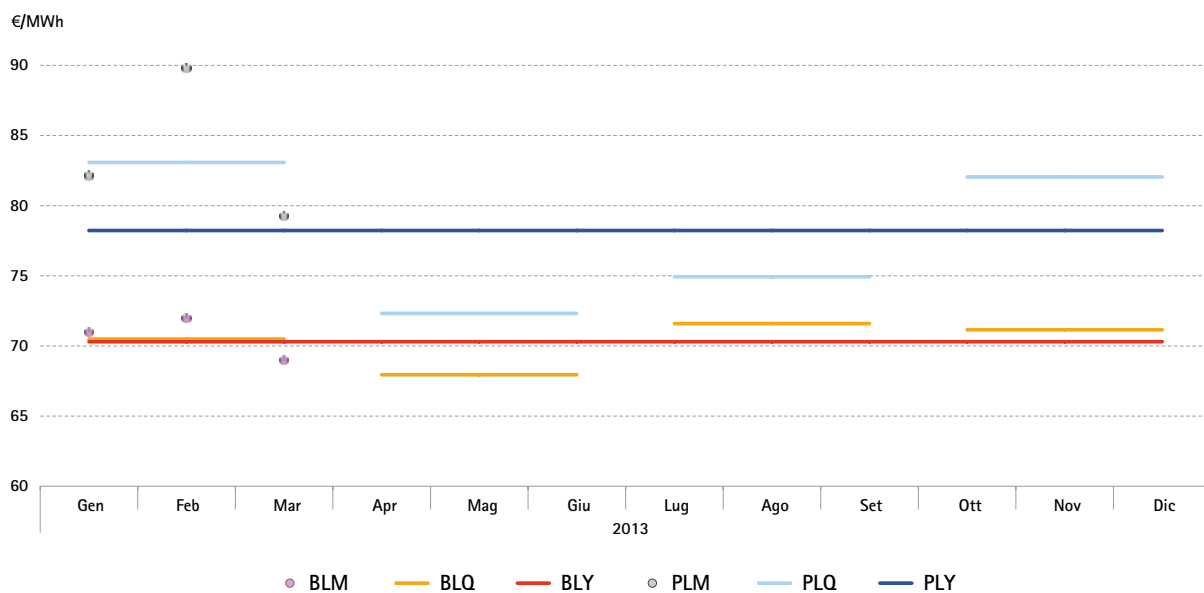
Rapporto tra quotazione spot (MGP) e relativa quotazione a termine (MTE)

Tab C.2.18

Mese delivery	PUN	PC Medio - PUN	PC Last - PUN	PA Medio - PUN	PA Last - PUN	% Sedute con abb
gen-11	65	4,75	4,75	-	-	0%
feb-11	66,29	-0,03	-1,19	-	-	0%
mar-11	68,18	-3,36	-2,68	-3,18	-3,18	2%
apr-11	65,18	-0,28	2,81	-1,14	-0,58	5%
mag-11	71,28	-6,04	-3,53	-3,53	-3,53	2%
giu-11	68,41	0,58	1,39	-	-	0%
lug-11	69,74	7,26	6,16	7,34	5,76	8%
ago-11	74,51	0,35	-3,31	-1,61	-3,16	11%
set-11	81,31	-7	-7,81	-6,78	-8,11	6%
ott-11	78,61	-2,52	-1,11	-1,78	-1,16	14%
nov-11	78,47	0,42	1,53	1,68	1,53	9%
dic-11	79,37	-0,13	0,83	0,1	0,83	5%
gen-12	79,85	-0,06	0,25	0,1	-0,05	14%
feb-12	89,04	-11,01	-10,14	-9,74	-9,74	2%
mar-12	75,31	2,53	2,64	2,5	2,33	5%
apr-12	72,72	2,66	1,78	1,9	1,83	12%
mag-12	69,96	6,65	5,89	6,39	5,84	19%
giu-12	77,88	-2,11	-4,38	-2,96	-4,84	32%
lug-12	82,2	-3,2	0,05	-2,76	0,05	31%
ago-12	85,64	-9,35	-8,04	-9,47	-8,44	28%
set-12	76,77	2,85	4,23	3,56	4,23	5%
ott-12	65,86	10,17	7,39	7,3	7,25	5%
nov-12	64,09	11,17	5,81	10,87	5,76	18%
dic-12	66,99	5,19	1,81	6,58	1,78	34%

Curve a termine espresse dal MTE per l'anno 2013 al 31/03/2013

Fig C.2.40

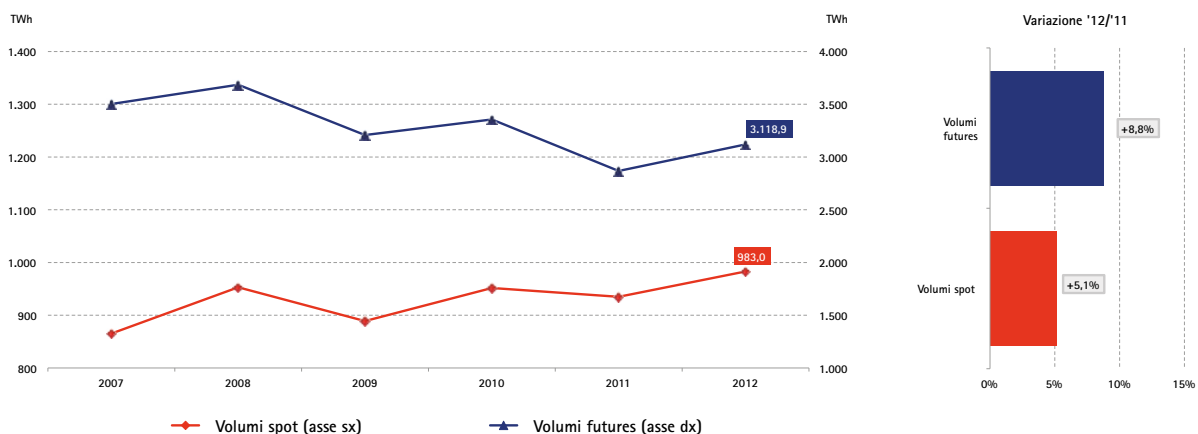


2.7 Confronti internazionali

A fronte della crisi economica che sta interessando l'Europa ormai dal 2009, i mercati regolamentati dell'elettricità⁴⁸ mostrano nel 2012 una complessiva ripresa dell'energia contrattata, trainata prevalentemente dalla forza propulsiva della Germania. Il dato generale appare, infatti, fortemente indirizzato dagli andamenti registrati nell'area tedesco-scandinava, che da sola copre l'86% dei volumi negoziati, nascondendo dinamiche locali divergenti e controtendenziali, riflesso, da un lato, della differente intensità con cui la recessione ha investito i paesi dell'Europa occidentale, dall'altro, del diverso grado di maturità delle singole borse nazionali.

Peraltro, la ripresa sembra assumere, almeno in apparenza, connotati discordanti nei due segmenti di mercato, inserendosi e non alterando sensibilmente il trend ribassista seguito nel corso degli ultimi cinque anni dalle contrattazioni futures e fornendo, invece, ulteriore impulso alla tendenza moderatamente rialzista osservata nel medesimo arco temporale sulle quantità negoziate a pronti (Fig C.2.41).

Fig C.2.41 **Andamento dei volumi spot e a termine in Europa**



Nel caso dei mercati a termine, infatti, il livello dell'energia negoziata rimane comunque tra i più bassi del quinquennio, sostenuto esclusivamente dal motore trainante della Germania, che ha ammortizzato meglio l'urto della crisi economica. Il dato rimane comunque di difficile interpretazione: analizzato in chiave prospettica, infatti, l'aumento dei volumi potrebbe configurarsi come un primo timido segnale di fiducia verso la possibilità di rilancio della domanda, innescato dalla Germania e poi gradualmente esteso agli altri paesi europei.

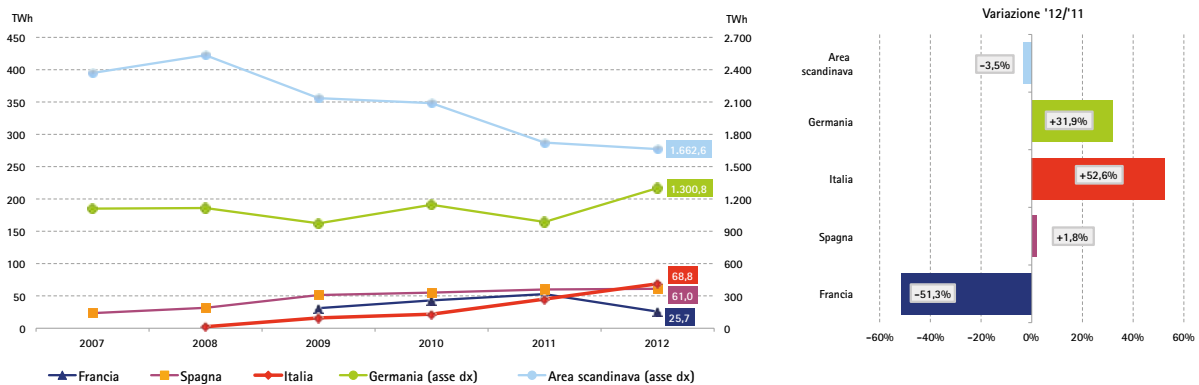
Nel dettaglio, il riferimento tedesco ha visto il volume dei suoi scambi crescere al massimo storico di 1.300 TWh (+31,9%) e con ciò avvicinare rapidamente il monte-elettricità contrattato nell'area scandinava, tradizionalmente più elevato, ma sceso dai 2.535 TWh del 2008 ai 1.663 TWh dell'anno appena concluso, con un calo drastico che nel quinquennio è risultato complessivamente pari al 34%. Indicazioni confortanti provengono dai giovani listini mediterranei che, pur confermando dimensioni assolutamente ridotte rispetto ai più maturi *exchange* centro-settentrionali, proseguono lungo la strada di un progressivo incremento della loro liquidità. In particolare, mentre l'energia scambiata con riferimento alla Spagna è salita a 61 TWh (+1,8%), rallentando in parte la marcia che nel quinquennio precedente l'aveva portata a raggiungere

⁴⁸ Il dato fa riferimento ai volumi scambiati sui principali mercati spot e a termine, avendo come riferimento per ciascuno di essi l'area geografica di maggiore interesse: Nord Pool (spot) e Nasdaq OMX (futures) per l'area scandinava, Epex (spot) e EEX (futures) per la Germania e la Francia, GME per l'Italia, Omie (spot) e Omip (futures) per la Spagna.

rapidamente i 60 TWh, in Italia le negoziazioni sono salite a ridosso dei 69 TWh⁴⁹, sotto la spinta prodotta dal mercato fisico a termine (MTE) che ne ha raccolti circa l'80%. Merita rilevare che, in entrambi i paesi, la crescita appare favorita soprattutto dal maggior utilizzo delle piattaforme a fini di *clearing*⁵⁰, a testimonianza di una più consapevole volontà degli operatori di neutralizzare il rischio di controparte in una fase di profonda incertezza economica (Fig C.2.42).

Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee

Fig C.2.42



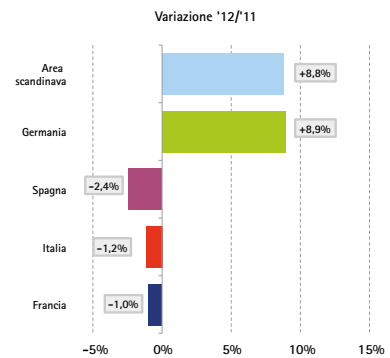
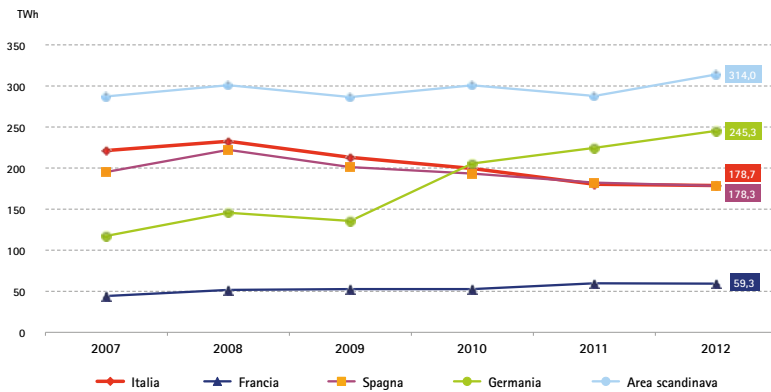
Anche il rafforzamento del trend lievemente rialzista in atto sui volumi negoziati a pronti trova la sua origine nell'effetto-traino prodotto dalle borse centro-settentrionali, coinvolgendo in questo caso anche il listino di riferimento dell'area scandinava che, con i suoi 314 TWh, si mantiene il più capiente, in virtù di un incremento tendenziale mai così forte nell'ultimo quinquennio (+8,8%). La propensione moderatamente rialzista registrata a livello continentale risulta tuttavia alimentata, soprattutto a partire dal 2010, dalla netta progressione osservata dalle quantità scambiate all'ingrosso sul mercato tedesco, che aggiornano nuovamente il loro massimo storico portandosi a 245,3 TWh (+8,9%). Il più consistente impatto depressivo esercitato dalla crisi economica sulla domanda di energia nei paesi mediterranei ha invece indotto un ulteriore calo nelle contrattazioni spot rilevate sulle borse italiana e spagnola, allineate attorno ai 179 TWh, per entrambe valore minimo dal 2007 (rispettivamente -1,2% e -2,4%). Una parziale inversione di questa tendenza si sta affermando in Italia, dove nel primo trimestre del 2013 la liquidità del mercato a pronti ha fatto segnare un aumento di 18,4 p.p., per effetto soprattutto di un cambio nelle strategie commerciali di vendita messe in atto dagli operatori che hanno trasferito in borsa una quota dell'energia tradizionalmente ceduta attraverso contratti bilaterali⁵¹ (Fig C.2.43).

49 Il dato è calcolato tenendo conto dei volumi scambiati sul mercato fisico dell'energia (MTE), gestito dal GME, e su quello finanziario (IDEX), gestito da Borsa Italiana.

50 Sul riferimento spagnolo, a fronte di una sostanziale stabilità degli scambi effettuati sulla piattaforma, le registrazioni a fini di clearing sono cresciute del 4%. Sul MTE italiano il dato relativo a queste ultime segna invece un più consistente aumento +23TWh. Per approfondimenti si veda Sez. C.2.6.

51 Per ulteriori approfondimenti sulle dinamiche italiane si rimanda alla Sez. C.2.2

Fig C.2.43 Volumi scambiati sui principali mercati spot europei

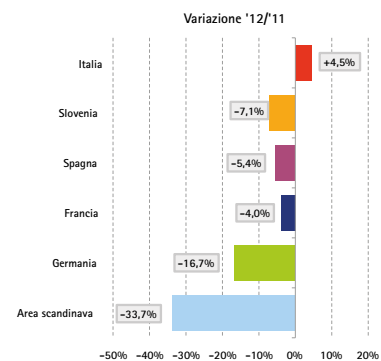
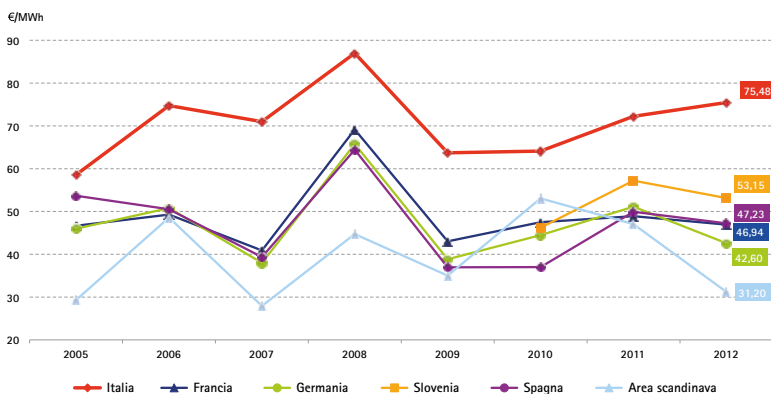


A differenza di quanto emerso nell'analisi dei volumi, che evidenzia specificità locali riconducibili spesso a tipicità della domanda nazionale e al grado di penetrazione e di maturità dei mercati regolamentati quali strumento per l'approvvigionamento di energia, i prezzi europei dell'elettricità mostrano anche nel 2012 dinamiche sostanzialmente omogenee sia nelle contrattazioni a pronti che in ottica *futures*, riflettendo in termini di valore le differenze strutturali esistenti nei parchi di generazione.

Tuttavia, se da un lato si conferma un buon livello di interazione tra le borse *spot*, supportato anche dalle ormai numerose esperienze di *coupling* attive in ambito continentale, dall'altro, sembrano manifestarsi difficoltà crescenti da parte dei mercati derivati nel lanciare corretti segnali di prezzo per il futuro, stanti le incertezze legate sia all'uscita dalla crisi economica, sia alle trasformazioni prodotte nei mix tecnologici dalla graduale diffusione della nuova capacità rinnovabile.

In particolare, nel 2012, a dispetto degli incrementi registrati sui prezzi in euro dei combustibili⁵² e delle aspettative rialziste espresse dai mercati a termine a fine 2011, le quotazioni europee a pronti sono risultate in calo, convergenti sui 42/47 €/MWh in Centro Europa (-16,7% in Germania, -4,0% in Francia)⁵³ e in Spagna (-5,4%) e pari a 31,20 €/MWh nell'area scandinava (-33,7%), scesa al minimo del periodo 2008-2012. A questo andamento generalizzato si sottrae il prezzo italiano che, in linea con le tendenze seguite dal costo variabile di generazione e con le indicazioni fornite dai *futures* alla fine dello scorso anno, si è attestato a 75,48 €/MWh (+4,5%), portando il differenziale con il confinante mercato francese a ridosso del suo massimo storico di 30 €/MWh ed evidenziando, da un lato, una volatilità decisamente inferiore al resto d'Europa (8,8%) dall'altro, unico tra i riferimenti continentali, una modulazione oraria picco/fuori picco in calo (1,24) (Fig C.2.44; Tab 2.19).

Fig C.2.44 Andamento storico del prezzo spot sulle borse elettriche europee



52 Si veda a tal proposito la Sez. C.1.

53 I mercati di Francia e Germania sono accoppiati da novembre 2010 nel *market coupling* del CWE. Nel 2012 le due borse hanno espresso quotazioni coincidenti nel 13% delle ore contro il 16% del 2011.

Volatilità e rapporto tra prezzi per gruppi di ore

Tab C.2.19

	Italia	Francia	Germania	Slovenia	Spagna	Area scandinava
Picco/Fuori picco lav	1,24 (-3,9%)	1,41 (1,2%)	1,36 (4,4%)	1,45 (9,3%)	1,18 (2,7%)	1,24 (11,8%)
Festivo/Fuori picco lav	1,00 (-7,4%)	0,85 (-8,2%)	0,82 (-11,5%)	0,87 (-4,8%)	0,95 (-6,3%)	0,97 (-1,7%)
Volatilità	8,8% (+1,5 p.p.)	13,5% (+2,4 p.p.)	15,2% (+6,8 p.p.)	17,9% (+8,7 p.p.)	15,2% (+6,1 p.p.)	9,4% (+2,9 p.p.)

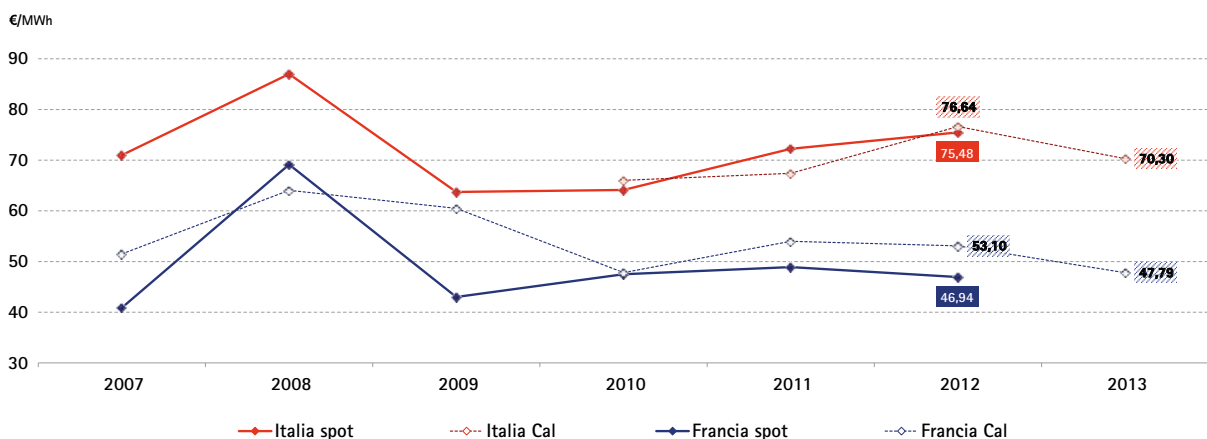
Tra parentesi le variazioni tendenziali

Merita rilevare che, nonostante un differenziale con l'estero in ripresa - il dato riflette, come accennato, parchi e costi di generazione profondamente differenti - fenomeni stagionali di convergenza tra quotazioni italiane e francesi si sono verificati nell'ultimo trimestre del 2012 e nella prima parte del 2013, in corrispondenza di una diminuzione del prezzo del gas italiano⁵⁴ e di uno stagionale aumento della domanda transalpina contemporaneo a consistenti indisponibilità nella produzione da fonte nucleare.

Nel dettaglio, il divario tra i prezzi espressi dai due mercati limitrofi⁵⁵ è calato in media attorno a 18 €/MWh tra ottobre e dicembre, per poi scendere ulteriormente a 9 €/MWh nella prima parte del 2013, quando, con frequenza tutt'altro che irrilevante, il differenziale in questione è risultato spesso invertito, generando fenomeni di inefficienza nella gestione dei volumi allocati sulla frontiera mediante l'esecuzione di aste esplicite. In effetti nei primi tre mesi del 2013 il prezzo francese ha superato quello della zona Nord italiana nel 18% delle ore, nelle quali tuttavia il flusso di energia in esito al MGP tra i due mercati confinanti è comunque diretto dalla Francia verso l'Italia, evidenziando un'allocatione incoerente rispetto alle quotazioni⁵⁶ e con essa facendo emergere i benefici apportati in tal senso dall'introduzione dei meccanismi di *coupling*, già operativi in Italia lungo la frontiera slovena⁵⁷.

Quotazione media del prezzo spot e del prodotto *Calendar* in consegna nel medesimo anno⁵⁸

Fig C.2.45



54 Per ulteriori approfondimenti si rimanda alle Sezione C.3.

55 Il differenziale in questo caso è calcolato tra il prezzo francese e quello espresso dalla limitrofa zona Nord nel sistema elettrico italiano.

56 Si segnala, peraltro, che nell'unica ora in cui l'energia è risultata correttamente indirizzata dall'Italia verso la Francia, questo è avvenuto per una quota solo parziale della capacità disponibile sul transito.

57 Si veda a tal proposito Sez. C.2.3.4

58 Si fa riferimento al prezzo di *settlement* rilevato sul prodotto *Calendar* nel suo ultimo giorno di contrattazione. Per semplicità di rappresentazione nel grafico sono state inserite esclusivamente le serie dei prezzi spot e *futures* italiani e francesi.

2.8 Il market coupling Italia-Slovenia

Il secondo anno di piena operatività del *market coupling* sui mercati elettrici *day-ahead* di Italia e Slovenia ha rafforzato le indicazioni positive già emerse nel corso del 2011, lanciando segnali incoraggianti soprattutto nell'ottica della futura estensione del medesimo meccanismo alle altre frontiere italiane⁵⁹.

Pur non avendo prodotto impatti sostanziali sul prezzo e sulle quantità circolanti sul mercato italiano, condizione peraltro più che prevedibile in ragione del ridotto volume di energia allocabile, il progetto⁶⁰ ha raccolto, quindi, anche nel 2012, un notevole successo confermato da una molteplicità di fattori.

In primo luogo, la forte crescita nell'utilizzo del *market coupling*, quantificata dall'aumento dei volumi mediamente allocati a 415 MW, il 95% del totale (valori più che triplicati rispetto al 2011), a fronte di una quota divenuta assolutamente marginale e pari al 5% assegnata attraverso aste esplicite (71% nel 2011). Lo *switching* dalle aste esplicite periodiche all'asta implicita giornaliera, quale modalità predominante di compravendita della capacità di importazione disponibile tra le due frontiere, appare legata al massiccio impiego della clausola *Use It Or Sell It* (UIOSI), mediante la quale gli operatori di mercato hanno la possibilità di rivendere al TSO la capacità di import acquistata a termine attraverso le aste annuali e mensili e ricomprarla sullo spot mediante offerte di vendita sul mercato del giorno prima sloveno (Fig C.2.46)

Tale strumento risulta alla base anche del secondo elemento rappresentativo del gradimento riscosso dal *coupling*, identificato dall'esplosione dei volumi scambiati sulla borsa slovena (BSP), il cui ammontare è passato dai circa 0,2 TWh del 2010 ai 4,4 TWh nel 2012. Questo risultato costituisce ulteriore riprova sia della possibilità di realizzare progetti validi di *coupling* con borse di dimensioni minori, sia dei benefici ad esse apportati, in termini di liquidità, dalle opportunità commerciali connesse al meccanismo di allocazione efficiente della capacità. A questo proposito, merita peraltro rilevare come l'aumento dei volumi scambiati sulla borsa slovena, riconducibile all'avvio del progetto di *coupling*, abbia innescato un processo virtuoso, attirando sul mercato anche domanda locale, quantificabile in 0,8 TWh⁶¹.

D'altro canto, relativamente ai prezzi, il *coupling*, pur non potendo garantire l'annullamento del differenziale strutturale esistente tra le quotazioni delle due borse⁶², ne ha favorito la convergenza nel 20,5% delle ore (19,9% nel 2011). Ed è proprio nelle ore in cui il divario tra i prezzi espressi dalle due borse limitrofe si approssima allo zero, con conseguente difficoltà di previsione di flussi transfrontalieri coerenti, che si manifesta il valore aggiunto del *market coupling*, sempre in grado di assicurare l'allocazione corretta della capacità di interconnessione disponibile e di determinare il livello dei flussi coerente con i corrispondenti prezzi di mercato. Opportunità non sempre supportate dal meccanismo di asta esplicita, potenzialmente inefficiente, come ancora dimostrato nel 2012, quando, anche in corrispondenza di un differenziale di prezzo tra borsa slovena e zona Nord italiana in crescita (vedi nota 60), i flussi da esso determinati hanno seguito una direzione antieconomica in 8 ore dell'anno (Fig C.2.46).

59 Il modello decentrato di *coupling* adottato sulla frontiera slovena ricalca esattamente quello richiamato dal Price Coupling of Regions (PCR), progetto che il GME sta portando avanti in collaborazione con le altre principali borse europee.

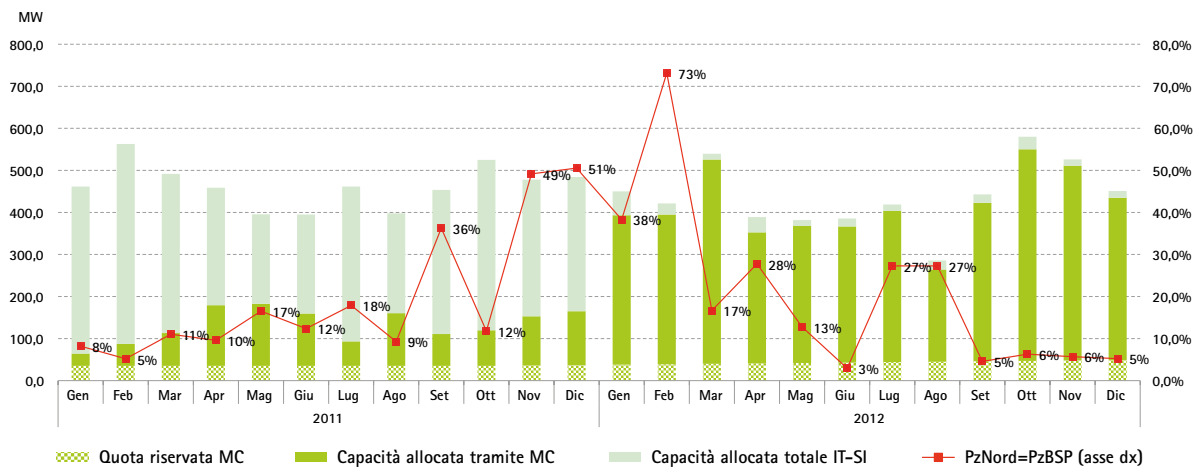
60 Per approfondimenti si rimanda al Box 2 della Relazione Annuale 2011 del GME.

61 Il dato si ottiene come differenza tra il volume totale scambiato sulla borsa slovena BSP (4,4 TWh) e il volume allocato attraverso il *market coupling* (3,6 TWh).

62 Il differenziale tra i prezzi delle due borse riflette una struttura di costi alla base dei due parchi di generazione profondamente differente. Nel 2012 il differenziale tra il prezzo della zona Nord italiana e la quotazione espressa da BSP, la borsa slovena, si è attestato a 21,03 €/MWh (+8,05 €/MWh rispetto al 2011).

Allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena e quota delle ore a differenziale di prezzo nullo

Fig C.2.46



3. I mercati del gas

3.1 Il sistema gas

Il gas naturale rappresenta un combustibile chiave nel contesto energetico nazionale, rappresentando il 35% del totale di energia consumata in un anno, nonché la prima fonte per la produzione d'energia elettrica⁶³.

Nel corso dell'anno, l'operatore di sistema Snam Rete Gas (SRG) ha movimentato sulla rete nazionale di trasporto ad alta pressione un totale di 75,9 miliardi di metri cubi, il 3,4% in meno dell'anno scorso, a fronte di un calo della domanda (83,7 mld mc; -3,3%) trainato sostanzialmente da minori consumi termoelettrici (24,4 mld mc; -12,2%) (Tab C.3.1).

Tab C.3.1

Volimi movimentati sulla rete nazionale di trasporto⁶⁴

mmc	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	delta %
<i>produzione</i>	11.506	9.776	9.120	8.229	8.144	8.028	8.277	2,8%
<i>import</i>	76.482	73.512	76.526	68.676	75.168	70.276	67.596	-4,1%
<i>stoccaggio (erogazione)</i>	6.930	5.665	5.668	9.273	8.040	8.046	7.827	-3,0%
Totale immesso	94.919	88.953	91.315	86.177	91.353	86.349	83.699	-3,3%
<i>distribuzione</i>	34.469	32.449	33.376	33.968	36.524	33.619	33.889	0,5%
<i>Industriale</i>	15.685	15.514	14.560	12.133	13.320	13.544	13.379	-1,5%
<i>Termoelettrico</i>	31.007	33.718	33.477	28.672	29.818	27.732	24.418	-12,2%
<i>Stoccaggio (iniezione)</i>	10.608	4.417	6.791	8.496	8.681	8.942	9.328	4,0%
<i>Altro (export, reti, sistema)</i>	3.149	2.854	3.114	3.028	3.012	2.512	2.686	6,6%
<i>Export</i>	-	-	-	-	-	124	196	57,2%
<i>Reti di terzi</i>	-	-	-	-	-	1.325	1.713	28,9%
<i>Sistema</i>	-	-	-	-	-	444	778	74,6%
Totale Prelevato	94.919	88.953	91.315	86.177	91.353	86.349	83.699	-3,3%
<i>delta stoccaggio</i>	3.678	-1.248	1.123	-776	641	896	1.501	67,0%
Totale trasportato	87.989	84.536	85.646	77.681	83.313	78.304	75.872	-3,4%

Il calo dei prelievi nel settore termoelettrico sconta per il quarto anno consecutivo una flessione della domanda legata al contesto economico. Contestualmente, le centrali a ciclo combinato sono risultate spiazzate da una maggior disponibilità delle più competitive fonti rinnovabili (vedi Sez. C.2). Osservando i più puntuali dati mensili, i consumi risultano particolarmente ridotti su base tendenziale nel primo e terzo quadrimestre.

I prelievi per la distribuzione risultano stabili sui livelli degli anni passati (33,9 mld mc; +0,5% dal 2011). Tuttavia un'analisi più puntuale rivela un tendenziale calo dei consumi a fronte di un aumento medio delle temperature (+1°C rispetto agli standard tipici⁶⁵). A bilanciare la media concorrono i maggiori prelievi di aprile e dicembre (+12% e +5% su 6 anni) occorsi in corrispondenza di temperature più rigide e sotto la media. Risulta eccezionale il mese di febbraio, quando l'ondata di gelo che ha colpito per due settimane gran parte del Paese, ha portato ai massimi i prelievi tendenziali (+29% su 6 anni), superiori anche ai livelli di gennaio.

63 Fonte MSE "Bilancio Energetico Nazionale 2011", 63,814 mtoe di gas consumato su 184,204 mtoe di energia consumata.

64 Dati di bilancio giornalieri (fonte Snam al 31/12/2012) ed elaborazioni GME: per calcolare le percentuali di variazione dal 2011, i dati del 2012 sono stati corretti per l'anno bisestile; la domanda totale (o totale prelevato) è calcolata come la somma dei volumi riconsegnati e le iniezioni a stoccaggio; il totale trasportato è, invece, calcolato come la somma dei volumi immessi dai punti di produzione e importazione ed il differenziale assoluto (solo quando questo è negativo) delle giacenze a stoccaggio ad inizio e fine anno (delta stoccaggio).

65 L'anomalia media delle temperature riscontrate nel 2012 (+1,02°C) è calcolata rispetto alla norma del periodo 1971-2000. Fonte "Meteogiornale.it" su dati ISAC-CNR.

I consumi industriali (13,4 mld mc) risultano in lieve contrazione rispetto al 2011 (-1,5%) ma si confermano ben al di sotto dei livelli medi precedenti alla crisi economica (-12,5% rispetto alla media 2006-08). Il calo risulta distribuito equamente su tutti i mesi dell'anno, con il solo mese di agosto in controtendenza in quanto registra un aumento di 6 p.p. rispetto ai livelli precedenti la crisi.

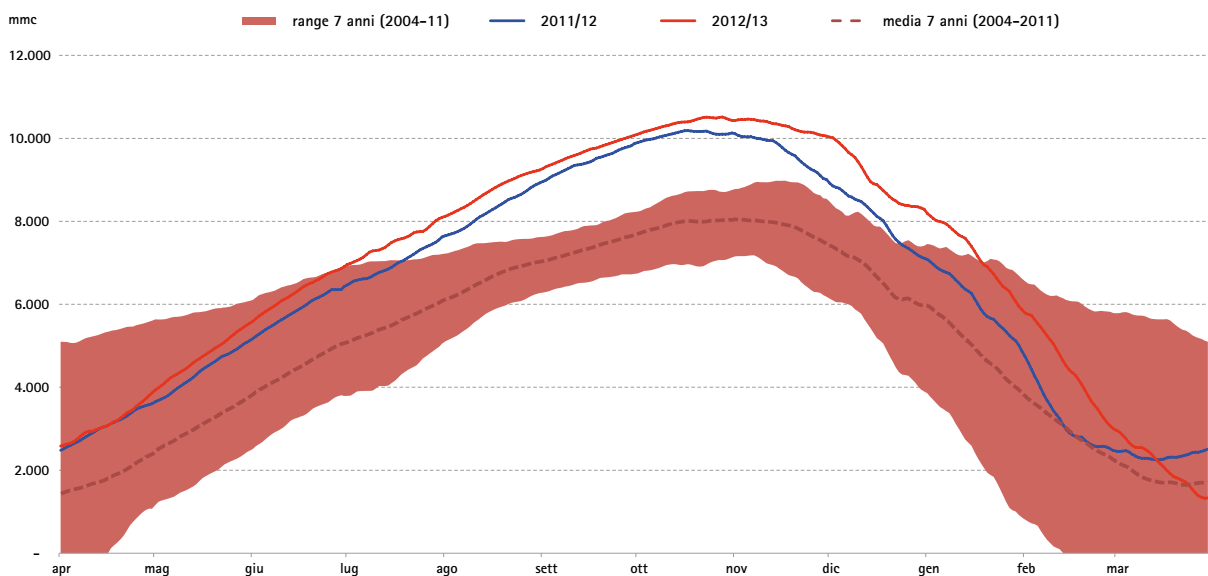
In aumento le esportazioni (0,2 mld mc; +57%) e le riconsegne alle reti di trasporto minori (1,7 mld mc; +29%), sebbene continuano a rappresentare una percentuale residuale della domanda totale (2%).

Sul lato delle immissioni, il calo della domanda interna viene assorbito da un minor approvvigionamento alla frontiera (67,6 mld mc; -4,1%) e da minori erogazioni dagli stoccaggi (7,8 mld mc; -3%) mentre risulta in aumento la produzione nazionale (8,3 mld mc; +2,8%).

Le riduzioni delle importazioni sono occorse principalmente per i volumi provenienti da Russia (23,8 mld mc; -10%), Nord Europa (9 mld mc; -17%) e Libia (6,5 mld mc; -31%⁶⁶); maggiormente evidenti risultano le flessioni dei volumi di rigassificazione di GNL proveniente dai paesi arabi (7,3 mld mc; -19%). Subiscono un minore calo le importazioni dall'Algeria (-4%), che rimane il secondo paese di approvvigionamento (31% sul totale delle importazioni) dopo la Russia (35%). Osservando i dati mensili, si nota che il calo tendenziale è concentrato nei mesi invernali (ad esclusione del picco di febbraio), come da fisiologica modulazione stagionale dei flussi.

Continua a risultare essenziale l'apporto delle erogazioni dagli stoccaggi, che quest'anno hanno contribuito a soddisfare il 9% della domanda totale. Nell'anno di stoccaggio⁶⁷ 2012/2013, il principale fornitore di servizi di modulazione Stogit ha messo a disposizione degli operatori maggiori volumi (10,7 mld mc; +7%) a fronte di una riduzione dello stoccaggio strategico (4,5 mld mc; -10%). Gli operatori hanno sfruttato solo parzialmente questa maggiore disponibilità, aumentando le loro iniezioni (+3%) ma portando a riempimento gli stoccaggi solo fino al 94% della capacità, contro il 98% dello scorso anno. Subiscono, invece, un netto aumento le erogazioni invernali (8,7 mld mc; +18%), portando la giacenza residua a fine anno (1,2 mld mc) a quasi la metà della giacenza iniziale, a differenza di una quasi parità nell'anno precedente. Si nota, tuttavia, che tale aumento risulta totalmente concentrato nel mese di marzo 2013, in occorrenza di un picco dei consumi civili e prezzi spot sopra la media (Fig C.3.1).

Giacenza negli anni di stoccaggio 2004-2012



Fonte: Stogit

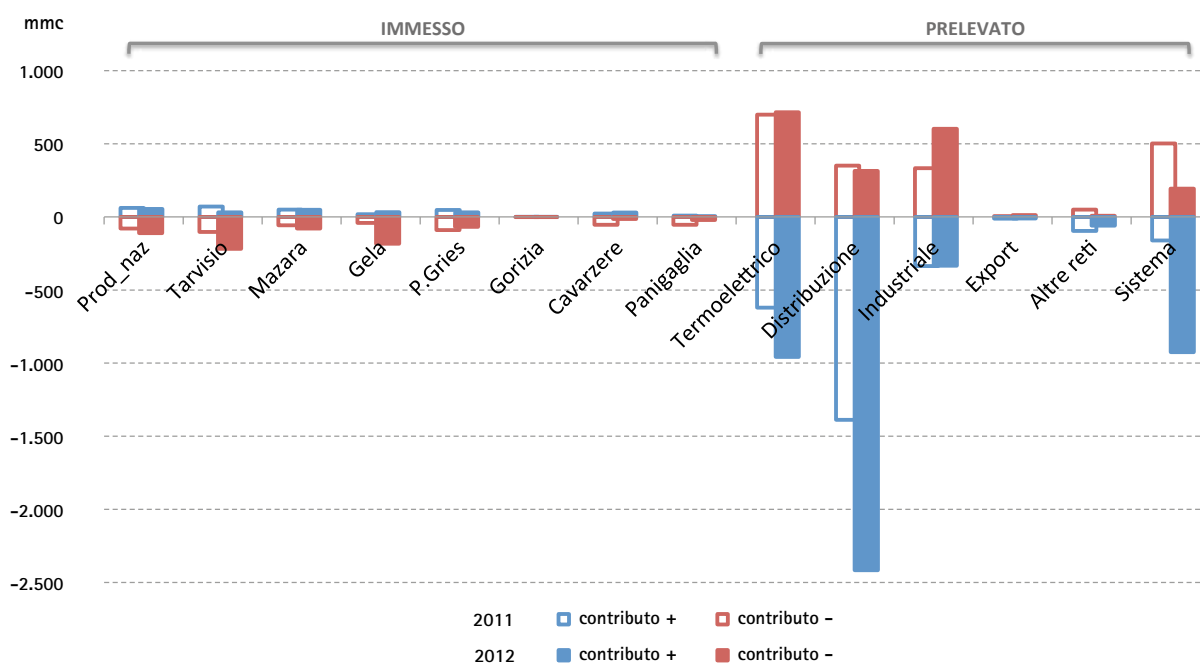
66 Il confronto tendenziale è effettuato con i volumi importati nel 2010, in quanto quelli del 2011 erano stati fortemente ridotti a causa della guerra civile in Libia.

67 Si veda il Glossario.

Relativamente al bilanciamento dei flussi nelle singole giornate gas⁶⁸, a fronte di una domanda in calo il sistema è risultato complessivamente lungo nei due terzi delle sessioni (244/366 giorni), a differenza di un sistema risultato prevalentemente corto nel periodo marzo-dicembre 2011⁶⁹. Più di due terzi dello sbilanciamento complessivo risulta determinato sul lato domanda, i cui vari settori risultano aver prelevato nel complesso 2,0 mld di metri cubi in più e 4,4 mld di metri cubi in meno di quanto programmato, per quote proporzionate ai volumi effettivamente prelevati da ciascun settore (Fig C.3.2). Lato offerta, i flussi di produzione, importazione ed esportazione risultano pesare solo per il 18% dello sbilanciamento complessivo, la cui maggior parte dei volumi di sbilanciamento è occorsa in negativo. Il 13% risulta, invece, causato da prelievi ed immissioni dello stesso operatore di sistema Snam, le cui azioni risultano aver ridotto lo sbilanciamento complessivo nel 67% delle sessioni⁷⁰.

Al netto degli sbilanciamenti individuali di segno opposto, SRG si è trovata a dover reperire (in acquisto o vendita sulla PB-GAS) 3,1 mld di metri cubi (pari al 4% del volume trasportato) per bilanciare il sistema, quasi esattamente gli stessi quantitativi approvvigionati per lo sbilanciamento nello scorso anno⁷¹ (si rimanda alla Sez.3.3 per ulteriori analisi sul segno di sbilanciamento).

Fig C.3.2 Contributi allo SCS per settore e lato di sbilanciamento⁷²



Fonte: Snam

La pubblicazione di SRG⁷³ di un valore di previsione dello SCS alle ore 19:00 del giorno antecedente a quello di chiusura della giornata gas ha sicuramente contribuito ad aumentare il set di informazioni a disposizione degli operatori per stimare il costo-opportunità del loro sbilanciamento fisico individuale (e ivi presentare offerte sulla PB-GAS). Tale valore è risultato avere un errore medio del 26% rispetto all'effettivo

68 Si veda il Glossario.

69 I dati pubblicati da Snam permettono di calcolare lo Sbilanciamento Complessivo di Sistema (SCS) solo a partire da marzo 2011; nel periodo marzo-dicembre 2011 si sono registrati 193 sbilanciamenti positivi su 306 giornate.

70 Le azioni di Snam (corrispondenti ai prelievi di sistema nel bilancio giornaliero) vengono considerate a supporto della riduzione del SCS quando occorrono per il segno opposto a quello dello sbilanciamento effettivo.

71 Il confronto avviene calcolando il rapporto della somma dei valori assoluti degli SCS giornalieri per il periodo da marzo a dicembre, in assenza di dati antecedenti a marzo 2011.

72 I "volumi di sbilanciamento" sono calcolati come la differenza tra i volumi effettivamente risultanti a bilancio in G+1 e i volumi ri-nominati al giorno G rispetto al quale si riferiscono. Si considera il periodo Marzo-Dicembre in entrambi gli anni.

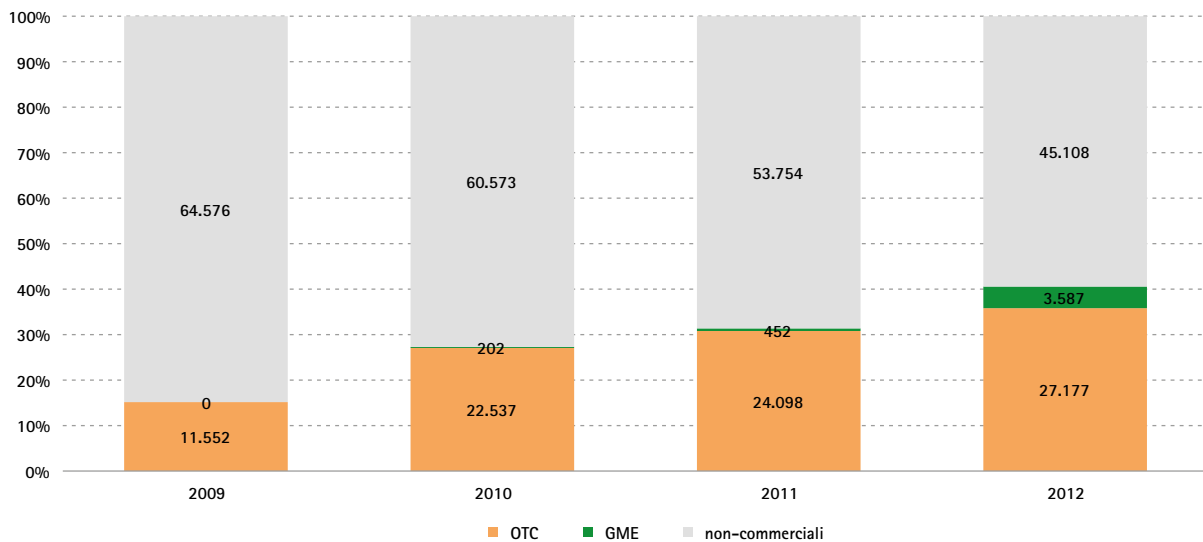
73 Introdotta a partire da ottobre 2011.

valore di bilancio⁷⁴.

Si nota, infine, che aumenta la quota dei volumi trasportati che sono stati anche oggetto di scambi commerciali (41%; +9 p.p. dal 2011), a fronte di un aumento sia degli scambi registrati sulla piattaforma di SRG⁷⁵ (27 mld mc; +13%) sia delle transazioni concluse sulle piattaforme regolate del GME (3,6 mld mc) (Fig C.3.3).

Volumi oggetto di scambi commerciali sul totale del trasportato in mmc

Fig C.3.3



Fonte: Snam e GME

3.2 Liquidità dei mercati

Il 2012 ha rappresentato un anno importante per la presenza del GME nel settore gas, con volumi complessivamente negoziati sulle proprie piattaforme saliti da 5 a 38 TWh complessivi, pari al 13% dei volumi registrati al PSV e al 5% dei volumi complessivamente consegnati da SRG. Incrementi analoghi si sono registrati anche nel numero degli operatori iscritti ai diversi mercati, complessivamente pari a 92 (+19%) (Tab C.3.2).

La parte preponderante di questi volumi e dei relativi incrementi è ovviamente un effetto dell'entrata in operatività a pieno regime della piattaforma di bilanciamento (PB-GAS), avviata nel dicembre 2011 e che da sola ha registrato scambi per circa 35 TWh raccogliendo la maggior partecipazione degli operatori: basti pensare che la maggior parte degli operatori iscritti ha operato sulla piattaforma di bilanciamento mentre soltanto 9 hanno operato su tutte e tre le piattaforme (M-GAS, P-GAS, PB-GAS). La liquidità di questo mercato è evidentemente favorita dalla partecipazione di SRG per le proprie esigenze di bilanciamento e dall'obbligo di partecipazione degli operatori. Ciò detto, la sua operatività è un dato estremamente importante in quanto, oltre a fornire un valore economico dello sbilanciamento di sistema tramite un processo trasparente di formazione del prezzo, ha anche fornito per la prima volta una quotazione ufficiale di riferimento agli operatori per il mercato spot in alternativa all'unico pre-esistente, ovvero la stima dei prezzi dei contratti bilaterali registrati al PSV (Tab C.3.3).

Per contro, la liquidità delle altre piattaforme rimane ancora tendenzialmente povera e fondamentalmente influenzata dai vincoli regolatori dei relativi comparti, nella misura in cui nascono per consentire agli

⁷⁴ L'errore è calcolato come il rapporto medio degli scarti di previsione sui valori effettivi di sbilanciamento, entrambi elevati al quadrato.

⁷⁵ Si riportano i volumi scambiati che hanno avuto effetto sulle nomine fisiche (volumi scambiati netti).

operatori di settore di adempiere ad obblighi di cessione a terzi rispettivamente di quote della propria produzione nazionale e della propria importazione, che si traducono in espliciti obblighi di offerta e vincoli di prezzo.

In particolare, una certa attività si registra solo sul comparto Royalties della P-GAS, che raccoglie circa 3 TWh, sebbene in sole 6 sessioni utili su 126. I volumi, invece, sono trascurabili sulle sessioni del giorno prima e infragiornaliere del M-GAS, che registrano scambi rispettivamente in 42 e 15 sessioni utili per complessivi 0,136 TWh e 0,036 TWh, mentre risultano del tutto nulli sui comparti import e stoccaggio virtuale della P-Gas (Tab C.3.3).

Tab C.3.2 **Partecipazione ai mercati gas**⁷⁶

	2010	2011	2012
GME			
<i>Operatori iscritti</i>	53	77	92
P-GAS			
<i>Operatori iscritti</i>	53	61	72
Royalties			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	17	17	72
Import			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	2	0	0
Ex d.lgs.130/10			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	n.a.	n.a.	0
M-Gas			
<i>Operatori iscritti</i>	20	33	42
MGP-CC			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	0	16	11
MGP-asta			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	1	3	0
MI			
<i>Operatori con offerte accettate</i>	0	7	5
PB-Gas			
<i>Operatori iscritti</i>	n.a.	60	65
<i>Operatori con offerte accettate</i>	n.a.	38	68

⁷⁶ Il numero di operatori iscritti si riferisce al 31 dicembre di ogni anno.

Volumi scambiati per singola piattaforma di mercato (GWh)⁷⁷

	2010	2011	2012
PSV			
<i>Totale volumi scambiati *</i>	238.515	255.035	287.626
GME			
<i>Totale volumi scambiati</i>	2.142	4.785	37.965
MGP-CC			
<i>Volumi Accettati.</i>	-	148	136
<i>Sessioni. N.</i>	0/19	78/365	42/366
MGP-asta			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>	1	1	-
<i>Sessioni. N.</i>	1/19	2/365	0/366
MI			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>	-	13	36
<i>Sessioni. N.</i>	0/19	18/365	15/366
PB-Gas			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>		1.712	34.925
<i>Sessioni. N.</i>		31/31	366/366
Royalties			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>	2.141	2.911	2.868
<i>Sessioni. N.</i>	7/92	8/126	6/126
Import			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>	0	-	-
<i>Sessioni. N.</i>	1/169	0/252	0/253
Ex d.lgs. 130/10			
<i>Volumi Accettati. GWh</i>			-
<i>Sessioni. N.</i>			0/167

* Si riportano i volumi scambiati che hanno avuto effetto sulle nomine fisiche (net traded volume)

3.3 PB-GAS

Nel corso del 2012 sono stati scambiati un totale di 35 TWh, corrispondenti al 12% dei volumi scambiati sul PSV e al 4% dei volumi prelevati dal sistema per lo stesso periodo. Nonostante gli operatori attivi⁷⁸ sul sistema abbiano solamente un obbligo di offerta sulla PB-GAS, l'incentivo a risultare parte attiva nel processo di formazione del prezzo di bilanciamento sembra essere stato recepito dalla maggior parte degli operatori soggetti all'obbligo: dei 68 operatori risultati attivi in almeno una delle 366 sessioni operate, ciascuno ha scambiato in media 10 GWh per sessione, corrispondente al 6% dei volumi mediamente offerti dagli stessi.

La particolare natura della PB-Gas, che nasce come strumento di mercato per l'approvvigionamento

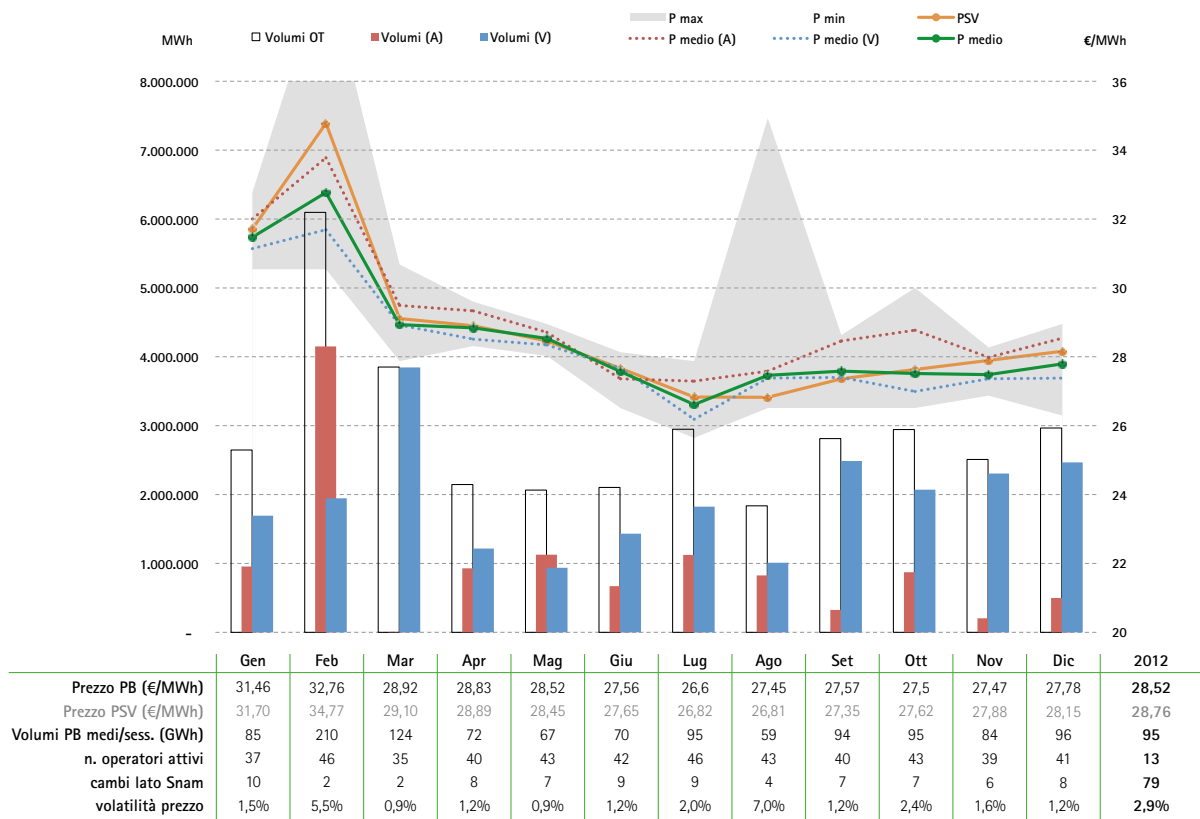
⁷⁷ Relativamente ai volumi scambiati al PSV, si riportano solo i volumi che hanno avuto effetto sulle nomine fisiche (net traded volume); il "numero delle sessioni" conta il numero di giornate con almeno uno scambio sul numero di sessioni utili nell'anno solare.

⁷⁸ Sulla piattaforma di bilanciamento, per "attivo" s'intende un operatore che ha scambiato volumi nella sessione di riferimento; la semplice presentazione delle offerte non sarebbe significativa in quanto la partecipazione al mercato degli operatori è obbligatoria.

di risorse di bilanciamento da parte di SRG, comporta che il 92% dei volumi scambiati⁷⁹ abbia come controparte proprio SRG, per più di due terzi delle volte in vendita per effetto di un sistema che è risultato lungo la maggior parte dei giorni dell'anno (244/366 gg). Questo fenomeno inverte la tendenza osservata nel 2011, durante il quale il sistema è risultato lungo meno di un terzo delle volte (si rimanda al §3.1 per ulteriori dettagli sul bilanciamento di sistema).

Per contro l'8% residuo dei volumi complessivamente scambiati (1,8 TWh) è il risultato di scambio di volumi tra operatori, reso possibile con il passaggio del mercato alla modalità definitiva (dal 1 aprile 2012), in base alla quale vengono accettati anche i volumi offerti sullo stesso lato dello sbilanciamento di sistema. In merito è interessante notare come, a seguito del cambio di regime, la partecipazione al mercato sia rimasta costante (51 attivi / 65 iscritti) e lo scambio di volumi tra operatori sia rimasto esiguo, confermando che la piattaforma è ad oggi utilizzata dagli operatori principalmente ai fini di bilanciamento più che di trading (potendo peraltro, nel regime attuale in assenza di penalizzazioni per gli sbilanciamenti, la finalità di trading essere perseguita anche attraverso il ricorso allo sbilanciamento); tale utilizzo è perfettamente coerente con l'obiettivo di assegnare un valore economico ai volumi utilizzati da Snam ai fini del bilanciamento fisico del sistema (Tab C.3.4).

Fig C.3.4 Volumi e prezzi sulla piattaforma di bilanciamento (PB-GAS)



La fisiologica presenza dell'offerta di SRG su uno dei due lati del mercato, comporta che l'analisi dello stesso, soprattutto in termini di volumi e concentrazione, possa più utilmente condursi con riferimento di volta in volta al lato opposto a quello di SRG. In tale senso per quanto riguarda gli altri operatori attivi su PB-GAS, osserviamo che 8 dei 10 principali operatori per volumi scambiati, hanno quote di mercato relativamente simili su entrambi i lati di sbilanciamento del sistema. Relativamente al totale dei volumi

79 Il dato si riferisce al periodo Apr-Dic 2012, in quanto prima la normativa prevedeva l'accettazione della sola offerta dell'operatore di sistema sul lato dello sbilanciamento. Lo stesso dato su base 2012 vale 95%, in quanto incorpora tre mesi di quote al 100% causa vincoli regolatori.

scambiati, si osserva che un terzo di questi sono stati scambiati tra 3 soli operatori, che condividono quote di mercato individuali di circa il 10%, mentre i restanti due terzi sono distribuiti tra gli altri 62 operatori con quote variabili tra l'1 ed il 5%. Si nota, altresì, che i primi due operatori (E.ON e SHELL) risultano omogenei a tutti gli altri nel rapporto di volumi accettati rispetto al loro obbligo di offerta (~3% Acc/Off); il terzo (GDF), invece, risulta essere il più attivo sul mercato, con un rapporto 4 volte superiore (~12% Acc/Off) (Tab C.3.4).

Quote di mercato dei primi 10 operatori attivi sulla PB-GAS⁸⁰

Tab C.3.4

	Sistema corto		Sistema lungo		entrambi segni			% sessioni attivo
	A	V	A	V	A	V	TOT	
SNAM RETE GAS	91%	-	-	97%	30%	64%	95%	100%
E.ON ENERGY Trading SE	1%	9%	12%	0%	8%	3%	12%	62%
SHELL ITALIA S.P.A.	0%	13%	10%	0%	7%	4%	11%	48%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	0%	7%	12%	0%	8%	2%	10%	56%
EDISON S.P.A.	0%	9%	3%	0%	2%	3%	5%	26%
SPIGAS SRL	0%	3%	5%	0%	3%	1%	4%	27%
ENEL TRADE S.P.A.	0%	10%	0%	0%	0%	3%	4%	4%
A2A TRADING S.r.l	0%	3%	4%	0%	2%	1%	4%	17%
BP ITALIA SPA	0%	1%	4%	0%	3%	0%	3%	26%
HB TRADING S.P.A.	1%	2%	3%	0%	2%	1%	3%	20%
ENI S.P.A.	0%	5%	2%	0%	1%	2%	3%	2%
altri	6%	38%	45%	2%	32%	14%	46%	n.d.
Volumi (GWh)	11.691		23.234		34.925			-
TOTALE	33%		67%		100%			-

Più in generale, si osserva un livello di concentrazione delle controparti di SRG stabilmente alta: l'HHI medio annuo risulta, infatti, pari a 2.957 rispetto ad una soglia teorica di 1.000 per un mercato competitivo e ad un massimo di 10.000 per un monopolio perfetto, evidenziando un valore di concentrazione costante nel tempo (Fig C.3.5). Si osserva, inoltre, che all'aumentare dei volumi di sbilanciamento, diminuisce la concentrazione degli operatori controparti di Snam (Fig C.3.6); questo suggerisce che i partecipanti al bilanciamento sono tutti mediamente in grado di offrire a prezzi competitivi la stessa quota di volumi anche all'aumentare dello sbilanciamento, confermando in ultimo e relativamente all'anno in questione una buona capacità degli operatori di rispondere alle esigenze di bilanciamento del sistema rispetto alle loro capacità di stoccaggio. Ad ulteriore conferma, si osserva un aumento del numero di operatori attivi all'aumentare dei volumi di sbilanciamento. Tale condizione, tuttavia, si applica per volumi in assoluto limitati, quali quelli ad oggi scambiati su PB-GAS: l'analisi dei limitati casi di picco dello SCS (ad esempio quello registrato nel mese di febbraio) evidenzia, invece, un rapido aumento della concentrazione dell'offerta sulla PB-GAS, sebbene nessun operatore risulti pivotale.

80 I dati riportati come "totali di entrambi i segni" sommano a 200% per evidenziare la quota avuta da Snam sul lato dello sbilanciamento (qualunque fosse) e dai singoli operatori sul lato opposto.

Fig C.3.5 Concentrazione degli operatori controparti di Snam sulla PB-GAS, nel corso dell'anno

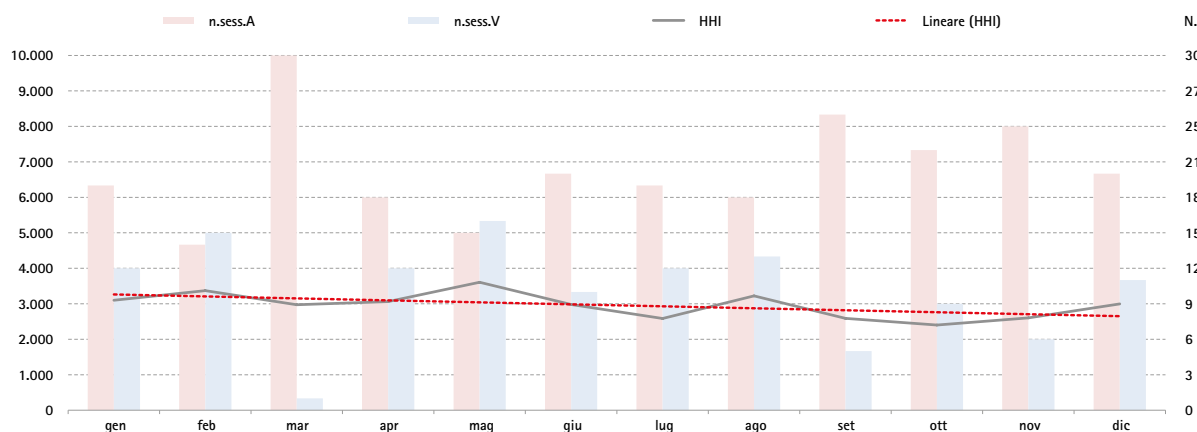
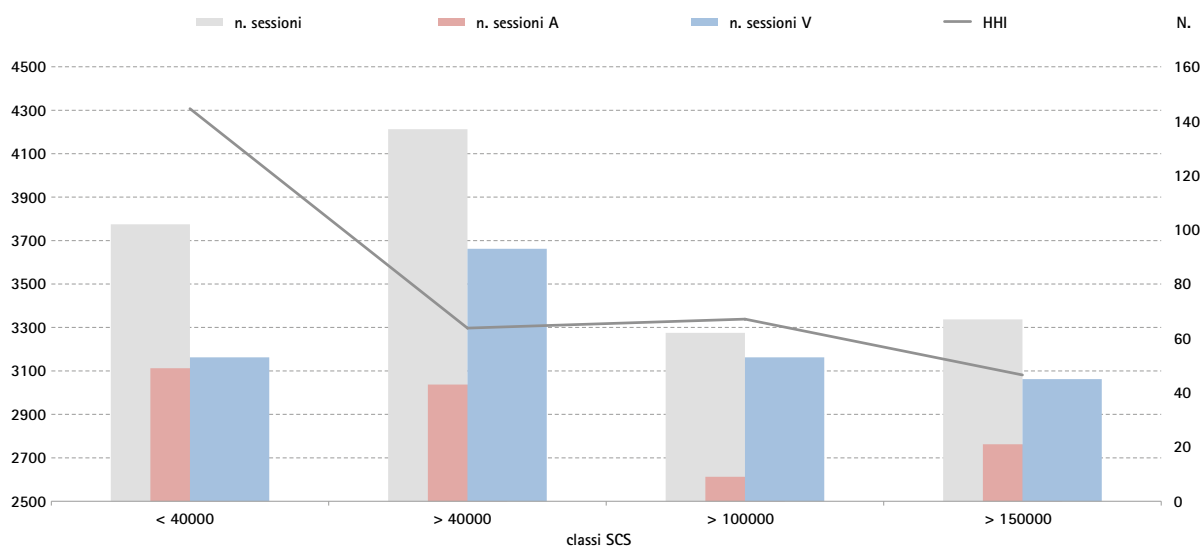


Fig C.3.6 Concentrazione degli operatori controparti di Snam sulla PB-GAS, rispetto allo sbilanciamento



Le indicazioni più interessanti provenienti dalla PB-Gas sono, tuttavia, quelle inerenti i livelli e la struttura dei prezzi. Sotto il primo aspetto, il dato più evidente che emerge è il sostanziale allineamento tra il prezzo di bilanciamento quotato sulla PB-Gas e i prezzi riportati al PSV. Tale allineamento vale sia su base annua, dove il primo si attesta a 28,52 €/MWh ed il secondo si attesta a 28,76 €/MWh⁸¹, sia nel corso dell'anno, con scarti giornalieri compresi nell'intervallo di $\pm 0,67$ €/MWh e con un comune trend in calo, che ha portato, a fine anno, una riduzione di quasi 5 €/MWh rispetto ai livelli d'inizio anno e che inverte la crescita di oltre 7 €/MWh osservata lo scorso anno⁸² (si veda §3.6).

I prezzi sulla PB-GAS risultano, anche in assoluto, molto poco volatili (2,86%), con un valore medio che riflette la posizione dell'operatore dominante Snam: considerando solo i giorni consecutivi in cui Snam bilancia sullo stesso lato, infatti, il prezzo risulta sensibilmente meno volatile (1,6%) rispetto ai giorni in cui Snam cambia il lato d'offerta (4,62%). In generale si osserva che la volatilità della PB-GAS risulta inferiore a quella registrata sul PSV (5,37%), sia considerando la totalità delle sessioni di bilanciamento,

81 Fonte Thomson-Reuters, ritardati di un giorno.

82 Il confronto avviene con i prezzi al PSV per il 2011, in quanto la PB-GAS è risultata operativa a partire da dicembre 2011.

sia riducendo queste ultime ai soli giorni in cui si rileva il prezzo PSV⁸³. Merita tuttavia segnalare che la volatilità dei due prezzi si allinea al netto dei picchi puntuali registrati durante l'anno su entrambe le piattaforme: infatti, escludendo i picchi di prezzo osservati a gennaio su entrambe le piattaforme ed il picco osservato in una sessione di agosto della PB-GAS, la volatilità PSV si riduce a 1,29% mentre quella PB-GAS scende al 1,62.

Dato l'avvio della PB-Gas a dicembre 2011, una analisi dell'evoluzione tendenziale dei prezzi è possibile esclusivamente considerando come riferimento di prezzo per tutti i periodi precedenti a tale data il valore riportato al PSV, la cui correlazione con PB-GAS del resto rende adeguata una siffatta analisi. In tal senso quanto emerge è un prezzo in modesto aumento su base annua (+2%), che tuttavia sottende un ribaltamento del trend ascendente del 2011 dai 24 ai 33 €/MWh in un trend decrescente nel primo semestre 2012 fino a 27 €/MWh e, quindi, sostanzialmente stabile nel secondo semestre sotto i 28 €/MWh (si veda §3.6).

Il fattore principale che ha contribuito a questo calo dei prezzi è la crisi della domanda, fenomeno a cui, peraltro, appare riconducibile anche l'intensificarsi delle ricontrattazioni dei contratti di lungo periodo osservato nel corso del biennio 2011/2012⁸⁴. I prelievi dalla rete nazionale hanno subito, infatti, un netto calo (-4,2%)⁸⁵, a causa prevalentemente della contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-12,2%), a loro volta stretti tra la crisi della domanda elettrica e la concorrenza delle fonti rinnovabili.

Si osserva, inoltre, che una maggiore disponibilità del volume di stoccaggio potrebbe aver contribuito a calmierare non tanto i picchi di prezzo giornalieri, tendenzialmente rari e limitati, quanto il livello medio dei prezzi nella stagione invernale rispetto a quella estiva: si osserva, infatti, che a fronte di un aumento dello spazio conferito agli operatori per la modulazione nell'anno termico 2012/2013⁸⁶, lo spread stagionale dei prezzi spot è stato il secondo più basso negli ultimi sei anni (Tab C.3.5).

Medie e spread stagionali dei prezzi riportati al PSV

Tab C.3.5

	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13
S1 (estate)	18,21	29,27	13,51	23,57	27,52	27,64
S2 (inverno)	25,34	29,49	20,62	25,04	32,21	27,87
spread	7,13	0,21	7,11	1,47	4,69	0,23

Fonte: Thomson Reuters

Le osservazioni finora effettuate risultano valide nella media delle sessioni in un anno, ovvero in condizioni standard di sistema e mercato. Se analizziamo, invece, casi di tensione fisica e commerciale, ci accorgiamo come la differente natura dei due mercati possa portare a consistenti differenziali di prezzo. Nell'esempio della sessione del 9 febbraio 2012, in un contesto di rialzi medi congiunturali e tendenziali compresi tra il 20% e il 50% sui mercati spot nazionali ed esteri, il prezzo PSV ha mostrato un premio di 32 €/MWh sul prezzo PB-GAS. In particolare, il nostro paese ha fronteggiato nel periodo compreso tra il 31 gennaio ed il 12 febbraio una concomitanza di eventi che hanno portato a picchi puntuali di sbilanciamento giornaliero⁸⁷:

83 Circoscrivendo il calcolo alle sole sessioni in cui si rileva il prezzo PSV la volatilità della PB-GAS si attesta a 3,38%.

84 Secondo una stima del REF, sono stati rinegoziati nel 2011/2012 contratti di fornitura all'ingrosso alla frontiera italiana per un totale di oltre 100 Gmc/anno (Natural Gas Outlook #6, dicembre 2012). Da segnalare che nella medesima direzione ribassista ha, inoltre, agito il rallentamento rilevato nella crescita del prezzo del greggio, che rimane la principale componente delle formule di indicizzazione dei contratti stessi. In effetti l'indice Gas Release 07 è passato da una crescita di più di 10 €/MWh nel 2011 ad una variazione stazionaria nell'anno 2012 inferiore ai 5 €/MWh. La riduzione del prezzo nei contratti di lungo termine è stata concessa, nella maggioranza dei casi, mantenendo il metodo del *net back pricing*, senza arricchirlo di nessuna componente *spot* ma attraverso una modifica dei coefficienti della formula, incluso il livello del prezzo base. Inoltre, il legame dei prezzi dei contratti *long term* con i prezzi degli *hub* europei nell'Europa Continentale generalmente sembra non essere superiore al 15% (REF, Natural Gas Outlook #6, dicembre 2012).

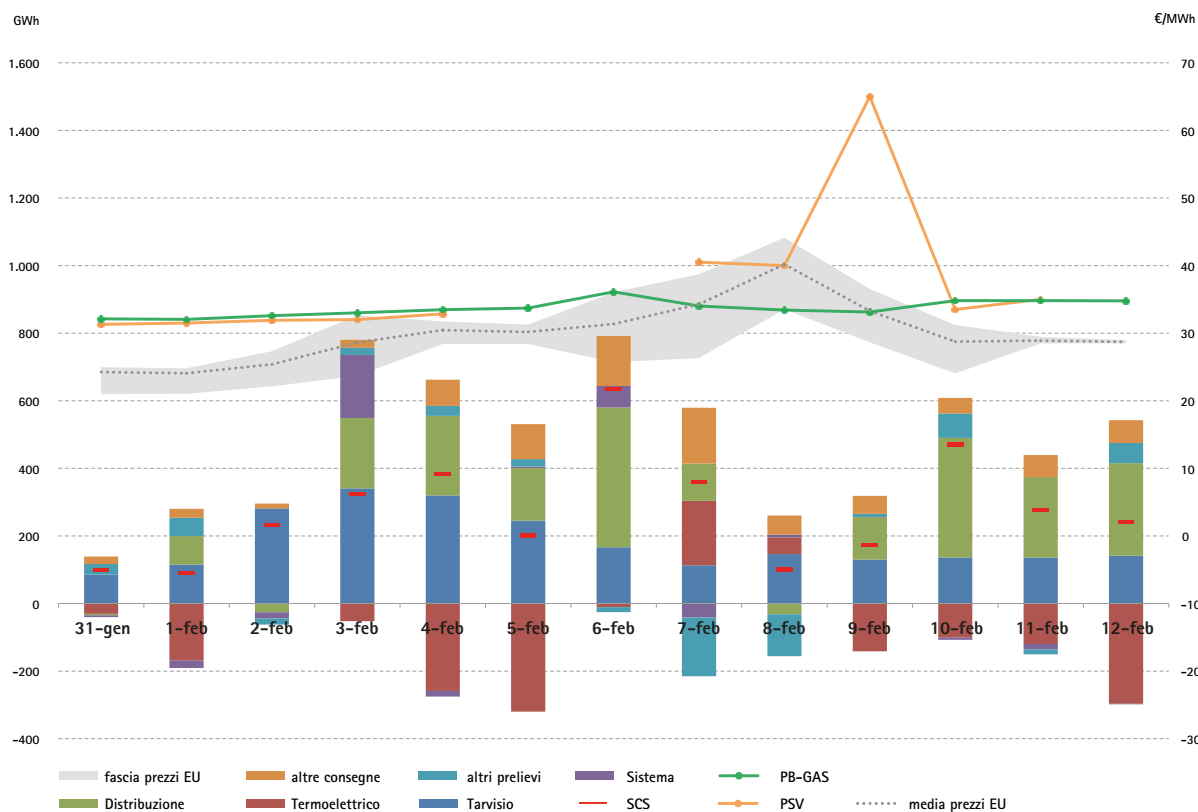
85 Il dato esclude le iniezioni negli stoccaggi.

86 Lo spazio conferito agli utenti per la modulazione stagionale dei flussi nell'anno termico 2012/2013 è stata di circa 11 miliardi di metri cubi (+7% dal 2011/2012 e +27% dal 2008/2009) (fonte Stogit); a questa capacità va aggiunto lo spazio messo a disposizione virtualmente nell'ambito del Decreto Legislativo 130/10.

87 Lo SCS è risultato mediamente pari a 276 GWh (pari a 3,2 volte la media annuale delle sole sessioni con SCS positivo), con un picco nella giornata del 6 febbraio pari a 634 GWh.

in primo luogo, lato domanda, il netto calo della temperatura ha causato prelievi eccezionali sulle reti di distribuzione⁸⁸; in secondo luogo, lato offerta, la contrazione delle importazioni, indotta dalla diminuzione delle consegne alla frontiera nord-est⁸⁹ e dalla parziale indisponibilità della capacità di trasporto sul GreenStream, a cui si aggiungono i mancati rifornimenti di GNL causa maltempo. Sebbene gli altri punti d'importazione non avessero ancora saturato la loro capacità nominale di trasporto⁹⁰, gli stoccaggi hanno immesso flussi nel sistema anche oltre la loro capacità nominale di erogazione⁹¹, a fronte di un'ampia disponibilità di volumi a giacenza⁹². A conferma della non criticità degli sbilanciamenti registrati, si osserva che la disponibilità di offerta di tutti gli operatori sulla piattaforma di bilanciamento risultava più che sufficiente a soddisfare le esigenze di SRG, sebbene ridotta rispetto alla media⁹³ (vedi Tab C.3.6; Fig C.3.7). La prevista introduzione di un mercato di bilanciamento al giorno prima offrirà uno strumento di valutazione a pronti che permetterà di segnalare la scarsità della punta di iniezione o erogazione da stoccaggio con tempistiche anticipate rispetto all'attuale PB-GAS, migliorando significativamente la trasparenza del sistema.

Fig C.3.7 SCS, contributi per singolo settore e prezzi spot, febbraio 2012



Fonte: SRG, GME, Thomson-Reuters, CEGH, APX, EEX, PowerNext

88 +29% rispetto alla media dei 6 anni precedenti.

89 Il netto calo delle consegne dalla Russia (-16% dei volumi programmati) sembra essere stato causato, secondo le fonti ufficiali, dall'impossibilità dell'operatore Gazprom di soddisfare l'intera domanda europea nei giorni in cui gli stessi prelievi domestici di gas in Russia avevano raggiunto il record storico (2 mld metri cubi al giorno), a fronte di una temperatura inferiore ai -35° C per più giorni consecutivi (fonte: Oxford Energy Comment di Aprile 2012 su dati di Interfax News).

90 Ai punti d'interconnessione di Mazara e Passo Gries il tasso di utilizzo medio della capacità nominale è stato rispettivamente di 92% e 81%, valori che salgono al 100% solo nelle sessioni dal 9 al 12 febbraio.

91 Il tasso d'utilizzo della capacità nominale di erogazione dagli stoccaggi (Stogit) nel periodo è stato mediamente del 91%, con un picco del 109% nella giornata del 7 febbraio.

92 La giacenza degli stoccaggi ad inizio del periodo in analisi risultava di 4,9 mld mc (pari quasi alla metà dello spazio conferito complessivo), valore che sale a 9,9 mld mc se si considera la riserva strategica.

93 Nel 2012, lo SCS ha mediamente rappresentato il 6% dei volumi totali offerti in vendita dagli operatori quando SRG comprava, valore che aumenta a 17% nel periodo in analisi.

Volumi offerti e accettati sulla PB-GAS, feb 2012 (GWh)

Tab C.3.6

	31-gen	01-feb	02-feb	03-feb	04-feb	05-feb	06-feb	07-feb	08-feb	09-feb	10-feb	11-feb	12-feb	media
Volumi offerti	1.218	1.015	1.547	1.753	1.652	1.702	1.616	1.740	2.615	1.986	1.840	1.280	1.365	1.641
Volumi scambiati	98	89	231	325	383	202	635	360	101	173	471	275	241	276
% acc / off	8%	9%	15%	19%	23%	12%	39%	21%	4%	9%	26%	22%	18%	17%
% CR10	51%	27%	55%	76%	77%	62%	81%	82%	83%	79%	49%	76%	63%	69%
n.op vendita	14	11	18	17	23	21	26	12	11	8	25	20	19	17

3.4 M-GAS

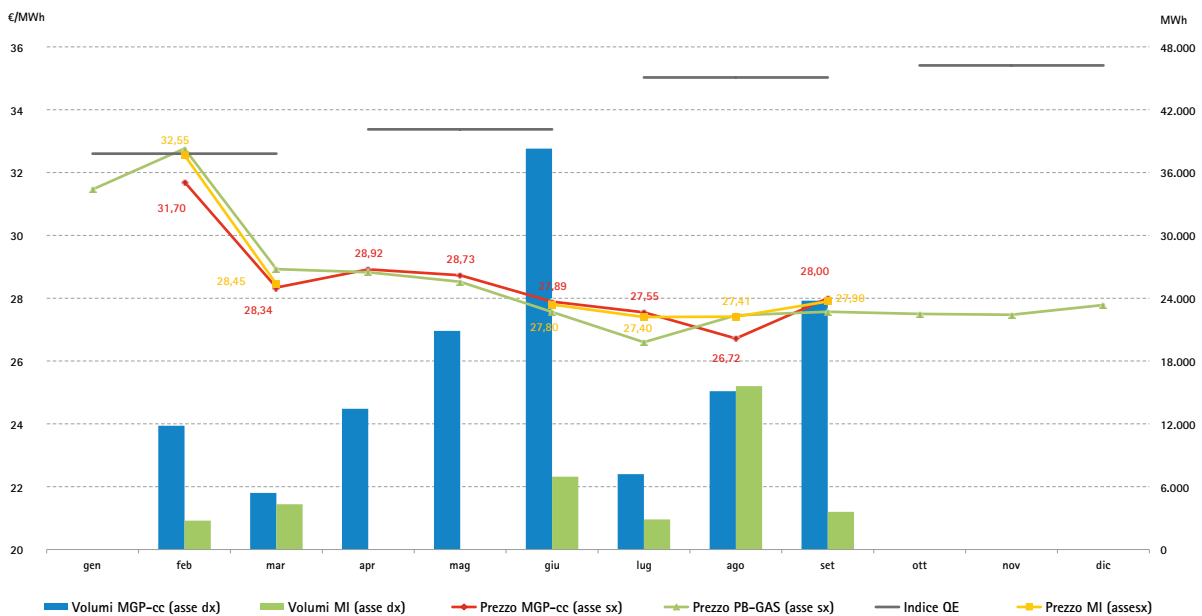
La piattaforma di scambio del mercato a pronti (M-Gas) continua a risultare un mercato illiquido, sia per il volume scambiato (complessivamente pari a 172 GWh), sia per il numero di sessioni con scambi registrati (42/366 su MGP e 15/366 su MI), sia infine per il numero di operatori interessati dagli abbinamenti (11 operatori, due dei quali risultano aver scambiato l'83% dei volumi totali), (Fig C.3.8).

In particolare sul MGP in contrattazione continua si nota che le transazioni sono concentrate nella prima metà dell'anno mentre, a conferma di quanto già verificatosi nel 2011, non si registrano abbinamenti nella sezione ad asta del mercato per tutto il 2012. Inoltre, sebbene l'introduzione della possibilità per gli stoccatore virtuali di adempiere ai loro obblighi di offerta anche su questa piattaforma abbia prodotto un aumento dei volumi offerti in vendita⁹⁴, nessuna di queste offerte ha trovato abbinamento, in quanto i prezzi proposti non risultavano abbastanza competitivi.

Sul mercato infra-giornaliero (MI) si mantiene stabile il numero di abbinamenti, mentre aumentano i volumi medi scambiati, suggerendo un leggero incremento d'utilizzo di questo comparto ai fini di bilanciamento della posizione prima del termine ultimo per le rinomine dei flussi di sistema.

L'illiquidità delle due piattaforme rende non significativa la pubblicazione di prezzi medi annuali. In tal senso i valori medi mensili riportati nella Fig C.3.8 possono apparire fuorvianti, nella misura in cui confrontano prezzi medi PB-GAS relativi a tutti i giorni del mese con prezzi medi M-Gas relativi alle poche sessioni in cui si registrano scambi. Tuttavia, anche nelle sessioni del M-GAS con transazioni, il differenziale con la PB-GAS è risultato mediamente in sconto di 17 c€, con scarti non superiori a 2 €/MWh⁹⁵. I prezzi degli scambi risultano allineati ai prezzi spot PSV e PB-GAS.

Fig C.3.8 Volumi e prezzi sul mercato a pronti⁹⁶



94 In alternativa al comparto Ex d.lgs. 130/10 della P-GAS.

95 Escludendo il differenziale di oltre 8 €/MWh, registrato l'8 agosto 2012 in presenza di un picco di prezzo sulla PB-GAS contro un prezzo MGP-GAS nella media di quella settimana.

96 I prezzi riportati per la PB-GAS sono le medie di tutti i giorni occorsi nel mese in analisi mentre per il M-GAS i prezzi riportati sono le medie delle sole sessioni con transazioni nel mese (frequenza compresa tra 1 e 10 sessioni per mese).

3.5 La P-GAS

Sui mercati a termine, come già osservato nel 2011, gli operatori in quanto soggetti ad obblighi regolatori hanno presentato offerte di vendita in tutti e tre i comparti: nell'ambito del comparto "Import", gli operatori hanno offerto le quote prestabilite per l'anno termico 2012/13 delle importazioni di gas da paesi extra-europei effettuate nell'anno termico 2011/12⁹⁷; sul comparto Ex d.lgs. 130/10 i soggetti investitori aderenti allo stoccaggio virtuale hanno offerto per l'anno termico 2012/2013 i volumi corrispondenti ai quantitativi resi loro disponibili dagli stoccatore virtuali nell'anno termico precedente; sul comparto Aliquote, gli operatori hanno offerto per l'inverno 2012/2013 le quote prestabilite e dovute allo Stato della loro produzione da giacimenti nazionali nell'anno termico precedente.

Tuttavia, anche nel 2012 si registrano scambi unicamente per le quote di produzione sul comparto Aliquote, le cui quantità offerte in asta dai soggetti obbligati risultano quasi sempre interamente scambiate nella prima seduta del relativo mese di contrattazione, a fronte di una base d'asta⁹⁸ che risulta competitiva rispetto ai livelli di prezzo attesi sui mercati spot per il mese di riferimento (Fig C.3.9). Tuttavia si osserva una riduzione di questo effetto rispetto all'anno precedente: il differenziale della base d'asta rispetto al prezzo d'equilibrio si è ridotto di quasi il 90% (da circa 10 €/MWh a quasi 1 €/MWh), coerentemente con un calo della richiesta totale (8,85 TWh, -59%). Questo fenomeno si osserva particolarmente per i prodotti *Ottobre 2012* e *Marzo 2013*, quando il differenziale con la base d'asta è risultato quasi nullo⁹⁹ e, per il prodotto di marzo, sono risultate necessarie 4 sessioni perché l'intero quantitativo offerto trovasse controparte. Tale effetto si spiega alla luce del calo dei prezzi sui mercati spot e delle rispettive aspettative degli operatori del prezzo a 2 mesi, positivamente correlate con i prezzi spot e mediamente superiori a questo di 122 c€/MWh (rispetto a 25 c€/MWh nel 2011/12), contro una base d'asta costante, in quanto derivante da un indice non relazionata con i prezzi spot. Il mantenimento di una base d'asta regolata potrebbe quindi, a fronte di ulteriori forti variazioni dei prezzi spot, risultare in un aumento delle sessioni necessarie all'allocazione dell'offerta se non addirittura nella mancata allocazione.

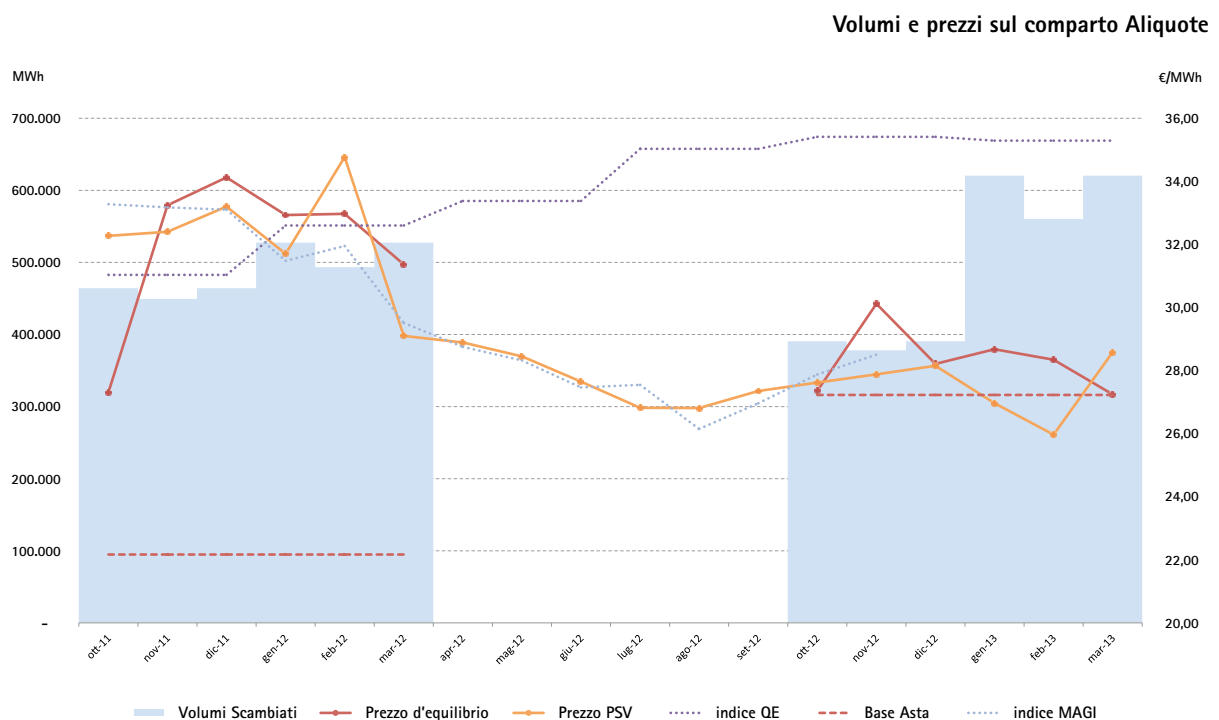


Fig C.3.9

97 Come richiesto dall'art. 11.2 della Legge 40/2007 ed indicato nel Decreto Ministeriale del 19/03/2008.

98 Ex comunicato ministeriale 24/01/2012 non sono accettate offerte in acquisto inferiori alla media aritmetica dell'indice QE nei 4 trimestri dell'anno (solare) per le cui aliquote sono dovute (ovvero l'anno solare precedente a quello del primo mese di contrattazione dell'anno termico considerato).

99 Rispettivamente di 13 e 2 c€/MWh.

3.6 Confronti internazionali

Il 2012 è stato un anno di grandi cambiamenti anche e soprattutto sul mercato europeo del gas, attraversato da due principali linee di evoluzione: da un lato, la crescente liquidità degli scambi registrati sia sui mercati organizzati che sugli hub; dall'altro, l'inedita convergenza tra i prezzi registrati sulla piattaforma continentale con quelli registrati in Italia, risultata addirittura in un'inversione del differenziale storico nel primo trimestre del 2013. Due fattori che interagiscono e che sono destinati ad avere un grande impatto sul settore non solo in termini commerciali, ma anche organizzativi, con la prospettiva di una crescente integrazione dei mercati nazionali in un unico mercato europeo, anche attraverso l'avvio di un vero e proprio "market-coupling del gas", e l'introduzione di sistemi di inversione dei flussi alle frontiere.

Sotto il profilo della liquidità, si osserva una crescita forte e generalizzata sia sugli hub che sui mercati spot, con i primi che restano nettamente preminenti rispetto ai secondi (Tab C.3.7).

Tab C.3.7 Volumi scambiati sui mercati organizzati europei (GWh)¹⁰⁰

paese	piattaforma	2008	2009	2010	2011	2012	delta Y-1
Italia	PB-GAS	-	-	-	-	34.925	-
Austria	CEGH	-	-	778	1.526	2.005	31%
Germania	EEX	-	-	-	4.261	6.187	45%
Francia	PowerNext	-	1.765	6.529	12.791	12.772	0%
Olanda	EEX	-	-	-	452	674	49%

Tab C.3.8 Volumi scambiati sugli hub europei (GWh)¹⁰¹

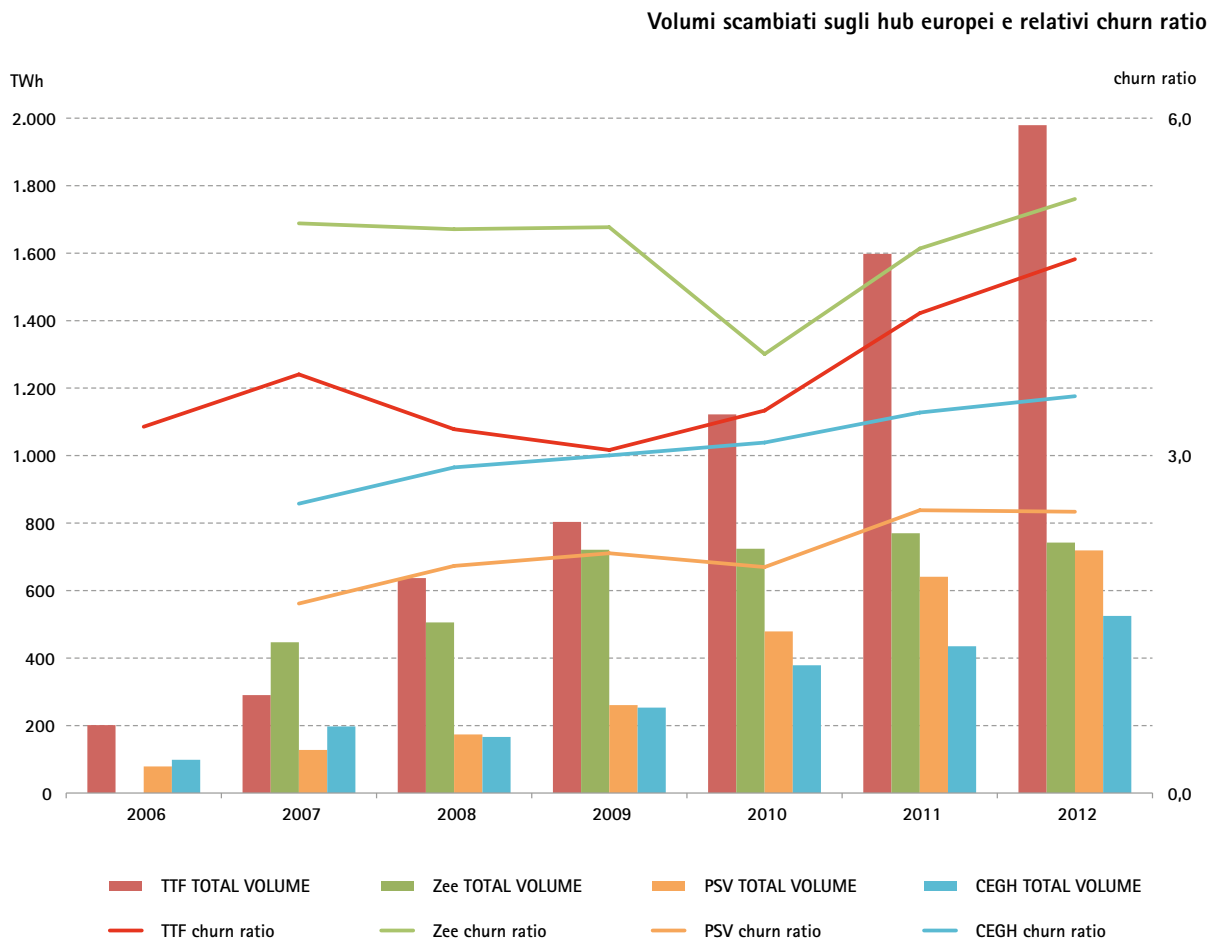
paese	piattaforma	2008	2009	2010	2011	2012	delta Y-1
Italia	PSV	173.741	260.588	479.146	641.135	719.206	12%
Austria	CEGH	166.020	253.340	378.660	435.010	525.100	21%
Olanda	TTF	636.885	803.530	1.122.114	1.597.906	1.979.126	24%
Belgio	Zeebrugge	505.579	721.205	724.010	769.797	742.462	-4%
UK	NBP	1.344.935	11.507.039	13.672.222	14.185.474	14.170.099	0%

Rispetto agli hub, i leader incontrastati restano l'olandese TTF e l'inglese NBP che, forti anche della loro posizione strategica al crocevia tra i tre paesi produttori europei (Norvegia, Olanda e UK) e la grande piattaforma continentale dei paesi consumatori, hanno raggiunto rispettivamente i 1.979 TWh (+24%) e i 14.170 TWh (stabile). Crescono tuttavia - ed in maniera impetuosa - gli hub periferici dell'italiano PSV (719 TWh; +12%) e dell'austriaco CEGH (525 TWh, +21%), che raggiungono il belga Zeebrugge (742 TWh, -4%). In questo contesto, a conferma della relativa immaturità del mercato spot italiano e delle sue potenzialità di crescita, si segnala come il PSV sia ad oggi l'hub europeo che registra il rapporto più basso tra il totale dei volumi scambiati e le effettive nomine degli operatori (c.d. "churn ratio") nonché l'unico a non aver esibito alcuna crescita nel 2012.

¹⁰⁰ Fonti: GME, CEGH, EEX, PowerNext.

¹⁰¹ Fonti: Thomson-Reuters, Gasunie TS, Zeebrugge Hub Operator, National Grid Gas.

Fig C.3.10



Sensibilmente inferiori sono, invece, i volumi registrati presso le borse spot, che pure condividono forti trend di crescita. In particolare, la PB-Gas, coi suoi 35 TWh, è tra i mercati organizzati più liquidi d'Europa, evidentemente grazie al peso degli acquisti di bilanciamento di SRG, risultando quasi 3 volte maggiore della piattaforma francese di PowerNext, nata tre anni prima e con una liquidità di 12 TWh, sensibilmente più grande delle piattaforme austriaca (CEGH), tedesca (EEX) e olandese (EEX), nonostante risultino tutte quante in crescita dai loro rispettivi anni di nascita (Tab C.3.8).

Il dato certamente più importante, tuttavia, è l'inedita convergenza dei prezzi sull'intera piattaforma europea. Su base annua, in effetti, i prezzi spot del gas registrati sia sui principali hub che sulle borse europee confermano il trend in crescita già registrato nei due anni precedenti, seppur con intensità diversa, determinando un differenziale tra Italia ed Europa sempre positivo seppur in calo (da 5 a 3 €/MWh).

Tale dato risulta da una modesta crescita del riferimento italiano, che si attesta a 28,74 €/MWh (+2%), a fronte di tutti gli altri riferimenti allineati attorno a 25,4 €/MW ed in forte crescita (+11%) (Tab C.3.9).

Tab C.3.9

Quotazioni e prezzi riportati sulle piazze europee ed extra-europee (€/MWh)

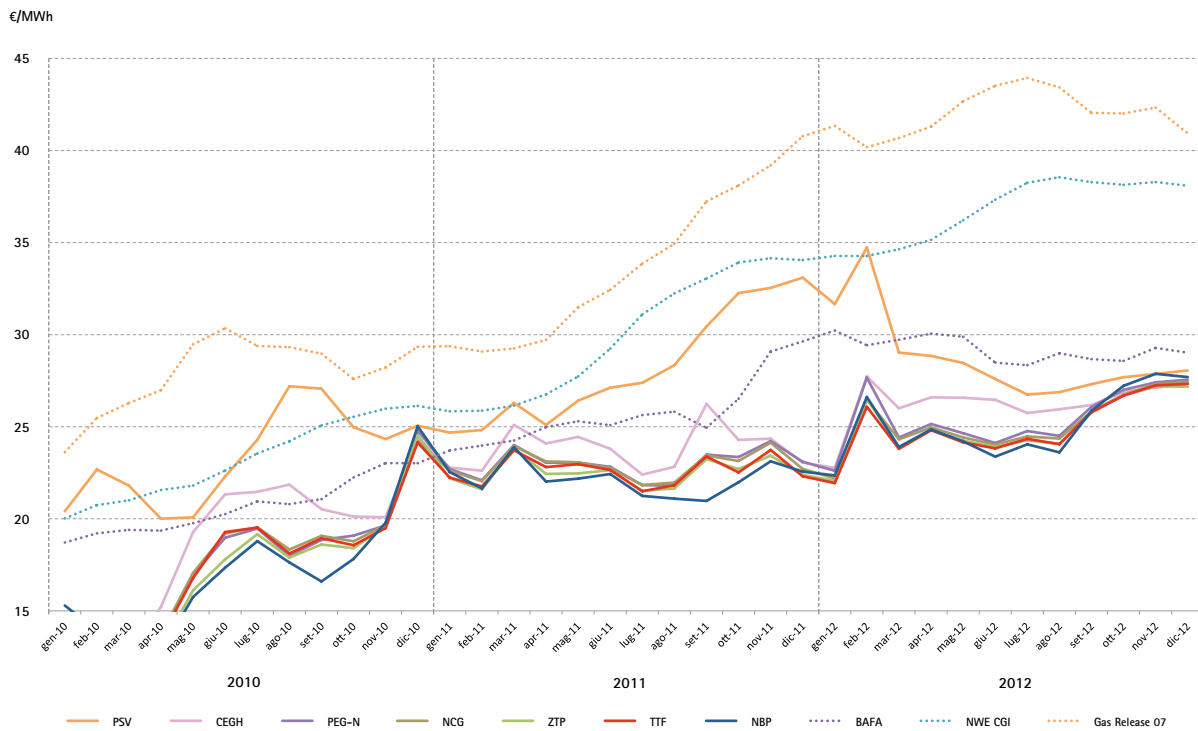
paese	punto scambio	piattaforma	2008	2009	2010	2011	2012	delta %
USA	Henry Hub	OTC		9,71	11,29	9,79	7,31	-25%
Italia	PSV	OTC	29,04	18,46	23,35	28,21	28,74	2%
		PB-GAS	-	-	-	-	28,54	-
Austria	CEGH	OTC	-	-	18,82	23,83	26,28	10%
		mercato organizzato	n.d.	n.d.	18,76	23,83	26,22	10%
Germania	NCG	OTC	25,54	12,72	17,55	22,90	25,21	10%
		mercato organizzato	-	-	-	22,82	25,19	10%
Francia	PEG Nord	OTC	25,83	12,59	17,53	22,96	25,49	11%
		mercato organizzato	-	-	17,54	22,92	25,47	11%
Olanda	TTF	OTC	24,94	12,24	17,38	22,62	25,00	11%
		mercato organizzato	n.d.	12,21	17,43	22,65	25,04	11%
UK	NBP	OTC	24,91	11,82	16,91	22,14	25,14	14%
		mercato organizzato	n.d.	11,83	16,91	22,14	25,15	14%
Belgio	ZTP	OTC	25,26	11,95	17,13	22,51	25,05	11%
		media EU	25,92	13,30	18,38	23,59	25,84	10%
		media EU (escl.PSV)	25,29	12,27	17,55	22,83	25,36	11%
		delta PSV-EU	3,75	6,19	5,79	5,38	3,38	-37%

Se tuttavia si guarda alle serie mensili, il differenziale mostra una convergenza estremamente marcata, con valori crollati dal massimo storico di 10 €/MWh a febbraio ai minimi assoluti di 1 €/MWh a dicembre e a valori addirittura negativi nel primo trimestre 2013 (Fig C.3.11). Questa vera e propria "rivoluzione" nel sistema dei prezzi riflette un trend infra-annuale comune nella forma ma diverso nell'intensità tra i due lati delle Alpi, fatto di un calo nei primi due quadrimestri molto marcato in Italia (dove si parte dai massimi assoluti) e appena accennato in Europa, seguito da una ripresa timida in Italia e brusca in Europa (dove raggiunge i massimi storici). In particolare va rilevato che se per tutti i paesi in questione i ribassi congiunturali iniziali rappresentano comunque aumenti tendenziali, i successivi rialzi congiunturali riflettono un incremento tendenziale solo per i paesi transalpini, mentre in Italia segnano consistenti cali tendenziali.

Se il generale trend dei prezzi descritto sembra riflettere gli effetti di costi d'importazione ancora principalmente indicizzati al prezzo del petrolio, la sua differente intensità nei vari quadrimestri e nelle diverse aree geografiche va ricercata prevalentemente nelle condizioni di mercato lungo.

Prezzi spot dei diversi hub europei ed indici di costo all'ingrosso

Fig C.3.11

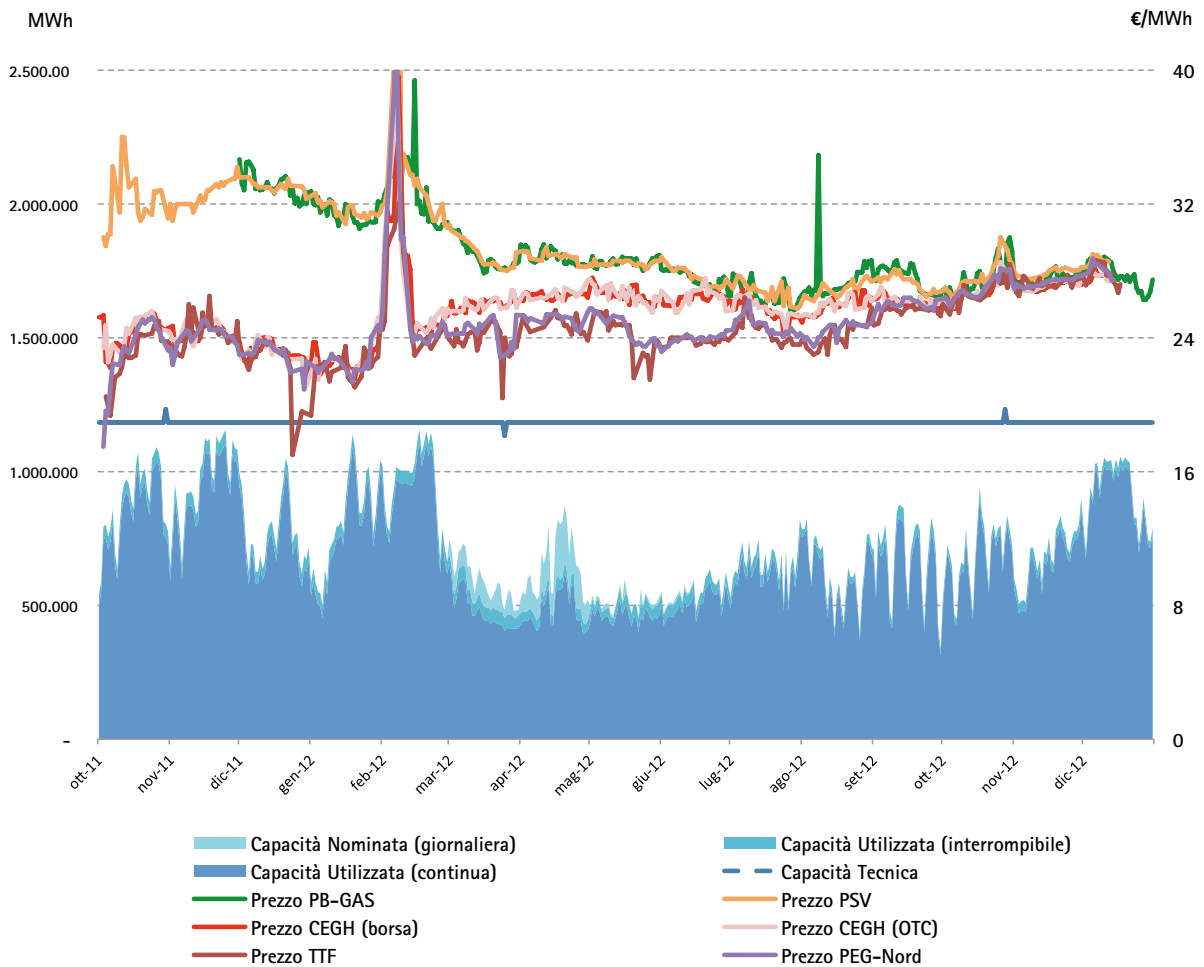


Di particolare interesse, in questo scenario, il comportamento del riferimento austriaco. Se da un lato, infatti, rimane evidente la convergenza dei prezzi sui diversi hub europei (distaccati in media tra loro meno di 1 €/MWh¹⁰²), con Francia e Germania che vengono generalmente trainate dalle oscillazioni delle più liquide Olanda ed Inghilterra, il punto di scambio austriaco a partire da febbraio 2012 si è "distaccato" da questo gruppo per rimanere allineato a metà tra il livello del PSV e quello medio del resto dell'Europa, quasi a fare da cuscinetto d'arbitraggio tra i due paesi (Fig C.3.12). Questo fenomeno peraltro è occorso in corrispondenza dell'introduzione di capacità interrompibile su base day-ahead sul TAG (gasdotto di collegamento con l'Austria) che ha facilitato la possibilità di arbitraggio tra i prezzi spot dei due mercati (PSV e CEGH); in particolare, considerando i primi due mesi di funzionamento (marzo e aprile 2012), il prezzo spot CEGH sembra essere stato spinto al rialzo (diminuendo il differenziale con il PSV) in coincidenza con un maggior volume acquistato di capacità giornaliera. Più in generale, alla riduzione, presumibilmente strutturale, del differenziale PSV/EU può aver contribuito anche la maggior capacità di lungo periodo messa a disposizione da ENI sul mercato secondario sia sul gasdotto Transitgas (collegamento con PEG, TTF e GPL) sia sul TAG (collegamento con CEGH)¹⁰³.

102 Si considerano le quotazioni mensili del 2012 per i punti di scambio TTF, NBP, PEG Nord, NCG; si escludono i picchi di febbraio.

103 A seguito del provvedimento AEEG n. 23871, riportato sul Bollettino n.36 del 24/09/2012.

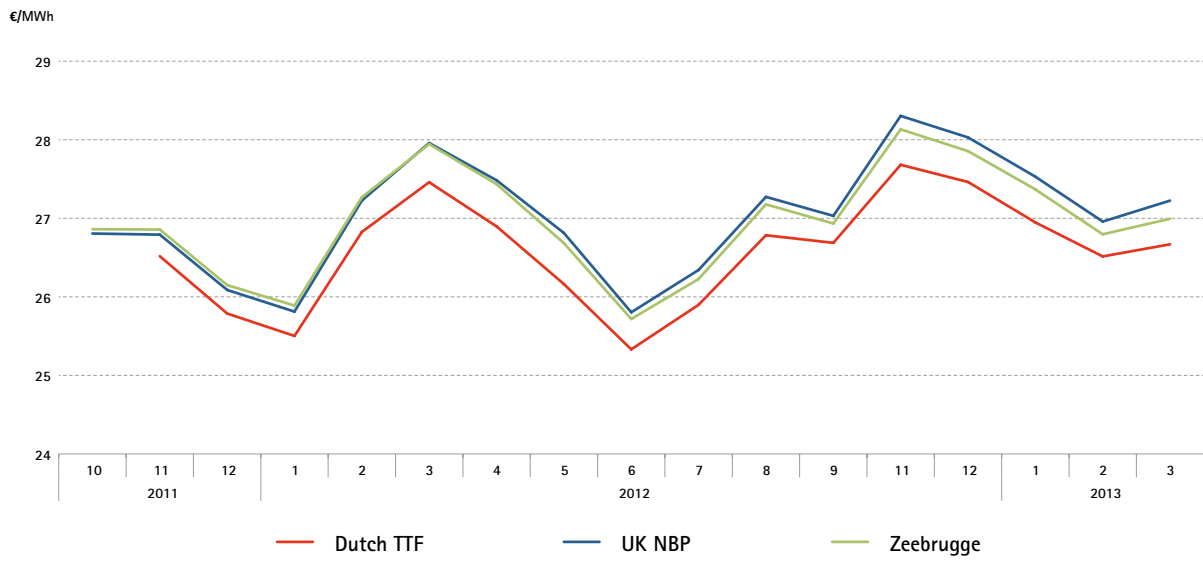
Fig C.3.12 Capacità utilizzata e prezzi alla frontiera italo-austriaca



In questo senso, l'assenza di quotazioni a termine affidabili per il mercato italiano, da comparare con quelle analoghe relative agli altri mercati, rende impossibile una proiezione sul futuro dell'andamento di questo spread. L'unico dato cui fare riferimento è l'andamento delle sole quotazioni a termine per i mercati gas stranieri, che – con riferimento al prodotto anno termico 2012/2013 andato in consegna lo scorso ottobre – indicano una aspettativa di prezzi prossimi a 26,65 €/MWh, in linea con i valori correnti del mercato spot. Come già osservato negli anni passati, nei primi mesi di contrattazione si è registrato un premio sui prezzi spot intorno ai 4 €/MWh risultato in fisiologica riduzione all'avvicinarsi della scadenza, seguendo un trend di oscillazione strettamente correlato a quello dei prezzi spot. I prodotti per l'anno termico 2013/2014 mostrano, invece, un premio quasi assente nei primi due mesi di contrattazione rispetto ai prezzi spot. Questo fenomeno non stupisce se si tiene conto che i prezzi spot sono risultati in aumento a fronte di un calo dei consumi. Al contrario, l'attesa degli operatori sul prezzo ad un anno sembra essere più strettamente collegata ad attese ribassiste sui fondamentali di mercato.

Prezzi forward (G.Y.+1) sui diversi hub europei

Fig C.3.13



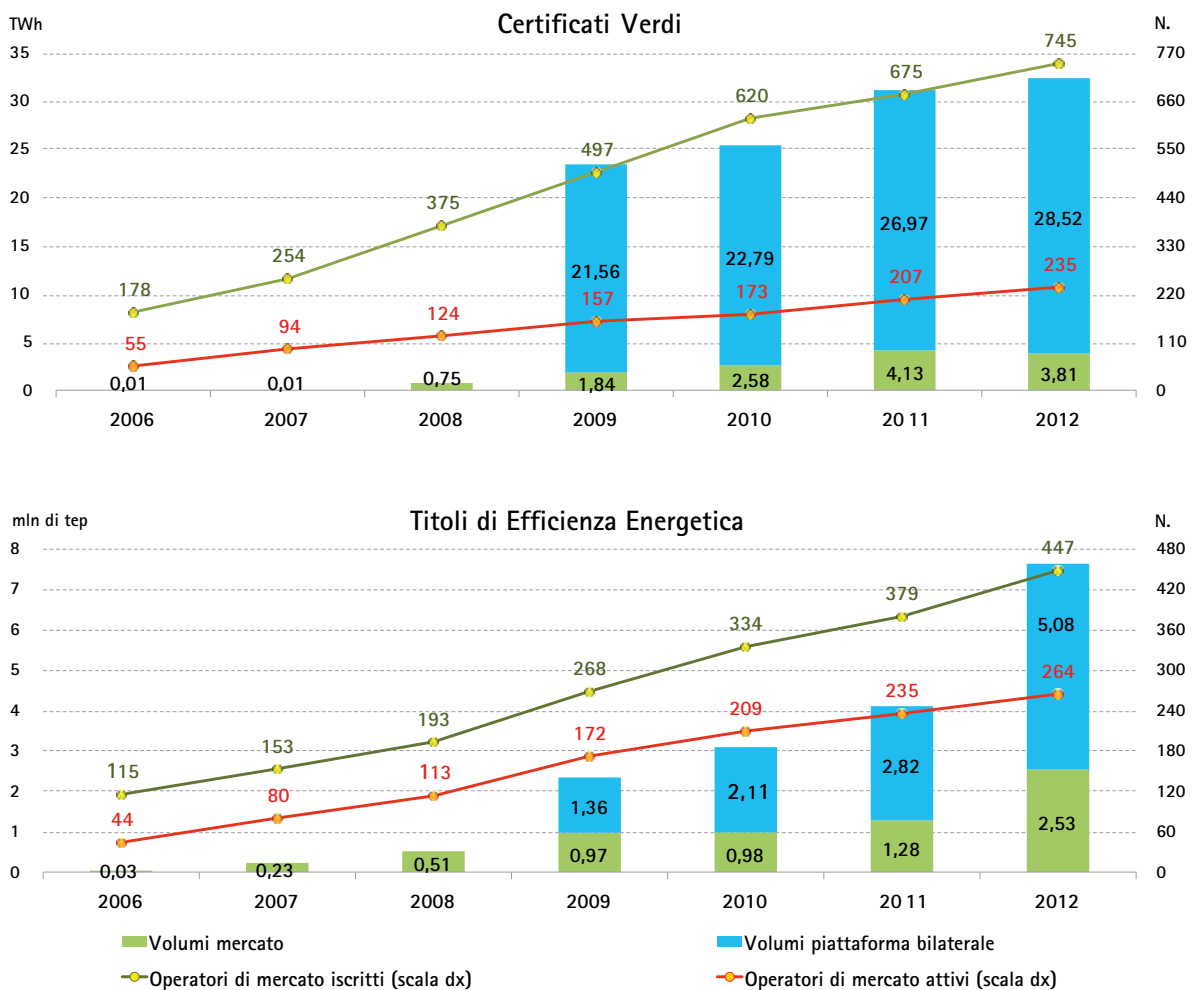
Fonte: Thomson-Reuters

4. I MERCATI AMBIENTALI

4.1 La partecipazione ai mercati

Nel 2012 è proseguita la crescita dei mercati ambientali, sia in termini di volumi che di partecipazione degli operatori, osservata fin dal loro avvio e propiziata anche dall'incremento degli obiettivi posti in capo ai soggetti obbligati. I volumi complessivamente scambiati sui mercati organizzati CV e TEE e sulle relative piattaforme bilaterali sono stati superiori a quelli degli anni precedenti (Fig C.4.1).

Fig C.4.1 Volumi scambiati e partecipazione ai mercati



Al 31 dicembre, al mercato dei CV erano iscritti 745 operatori, 70 in più rispetto all'anno precedente. Quelli che, invece, hanno operato sul mercato nel corso dell'anno sono saliti a 235 (dai 207 del 2011) (Tab C.4.1). Gli operatori iscritti al mercato dei TEE a fine anno erano 447 (+68); quelli che hanno operato nel corso del 2012 sono aumentati di 29 unità raggiungendo quota 264.

In entrambi i mercati, gli operatori 'venditori' superano ampiamente gli 'acquirenti' che rappresentano principalmente il novero circoscritto di soggetti obbligati.

Infine nelle sei sessioni del nuovo mercato dei COFER, avviato a luglio 2012, 28 operatori hanno registrato almeno un abbinamento, di questi 18 lato vendita. A fine anno gli operatori iscritti erano 180.

La partecipazione ai mercati

Tab C.4.1

operatori di mercato (N.)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CV							
<i>Iscritti</i>	178	254	375	497	620	675	745
<i>con abbinamenti</i>	55	94	124	157	173	207	235
<i>lato acquisto</i>	12	17	23	35	43	42	49
<i>lato vendita</i>	45	82	112	148	160	193	216
TEE							
<i>Iscritti</i>	115	153	193	268	334	379	447
<i>con abbinamenti</i>	44	80	113	172	209	235	264
<i>lato acquisto</i>	12	23	35	42	44	57	65
<i>lato vendita</i>	32	65	95	140	177	195	225
COFER							
<i>Iscritti</i>							180
<i>con abbinamenti</i>							28
<i>lato acquisto</i>							12
<i>lato vendita</i>							18

Nel mercato organizzato dei CV il 2012 è stato un anno record per numero di transazioni registrate (4.246) anche se i volumi dei certificati scambiati, pari a 3,81 TWh, hanno registrato una lieve flessione rispetto all'anno precedente (Tab C.4.2). Nella Piattaforma Bilaterale dei CV, invece, è proseguita la fase espansiva dei certificati scambiati che hanno raggiunto quota 28,52 TWh con un numero di transazioni (2.125) ancora in crescita, ma molto inferiore a quello del mercato, in ragione della necessità dei soggetti obbligati di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili. Nel 2012, pertanto, la liquidità del mercato dei CV ha segnato una lieve flessione portandosi all'11,8% (-1,5 punti percentuali). Anche per i TEE, il 2012 è stato un anno record: nel mercato organizzato in quasi 6.000 transazioni si sono scambiati titoli per un volume pari a 2,53 milioni di tep, mentre nella piattaforma bilaterale le transazioni sono risultate 1.271 ed i volumi scambiati 5,08 milioni di tep, con la liquidità del mercato che ha guadagnato 2,1 punti percentuali portandosi a 33,3% (Tab C.4.2).

Nel nuovo mercato dei COFER si sono registrate 53 transazioni con garanzie scambiate per 0,47 TWh, a fronte dei 1,75 TWh scambiati nella piattaforma bilaterale (Tab C.4.2).

Tab C.4.2 Volumi scambiati

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CV							
Mercato							
<i>Volumi (TWh)</i>	0,01	0,01	0,75	1,84	2,58	4,13	3,81
<i>Transazioni (N.)</i>	152	315	1.039	2.255	2.731	3.118	4.246
Piattaforma bilaterale							
<i>Volumi (TWh)</i>	-	-	-	21,56	22,79	26,97	28,52
<i>Transazioni (N.)</i>	-	-	-	1.410	1.461	1.721	2.125
Liquidità	-	-	-	7,9%	10,2%	13,3%	11,8%
TEE							
Mercato							
<i>Volumi (mln di tep)</i>	0,03	0,23	0,51	0,97	0,98	1,28	2,53
<i>Transazioni (N.)</i>	180	622	1.206	2.113	2.803	3.527	5.987
Piattaforma bilaterale							
<i>Volumi (mln di tep)</i>	-	-	0,59*	1,36	2,11	2,82	5,08
<i>Transazioni (N.)</i>	-	-	251*	601	659	837	1.271
Liquidità	-	-	46,4%	41,7%	31,7%	31,2%	33,3%
COFER							
Mercato							
<i>Volumi (TWh)</i>							0,47
<i>Transazioni (N.)</i>							53
Piattaforma bilaterale							
<i>Volumi (TWh)</i>							1,75
<i>Transazioni (N.)</i>							53

* valori relativi al periodo aprile-dicembre

4.2 I Certificati Verdi

I Certificati Verdi (CV) costituiscono una forma di incentivazione, basata su meccanismi di mercato, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Infatti, i CV sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012, ai sensi di quanto previsto dal D. lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione dei CV, introdotto dal decreto di liberalizzazione del settore elettrico n. 79/99, si basa sull'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti convenzionali, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima, che si incrementa ogni anno, di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Tale obbligo può essere rispettato sia attraverso l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sia acquistando, sul mercato o attraverso contratti bilaterali, i CV dai produttori di energia "verde".

Il GME organizza e gestisce il mercato dei CV, di cui è controparte centrale. Possono partecipare al mercato dei CV, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative (associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati) previa domanda al GME e ottenimento della qualifica di operatore di mercato.

La Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) è una piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

4.2.1 Mercato e Piattaforma Bilaterale

Nelle 48 sessioni di mercato organizzate dal GME nel 2012, sono stati scambiati 3,8 milioni di MWh in calo del 7,8% dal massimo storico registrato l'anno precedente (Fig C.4.3). I certificati maggiormente scambiati sono stati quelli con anno di riferimento 2012 e 2011, rispettivamente con 2,5 milioni di MWh (65,1% del totale) e 1,2 milioni di MWh (30,9%). I prezzi medi dei CV scambiati nel 2012 sono variati tra 74,12 €/MWh dei CV2012 e 83,60 €/MWh dei CV2009 il cui periodo di trading, va ricordato, è terminato a marzo 2012 (Fig C.4.2 e Tab C.4.3).

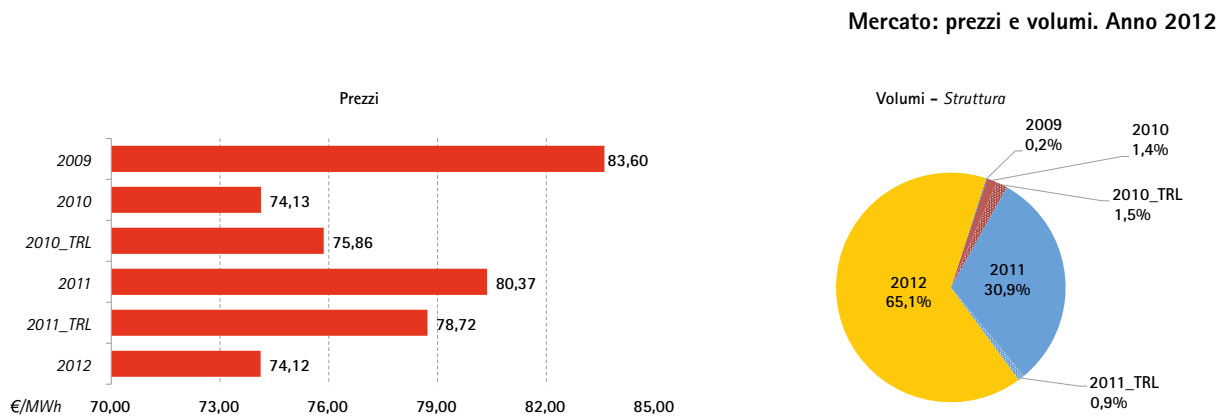


Fig C.4.2

Mercato: esiti. Anno 2012

	2009	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi scambiati (MWh)	6.139	54.832	58.672	1.175.891	34.309	2.476.496
Valore Totale (€)	513.249	4.064.747	4.450.985	94.501.881	2.700.854	183.555.839
Prezzo minimo (€/MWh)	81,00	69,00	70,40	70,49	74,00	69,00
Prezzo massimo (€/MWh)	86,50	89,00	81,25	82,00	82,10	77,80
Prezzo medio (€/MWh)	83,60	74,13	75,86	80,37	78,72	74,12

Tab C.4.3

Il Mercato dei Certificati Verdi, dopo un periodo di forte incertezza che ha caratterizzato i primi anni di attività, dal 2009 ha subito un processo di maturazione che ha favorito un generale aumento dei volumi scambiati, una costante discesa dei prezzi ed una stabilizzazione verso il basso della loro volatilità (Fig C.4.3; Fig C.4.4).

Nel 2012, il prezzo medio ponderato dei CV scambiati, a prescindere dalla tipologia, al terzo ribasso consecutivo, ha segnato un minimo storico a quota 76,13 €/MWh, con una volatilità poco sopra l'1%.

Fig C.4.3 Mercato: prezzi e volumi

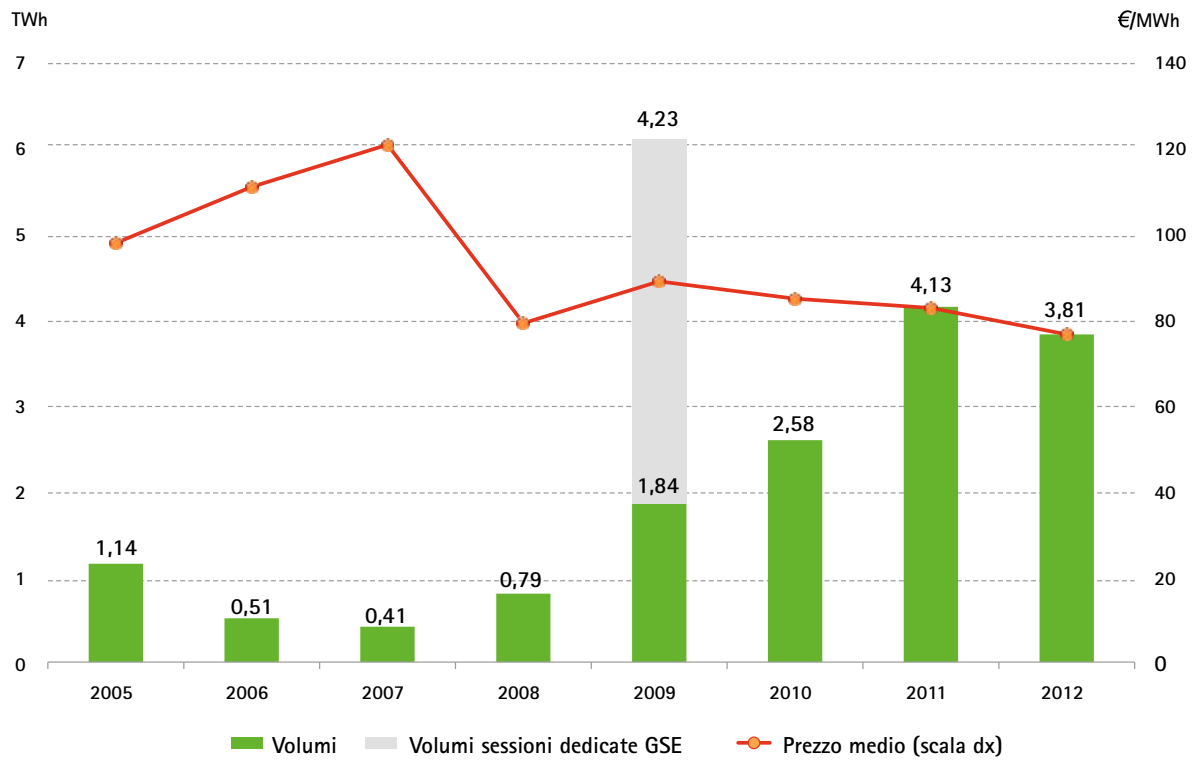
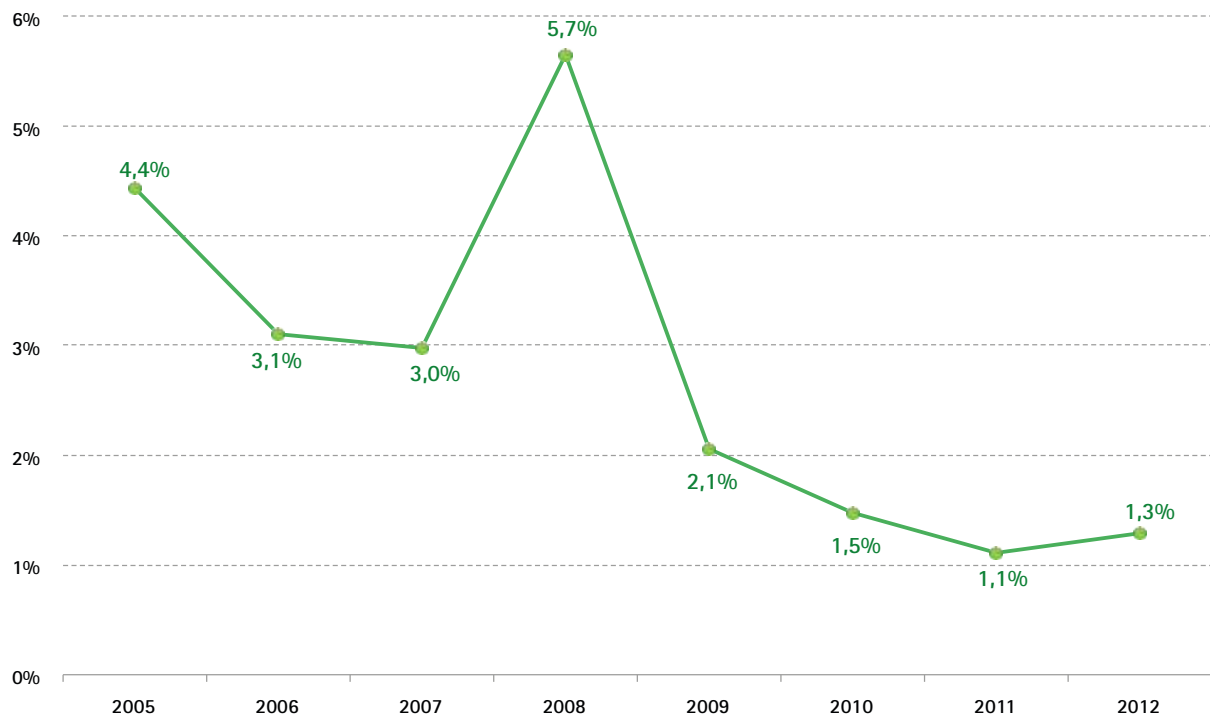


Fig C.4.4 Mercato: volatilità dei prezzi

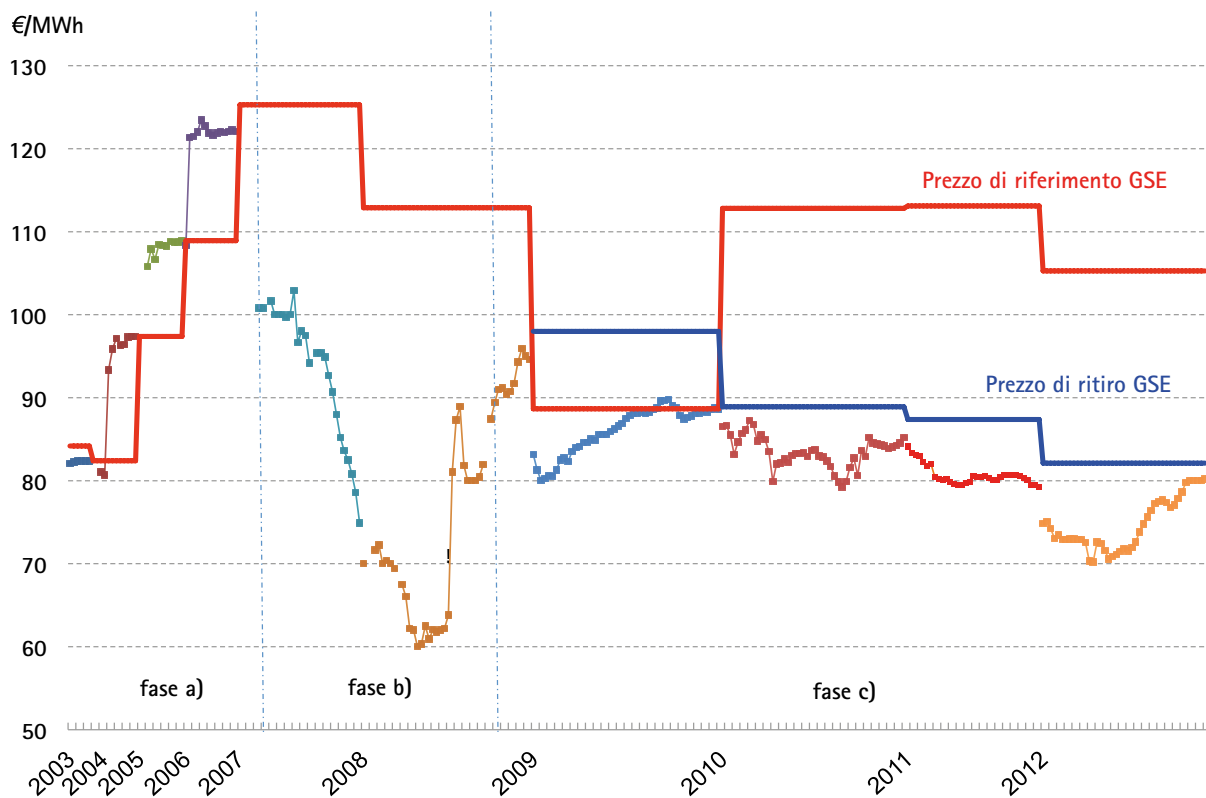


Sempre a partire dal 2009, con l'introduzione del decreto del 18 dicembre 2008, il GSE, agendo come acquirente di ultima istanza, è stato in grado di assorbire completamente l'offerta eccedente, garantendo un perfetto bilanciamento di mercato. Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha poi previsto che il prezzo di ritiro dei CV in eccesso per le produzioni degli anni 2011–2015 non sia più pari alla media dei prezzi di mercato dei CV nei tre anni precedenti a quello del ritiro, ma 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'AEEG.

Il prezzo di riferimento dei CV del GSE per l'anno 2012 è stato pari a 105,28 €/MWh, mentre il prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili nello stesso anno è stato pari a 82,12 €/MWh. I prezzi registrati nelle sessioni di mercato del 2012, si sono collocati al di sotto dei suddetti livelli di ritiro/riferimento, in ragione del fatto che normalmente il prezzo è scontato del tasso di interesse relativo al periodo intercorrente tra il momento dell'acquisto e il momento dell'effettivo pagamento da parte del GSE. In particolare, nel corso del 2012, è intervenuta un'incertezza sui tempi di rimborso che ha determinato sul mercato uno sconto rispetto al prezzo di rimborso superiore a quello giustificato dal solo tasso d'interesse.

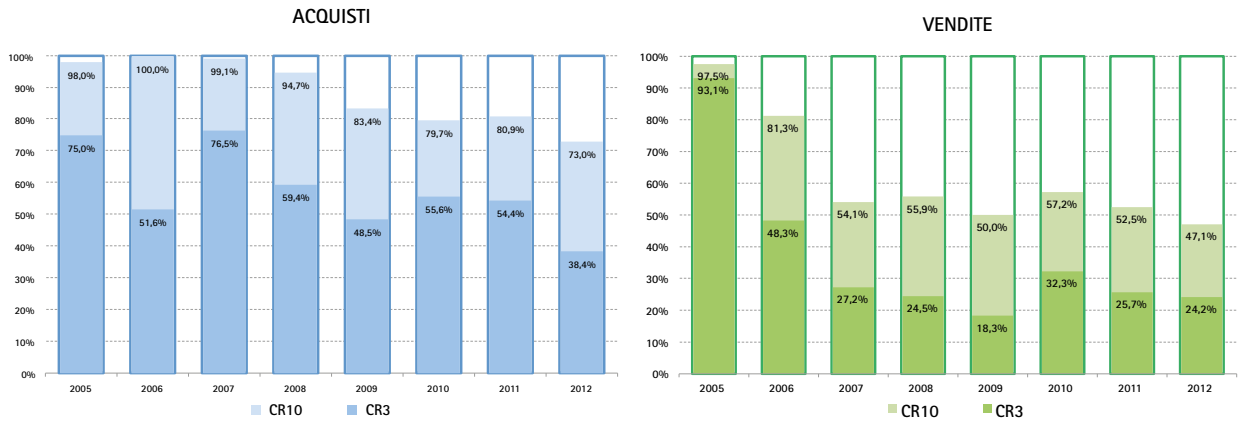
Mercato: andamento dei prezzi rispetto al prezzo di ritiro del GSE

Fig C.4.5



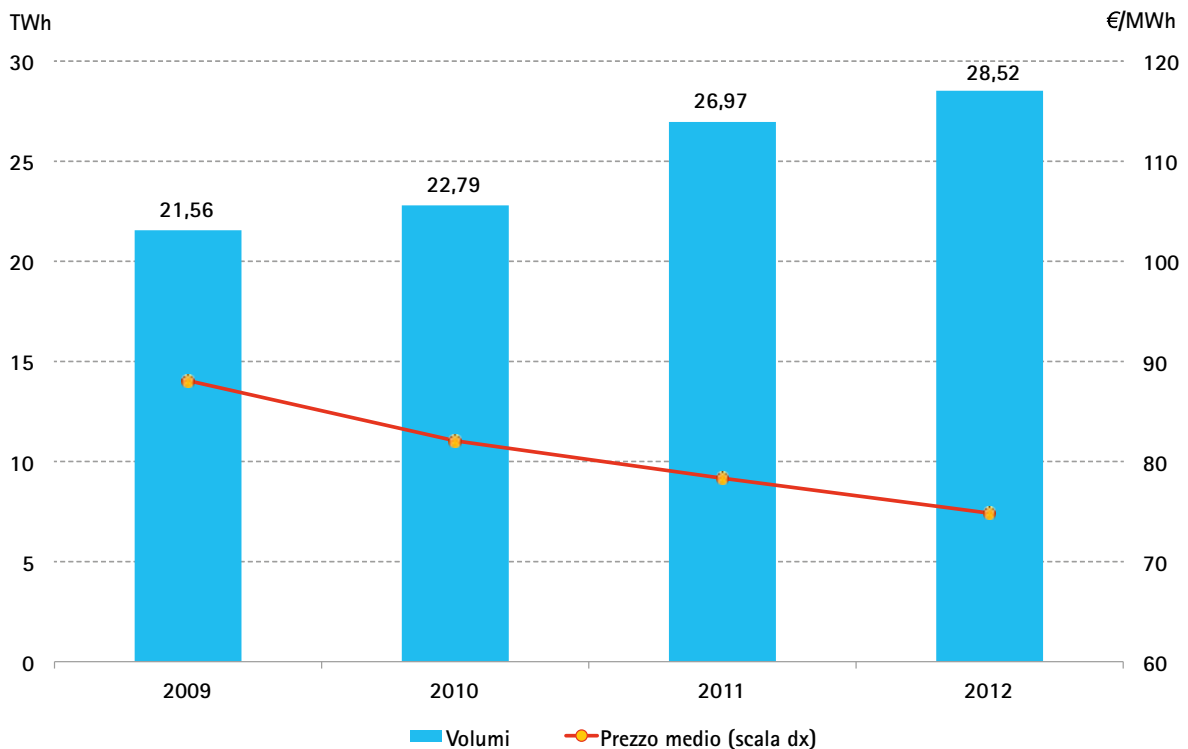
Il mercato dei CV è caratterizzato da un'offerta costituita da una pluralità di produttori da fonti rinnovabili e da una domanda rappresentata soprattutto dai maggiori produttori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo. Pertanto il mercato risulta più concentrato sul lato acquisto dove la quota percentuale dei primi tre operatori (CR3), nonostante la flessione di 16,0 punti percentuali, nel 2012 è stata pari a 38,4%, contro il 24,2% registrato sul lato vendita. Stessa dinamica si registra per la quota percentuale dei primi dieci operatori (CR10), pari al 73,0% lato acquisto e 47,1% lato vendita (Fig C.4.6).

Fig C.4.6 Mercato: quote di mercato



Nel quadriennio 2009-2012, anche nella Piattaforma Bilaterale dei CV si è assistito, da un lato, ad una crescita delle transazioni registrate e, dall'altro, alla costante discesa dei prezzi. Nel 2012, le registrazioni hanno raggiunto il livello record di 28,5 milioni di MWh (+5,8% rispetto all'anno precedente), con un prezzo medio ai minimi storici, pari a 74,84 €/MWh (Fig C.4.7).

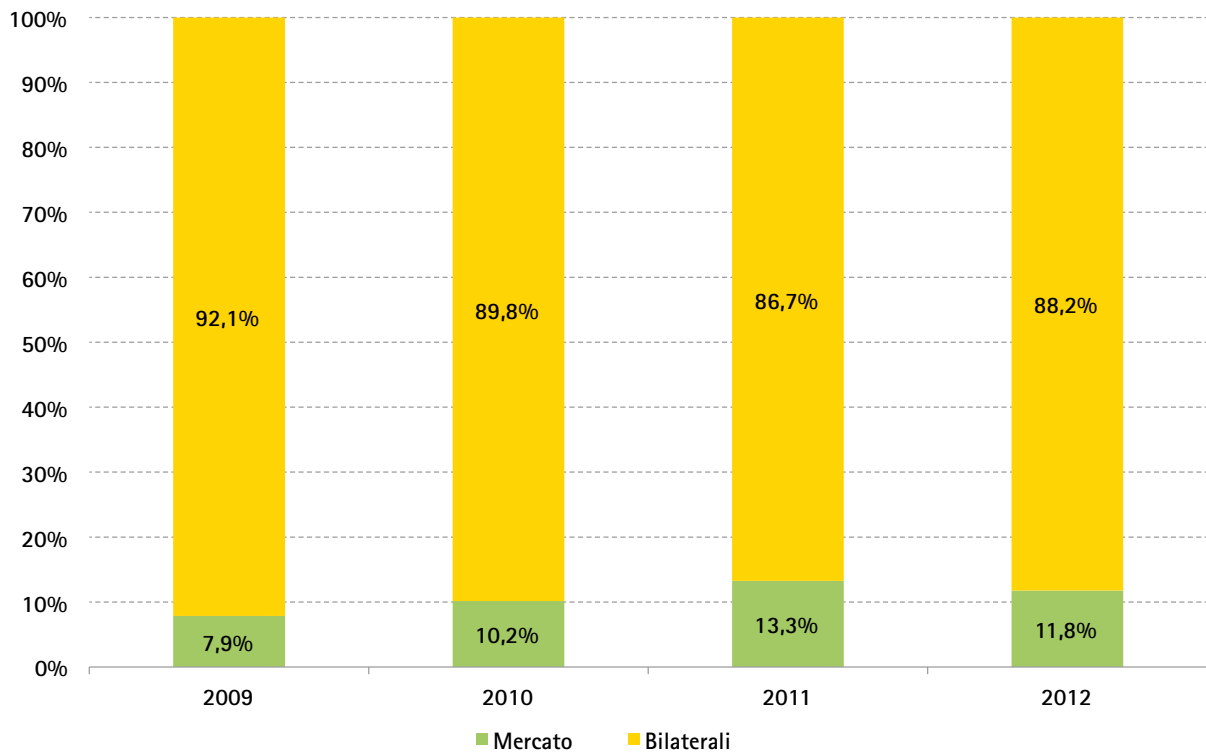
Fig C.4.7 Piattaforma bilaterale: prezzi e volumi



Nonostante il mercato organizzato assicuri gli operatori contro i rischi di insolvenza grazie al ruolo di controparte centrale svolto dal GME, le transazioni registrate sulla piattaforma bilaterale hanno rappresentato, nel suddetto quadriennio, circa il 90% del totale dei titoli scambiati (Fig C.4.8).

Confronto tra mercato e piattaforma bilaterale: quote

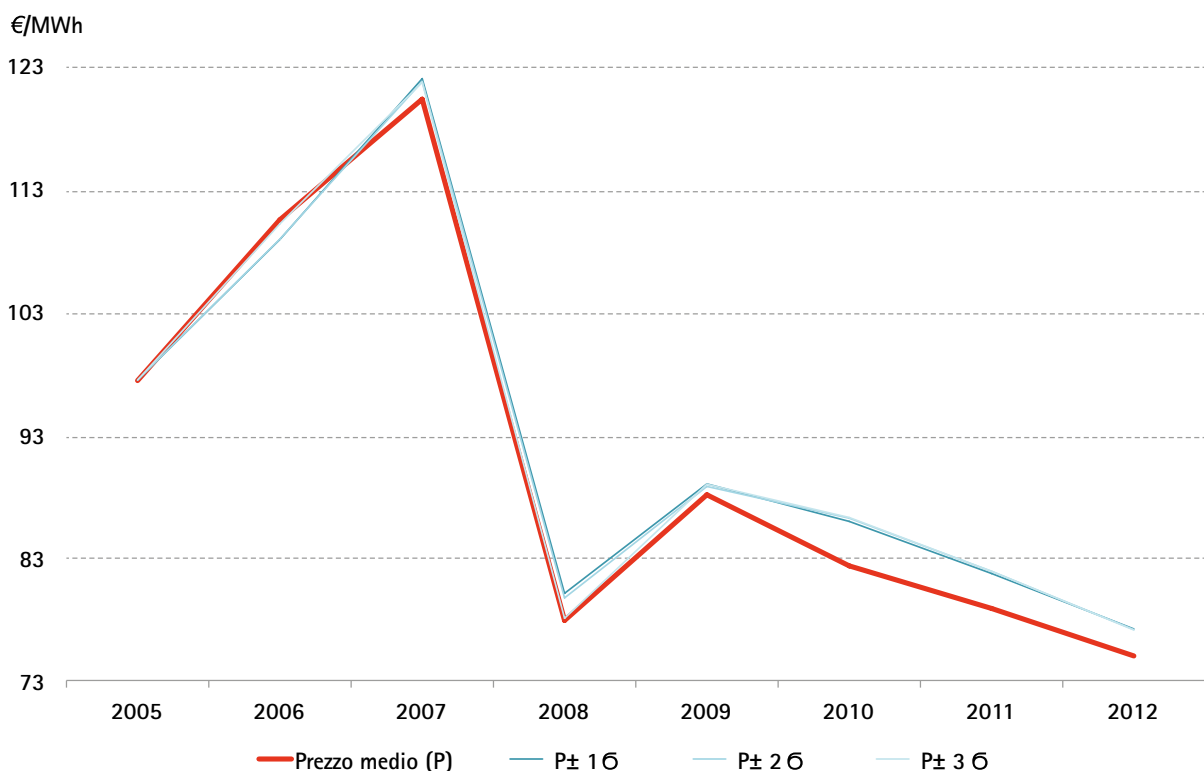
Fig C.4.8



Infine, la Fig C.4.9 mostra le serie storiche del valore medio annuo dei prezzi dei CV, registrati sia nel mercato organizzato che nella piattaforma bilaterale, e dei valori medi degli stessi prezzi calcolati nell'intervallo compreso tra la media più o meno una, due e tre volte lo scarto quadratico medio (σ). Queste ultime tre serie risultano pressoché sovrapposte ed evidenziano che l'esclusione delle code dal calcolo della media determina un aumento del prezzo, attribuibile alla presenza di un considerevole numero di transazioni bilaterali a prezzo zero.

Mercato e Piattaforma Bilaterale: prezzi medi

Fig C.4.9



4.3 I Titoli di Efficienza Energetica

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche Certificati Bianchi, sono stati istituiti dai Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) come successivamente modificati ed integrati con i D.M. 21/12/07 e D.M. 28 dicembre 2012. Quest'ultimo decreto ha definito gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per il quadriennio 2013-2016 ai fini del raggiungimento degli obiettivi specifici previsti dal Piano di azione per l'efficienza energetica.

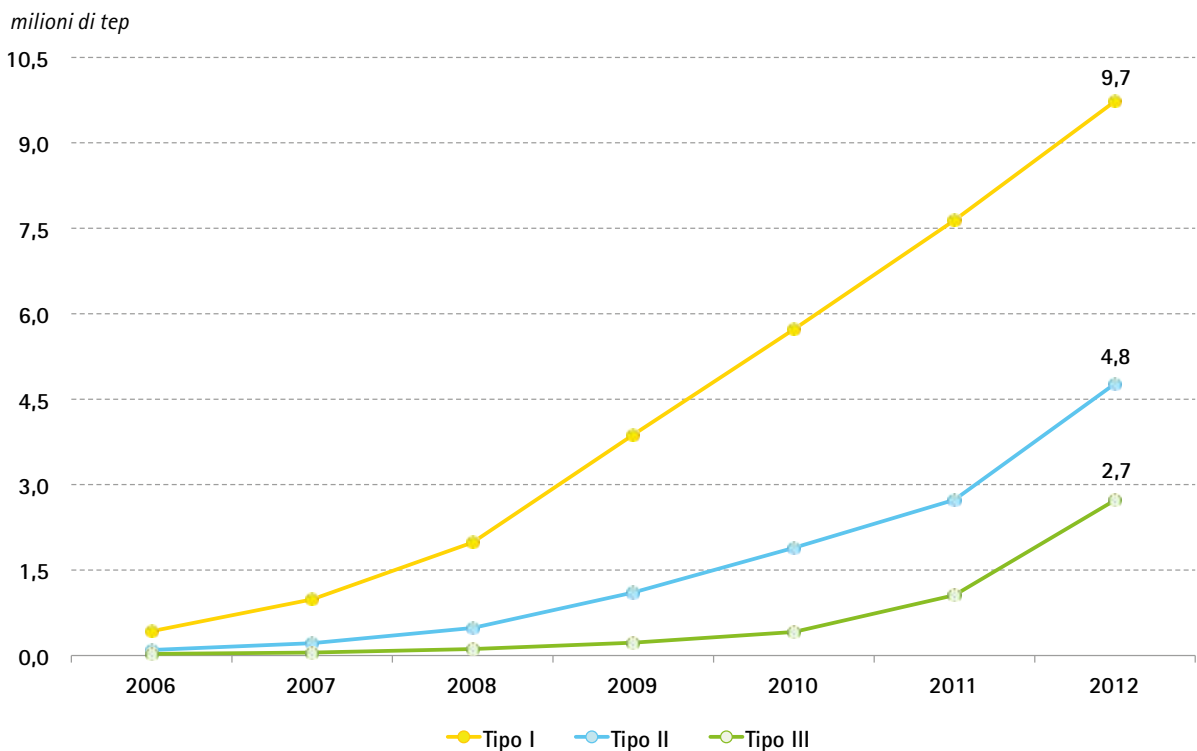
I TEE sono emessi dal GME in favore dei soggetti di cui all'articolo 7 del D.M. 28 dicembre 2012, sulla base dei risparmi conseguiti e comunicati al GME dal GSE¹⁰⁴, nel rispetto delle disposizioni di cui al D.M. 28 dicembre 2012.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale, che rappresentano i soggetti obbligati a partecipare al meccanismo dei TEE, possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica sia attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica e la conseguente emissione dei TEE, sia acquistando TEE da altri soggetti. Il GME organizza e gestisce la sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica per il mercato organizzato e la piattaforma per la contrattazione bilaterale.

Nel 2012 il GME ha emesso, previa autorizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 5,8 milioni di titoli di efficienza energetica. Si tratta del numero di titoli più alto mai emesso, con un aumento del 70,1% rispetto al 2011.

Pertanto dall'inizio del meccanismo di incentivazione i titoli emessi salgono a 17,2 milioni, di cui 9,7 di tipo I, 4,8 di tipo II e 2,7 di tipo III (Tab C.4.4).

Fig C.4.10 TEE emessi: valori cumulati



104 L'articolo 5 del D.M. 28 dicembre 2012 ha disposto il passaggio dall'AEEG al GSE dell'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, entro 30 giorni dalla pubblicazione del decreto stesso. Il passaggio è avvenuto il 3 febbraio 2013. Relativamente ai progetti per i quali la richiesta di certificazione dei risparmi è stata presentata all'AEEG prima della suddetta data, sarà sempre l'AEEG a comunicare al GME i risparmi conseguiti dai singoli operatori.

4.3.1 Il Mercato organizzato e le contrattazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica

Nel 2012, sul mercato organizzato, sono stati scambiati 2,5 milioni di TEE, quasi il doppio rispetto all'anno precedente (+98,5%), raggiungendo il massimo storico.

Come negli anni passati i titoli maggiormente scambiati sono stati quelli di tipo I, con 1,2 milioni di tep (46,1% del totale), pur se nel 2012 anche le altre due tipologie hanno esibito una considerevole crescita. In particolare i TEE tipo III, con quasi 600 mila titoli scambiati, sono più che quadruplicati rispetto al 2011. Nel 2012 i prezzi dei TEE delle tre tipologie hanno mostrato una sostanziale convergenza attorno a 101 €/tep, confermandosi sui livelli del 2011. Nel dettaglio il prezzo medio dei TEE tipo I ha aggiornato il massimo storico con 101,56 €/tep (+1,4%); mentre il prezzo medio del tipo II e del tipo III si è attestato, rispettivamente, a 100,97 (-0,2%) e 101,31 €/tep (-1,8%).

Di conseguenza, il controvalore degli scambi ha raggiunto il valore record di 257 milioni di euro (Tab C.4.4; Fig C.4.11).

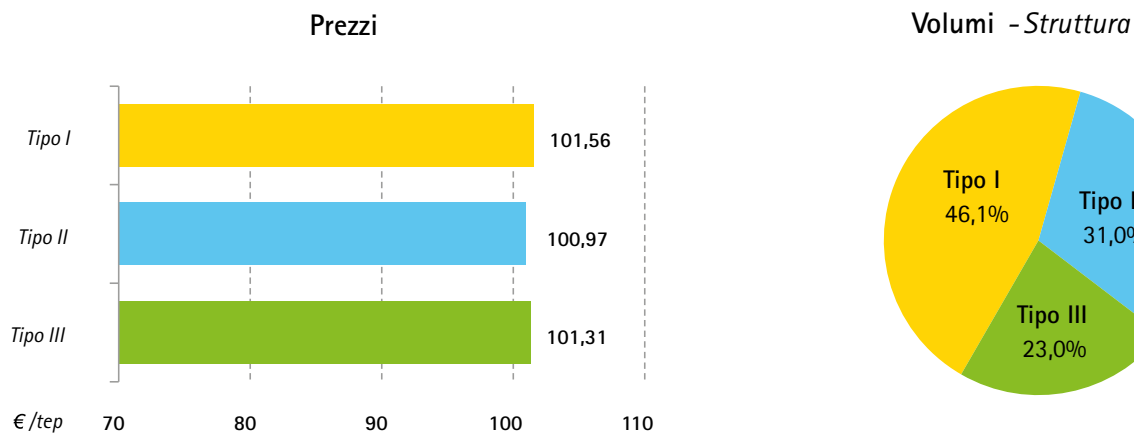
Mercato TEE: esiti. Anno 2012

Tab C.4.4

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (tep)	1.167.444	785.219	582.267
Valore Totale (€)	118.560.995	79.282.474	58.987.927
Prezzo minimo (€/tep)	86,98	87,40	8,00
Prezzo massimo (€/tep)	115,00	116,39	115,00
Prezzo medio (€/tep)	101,56	100,97	101,31

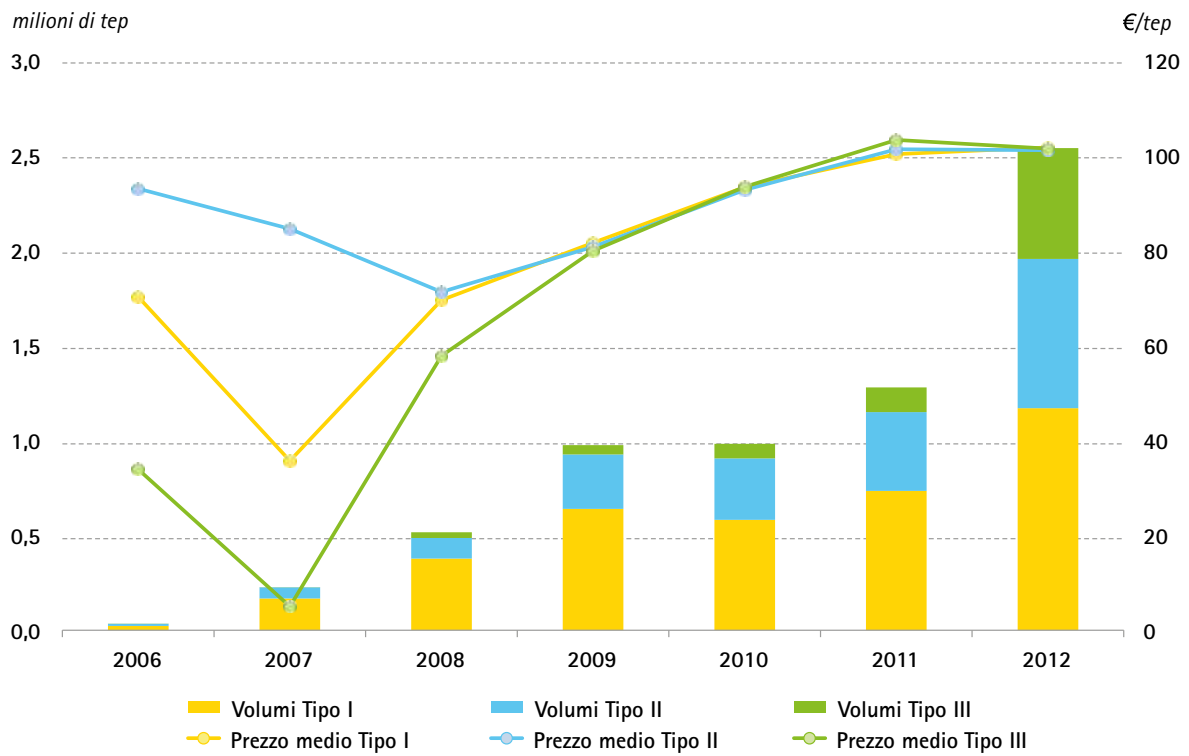
Mercato TEE: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012

Fig C.4.11



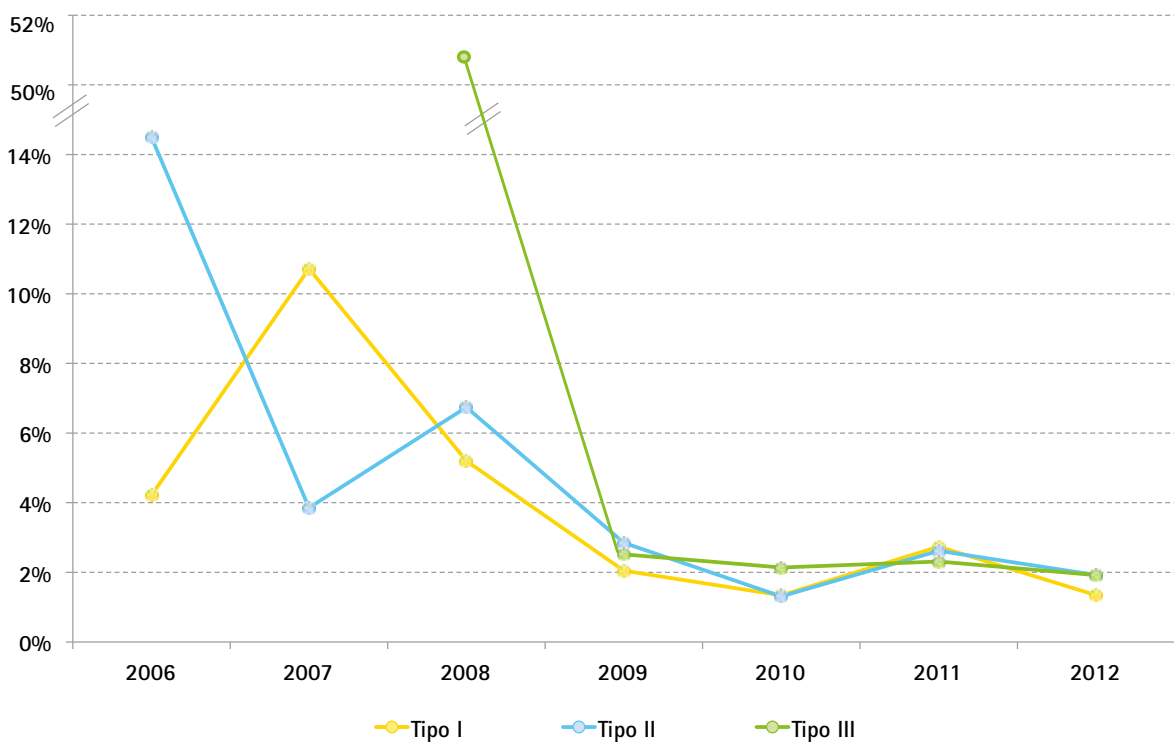
L'analisi della serie storica dei prezzi evidenzia come l'equiparazione dei titoli - che consente ai distributori obbligati di assolvere all'obbligo consegnando qualunque tipologia, avviata dal 2008 per i titoli di tipo I e II e dall'anno successivo anche per quelli di tipo III - ha portato ad un sostanziale allineamento dei prezzi, prima dei titoli di tipo I e II e successivamente anche di quelli di tipo III (Fig C.4.12).

Fig C.4.12 Mercato TEE: prezzi e volumi scambiati



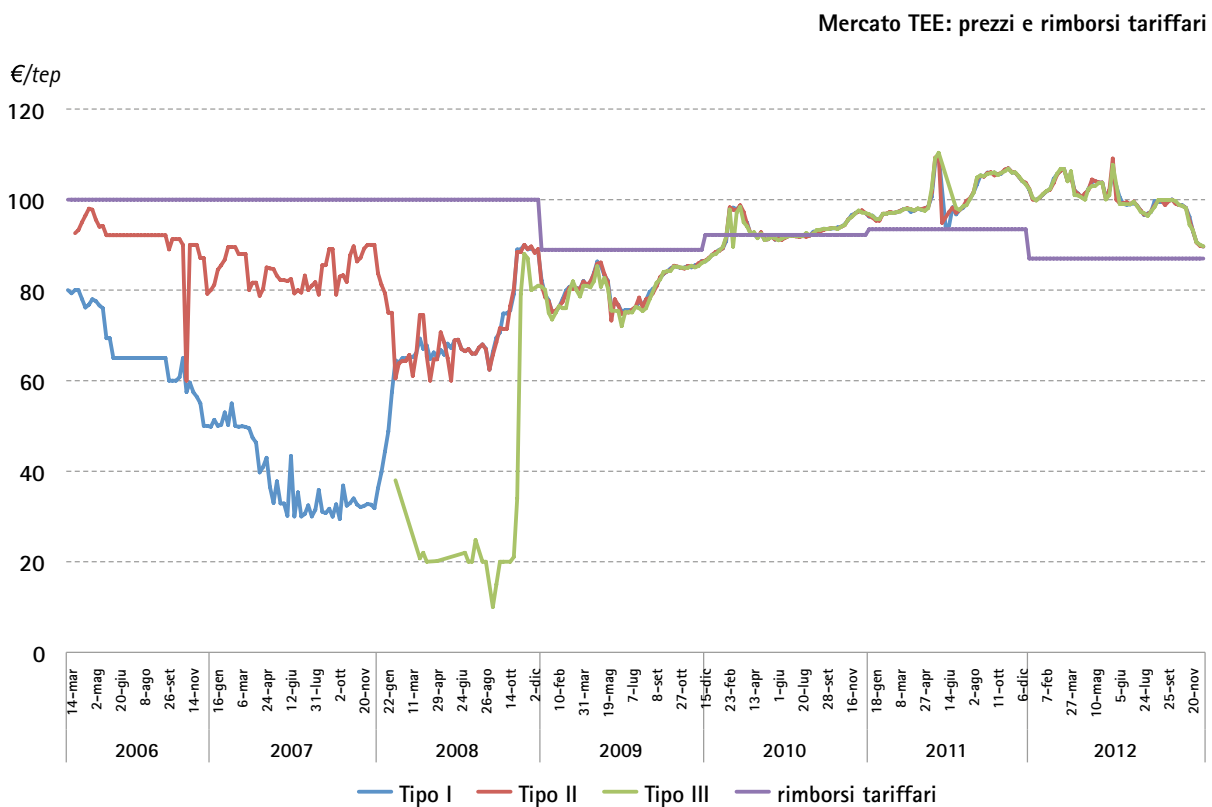
Dal 2009 anche la volatilità dei prezzi delle tre tipologie si è sostanzialmente allineata su livelli più bassi rispetto agli anni precedenti. Nel 2012 la volatilità dei prezzi dei TEE è stata pari a 1,3% per il tipo I e 1,9% per il tipo II e III (Fig C.4.13).

Fig C.4.13 Mercato TEE: volatilità dei prezzi



Il livello dei prezzi, va ricordato, è guidato dal rimborso tariffario riconosciuto, per ogni TEE annullato, ai distributori che hanno assolto all'obbligo a titolo di parziale copertura dei costi. Tale rimborso, fissato dall'AEEG, è stato costantemente pari a 100 €/tep fino al 2008, per poi ridursi negli anni successivi oscillando attorno ai 90 €/MWh.

Nei primi anni di applicazione del meccanismo di incentivazione, caratterizzati da un eccesso di offerta di titoli rispetto alla domanda dei soggetti obbligati, il prezzo di mercato è risultato sempre inferiore al contributo tariffario. Negli anni successivi e fino a tutto il 2012, invece, la domanda ha superato l'offerta dei titoli, determinando così, dal 2010, un livello di prezzi più elevato del valore dei rimborsi valido in ciascun anno (Fig C.4.14).



Anche da un confronto tra il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo di incentivazione e il livello degli obiettivi cumulato per ciascun anno si evidenzia che, a partire dal 2008, il mercato è stato caratterizzato da un eccesso di domanda con il numero complessivo di TEE emessi sempre inferiore all'obiettivo cumulato (Tab C.4.5).

TEE necessari per l'adempimento dell'obbligo: valori cumulati

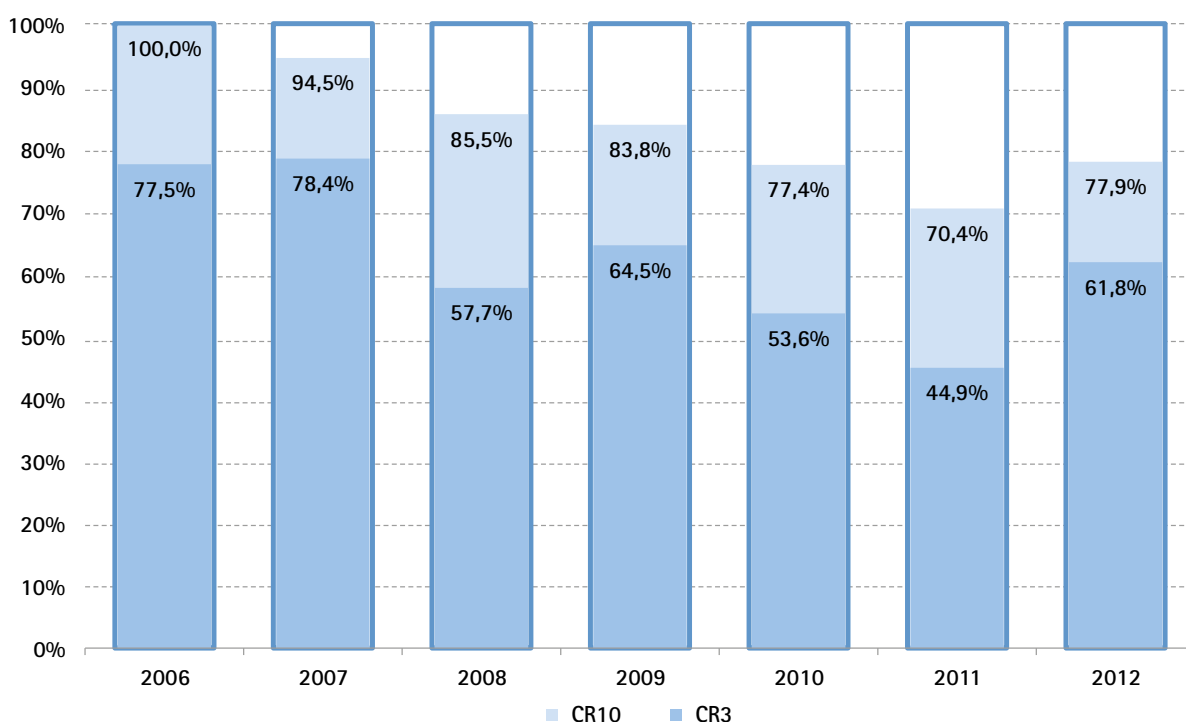
Tab C.4.5

Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica (Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Gas (Mtep/a)	Totale cumulato TEE necessari per l'adempimento (Mtep/a)	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo (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	2,6
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

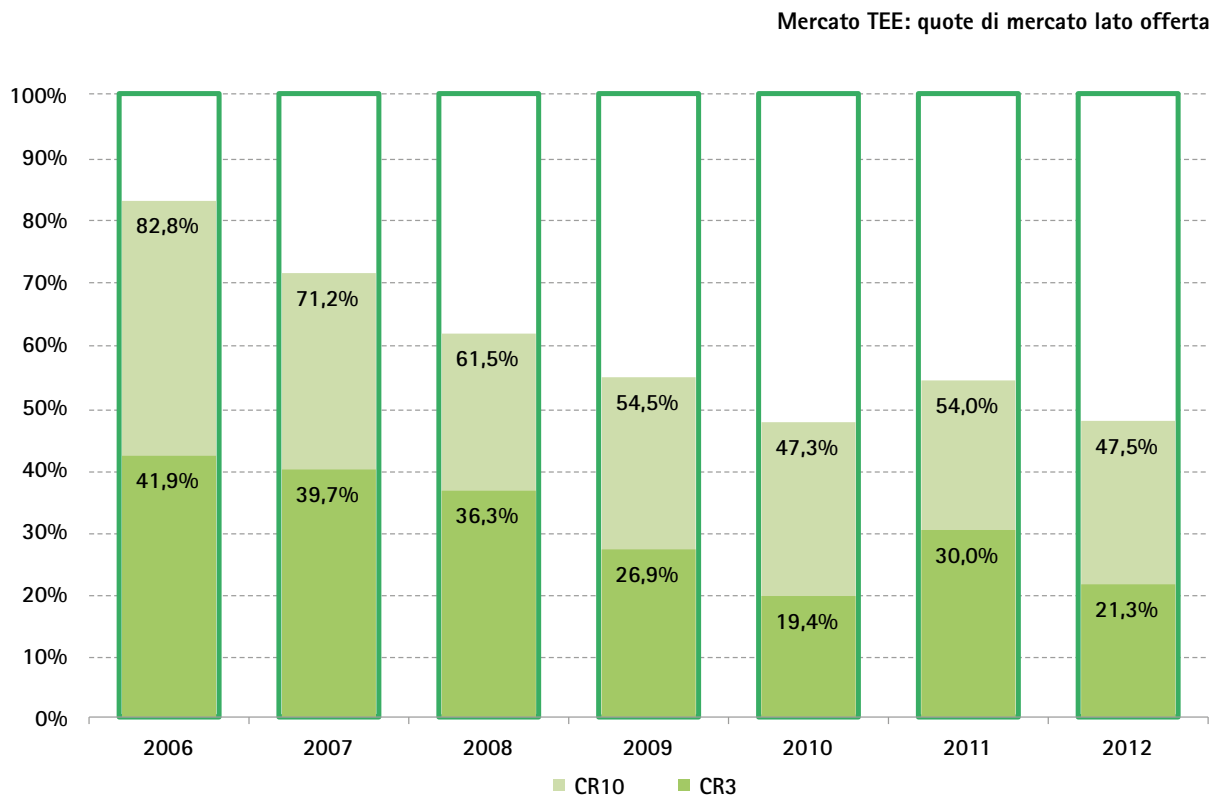
L'analisi effettuata sul grado di concentrazione del mercato ha mostrato, nel 2012, un incremento della concentrazione sul lato domanda, ben evidenziato dai principali indicatori che hanno interrotto la lunga serie di ribassi osservata fin dall'inizio mercato. Nel 2012, infatti, la quota degli acquisti dei primi tre operatori (CR3) e quella dei primi dieci (CR10) sono risalite rispettivamente al 61,8% (44,9% nel 2011) ed al 77,9% (70,4% nel 2011) (Fig C.4.15).

L'aumento del CR3 nel 2012 è, probabilmente, dovuto alla necessità dei principali soggetti obbligati di acquistare un numero maggiore di titoli sul mercato, sia per il progressivo aumento degli obblighi annuali che per compensare il minor apporto di titoli propri, conseguente al graduale esaurimento del ciclo di vita dei progetti da essi già attuati.

Fig C.4.15 Mercato TEE: quote di mercato lato domanda



Lato offerta, invece, gli indicatori CR3 e CR10, che storicamente hanno rilevato una concentrazione più bassa rispetto al lato domanda ed in riduzione negli anni, dopo il rimbalzo del 2011, si sono riportati su livelli prossimi ai minimi storici del 2010. Nel dettaglio, nel 2012 il CR3 è sceso al 21,3% ed il CR10 al 47,5% (Fig C.4.16).

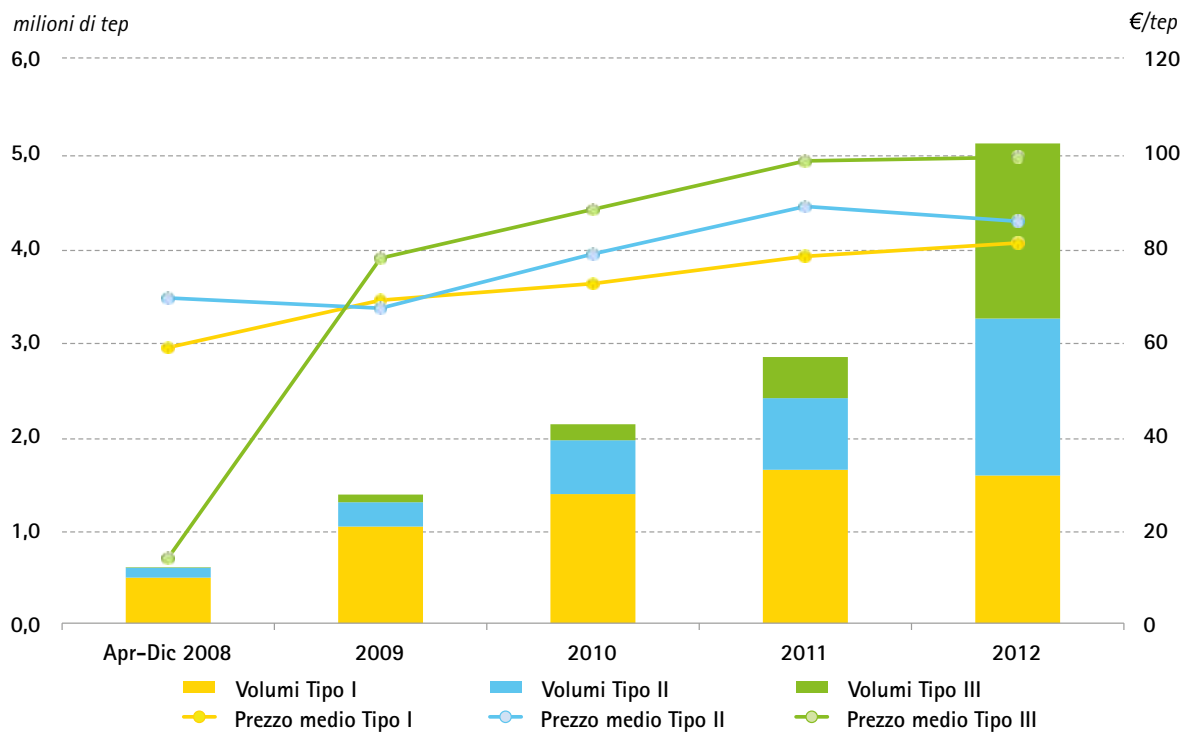


La differenza strutturale della concentrazione sui due lati del mercato deriva dal fatto che i soggetti obbligati, rappresentativi della domanda, rappresentano un numero limitato (distributori di energia elettrica e di gas con più di 50.000 utenti connessi), mentre l'offerta è costituita da un numero considerevole di operatori (principalmente distributori non obbligati, ma soprattutto ESCO) i quali hanno presentato progetti di risparmio energetico e, relativamente ad essi, beneficiano dell'emissione di TEE che possono vendere sul mercato.

Nel 2012 anche le contrattazioni bilaterali hanno registrato un numero record di scambi di TEE, pari a 5,1 milioni di tep, con una crescita dell'80,2% rispetto all'anno precedente. In particolare, come nel mercato organizzato, i TEE di tipo III sono più che quadruplicati rispetto ad un anno fa (+325,5%) e quelli di tipo II sono più che raddoppiati (+119,3%). I titoli di tipo I hanno, invece, subito per la prima volta una lieve contrazione (-3,8%) (Fig C.4.17).

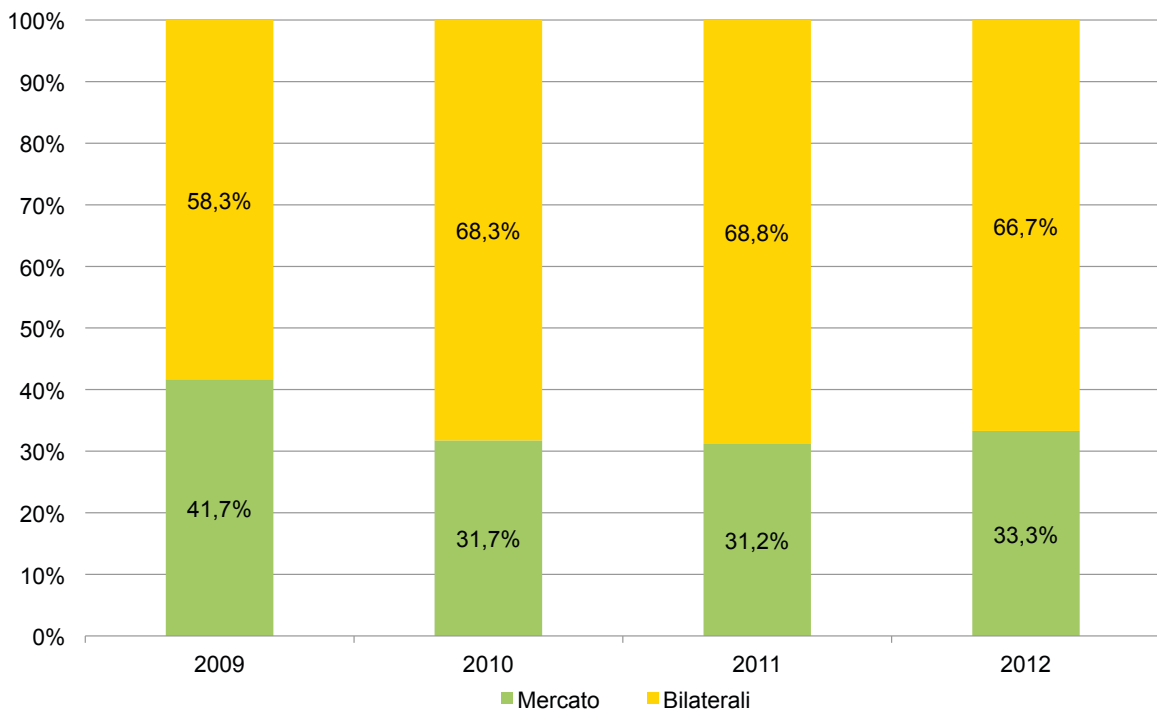
Il prezzo dei TEE tipo I e tipo III, con modesti aumenti rispetto al 2011, si sono portati rispettivamente a 80,54 e 98,70 €/tep. In lieve calo, invece, i tipo II pari a 85,14 €/tep.

Fig C.4.17 Bilaterali TEE: prezzi e volumi



La quota delle transazioni bilaterali registrate rispetto ai TEE complessivamente scambiati nel 2012 è stata del 66,7%, registrando un leggero calo rispetto ai due anni precedenti.

Fig C.4.18 Confronto tra mercato e bilaterali: quote



Il maggior ricorso agli scambi bilaterali rispetto al mercato organizzato, è probabilmente legato alla necessità, per i grandi distributori soggetti all'obbligo, di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili.

4.4 I COFER

Con la Deliberazione 28 luglio 2011 - ARG/elt 104/11 "Condizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili", l'AEEG ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile al fine di garantire la tutela del consumatore, secondo principi di concorrenza e trasparenza, e di assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. In ragione di ciò, la deliberazione suddetta ha stabilito che ogni contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di garanzie di origine pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto. A tal fine, ciascuna società di vendita, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui è stata fornita energia elettrica ai clienti finali nell'ambito di contratti di vendita di energia rinnovabile, è tenuta ad approvvigionarsi di una quantità di garanzie di origine pari all'energia elettrica venduta come rinnovabile e riferite al medesimo anno, dandone evidenza al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite.

La "garanzia di origine" (ovvero i titoli COFER) è il documento, di cui all'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE, finalizzato ad evidenziare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili contenuta nel mix energetico offerto da un fornitore di energia.

È altresì previsto che le garanzie di origine possano essere negoziate nella sede per la contrattazione delle garanzie di origine predisposta dal GME, ovvero possano essere oggetto di libera negoziazione o di assegnazione tramite le procedure concorrenziali di cui al comma 4.2 della suddetta Deliberazione 104/11. In questi ultimi due casi, i titolari dei contratti bilaterali nonché gli assegnatari hanno l'obbligo di registrare le quantità e i prezzi definiti nei contratti di compravendita presso la piattaforma informatica del GME. Di fatto, a giugno 2012, è stato dato l'avvio alla Piattaforma Bilaterale COFER da parte del GME ed al meccanismo di assegnazione ad asta (procedure concorrenziali) dei titoli COFER da parte del GSE, mentre a luglio dello stesso anno ha avuto luogo la prima sessione di mercato organizzato dal GME.

Le tipologie di COFER negoziabili nella sede per la contrattazione delle garanzie di origine predisposta dal GME sono riferibili alle seguenti fonti energetiche rinnovabili: idroelettrica, eolica, solare, geotermica, altro.

4.4.1 Il Mercato COFER (MCOFER), la Piattaforma Bilaterale (PB-COFER), le Aste del GSE

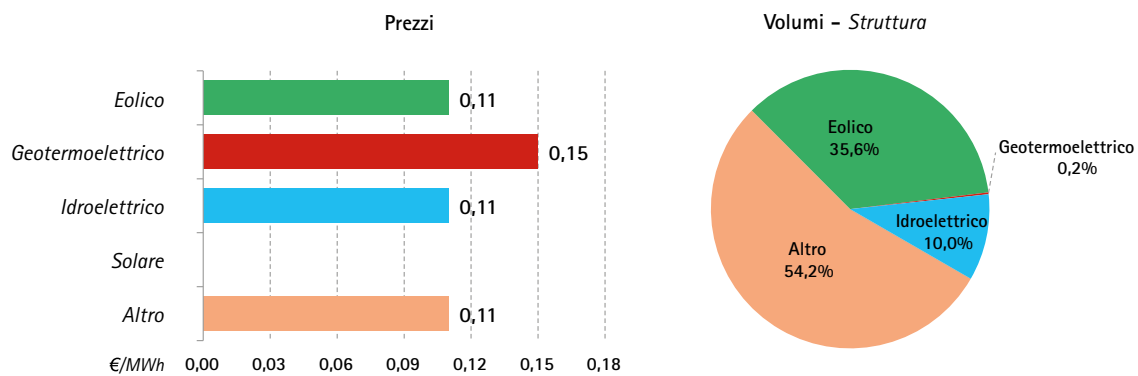
Nelle sei sessioni del 2012 nel Mercato COFER sono stati scambiati 473 mila MWh (1 COFER = 1 MWh). La tipologia *Altro*, con 256 mila MWh, è stata quella più negoziata (54,2% del totale), mentre non si è registrato alcuno scambio per le garanzie di origine di tipo *Solare*.

Il prezzo medio delle diverse tipologie COFER negoziate si è allineato a 0,11 €/MWh, ad eccezione del *Geotermoelettrico* che è stato scambiato a 0,15 €/MWh (Tab C.4.4; Fig C.4.11).

Tab C.4.6 Mercato COFER: esiti. Anno 2012

	Eolico	Geotermoelettrico	Idroelettrico	Solare	Altro
Volumi scambiati (MWh)	168.048	1.002	47.451	-	256.101
Valore Totale (€)	17.812	150	5.280	-	28.927
Prezzo minimo (€/MWh)	0,09	0,04	0,11	-	0,08
Prezzo massimo (€/MWh)	0,18	0,15	0,13	-	0,18
Prezzo medio (€/MWh)	0,11	0,15	0,11	-	0,11

Fig C.4.19 Mercato COFER: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012



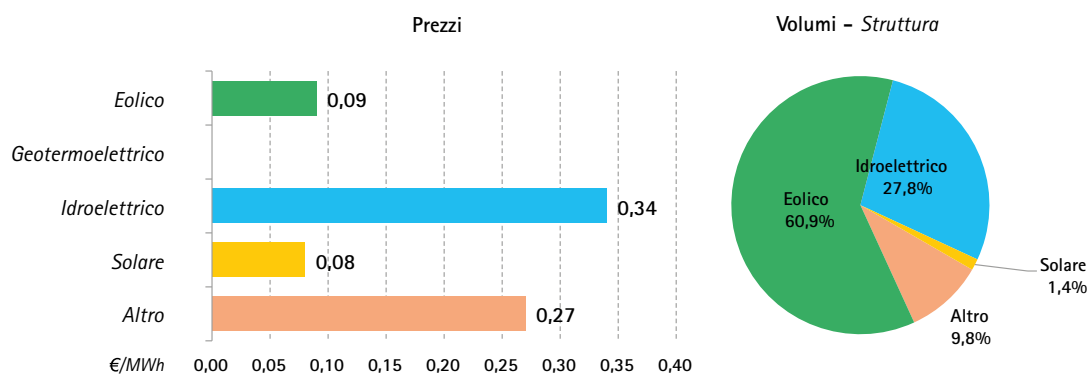
Nella Piattaforma Bilaterale, invece, nel 2012 sono state registrate garanzie di origine per 1.750 mila MWh, al netto dei 43.454 MWh scambiati infragruppo. L'*Eolico*, con 1.066 mila MWh (60,9% del totale), è stata la tipologia più negoziata, seguita dall'*Idroelettrico* con 487 mila MWh.

Per quanto riguarda i prezzi medi, nel 2012, le tipologie *Idroelettrico*, con 0,34 €/MWh, e *Altro*, con 0,27 €/MWh, si sono attestate su livelli decisamente più elevati rispetto a *Eolico* e *Solare*, pari rispettivamente a 0,09 e 0,08 €/MWh (Tab C.4.7; Fig C.4.20).

Tab C.4.7 Piattaforma Bilaterale COFER: esiti. Anno 2012

	Eolico	Geotermoelettrico	Idroelettrico	Solare	Altro
Volumi scambiati (MWh)	1.065.826	-	487.139	24.954	171.888
Valore Totale (€)	97.611	-	164.455	1.996	47.100
Prezzo minimo (€/MWh)	0,07	-	0,00	0,08	0,10
Prezzo massimo (€/MWh)	0,20	-	3,00	0,08	0,40
Prezzo medio (€/MWh)	0,09	-	0,34	0,08	0,27

Fig C.4.20 Piattaforma Bilaterale COFER: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012



Nelle tre aste del 2012, il GSE ha offerto garanzie di origine per oltre 8,5 milioni di MWh di cui circa l'87% della tipologia *Altro*. Complessivamente sono state assegnate Garanzie di Origine per 1.417 mila MWh, di cui 691 mila MWh di tipo *Altro* (pari al 62,9% del totale), 523 mila MWh di tipo *Solare* e 204 mila MWh di tipo *Eolico*.

I prezzi medi ponderati sono oscillati tra 0,08 €/MWh della tipologia *Altro* ed i 0,12 €/MWh del *Solare* (Tab C.4.8; Fig C.4.21).

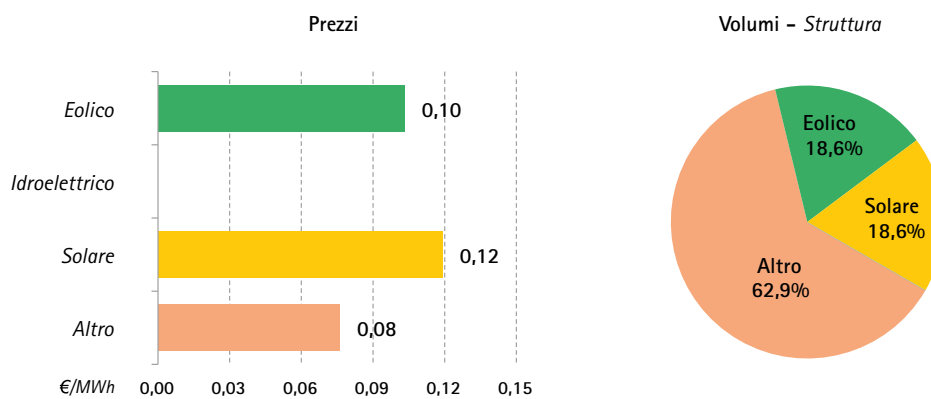
Aste GSE: esiti. Anno 2012

Tab C.4.8

	Eolico	Idroelettrico	Solare	Altro
Volumi offerti (MWh)	291.561	509	803.879	7.406.288
Volumi assegnati (MWh)	203.953	-	522.501	691.000
Prezzo minimo (€/MWh)	0,04	-	0,13	0,03
Prezzo massimo (€/MWh)	0,14	-	0,12	0,13
Prezzo medio ponderato (€/MWh)	0,10	-	0,12	0,08
Controvalore (€)	20.755	-	60.210	52.600

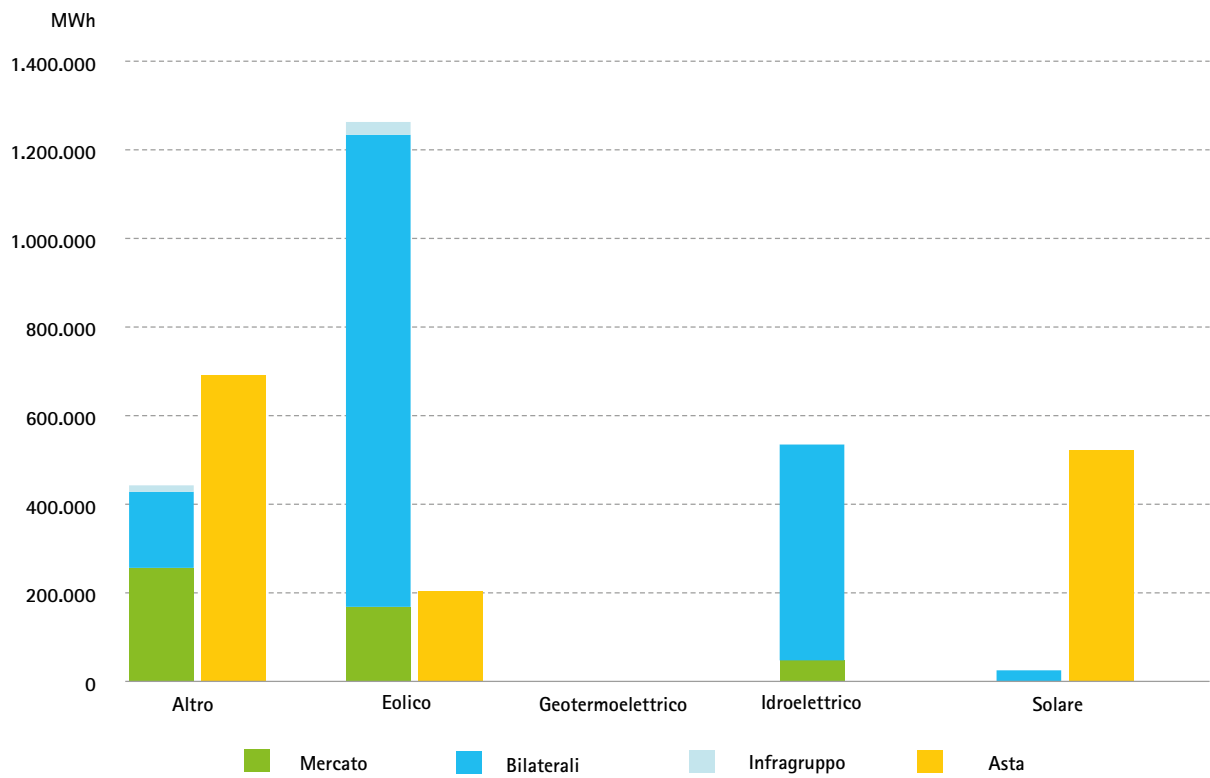
Aste GSE: prezzi e struttura dei volumi. Anno 2012

Fig C.4.21



Nel 2012 sulla Piattaforma Bilaterale COFER è stata registrata quasi la metà (48,1%) delle Garanzie di Origine complessivamente scambiate e/o assegnate, ma con prezzi medi decisamente più alti rispetto al mercato organizzato dal GME ed alle assegnazioni del GSE per le tipologie *Idroelettrico* ed *Altro* (Fig C.4.22).

Fig C.4.22 Volumi scambiati. Anno 2012







APPENDICE

I

PROFILO SOCIETARIO

APPENDICE I

Profilo societario	136
1. IL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI	136
1.1. Governance	136
1.2. I compiti istituzionali	139
1.2.1. Gestione dei mercati	139
1.2.2. Monitoraggio del mercato elettrico.....	141
1.3. Le attività internazionali	142
1.4. I corrispettivi	145



PROFILO SOCIETARIO

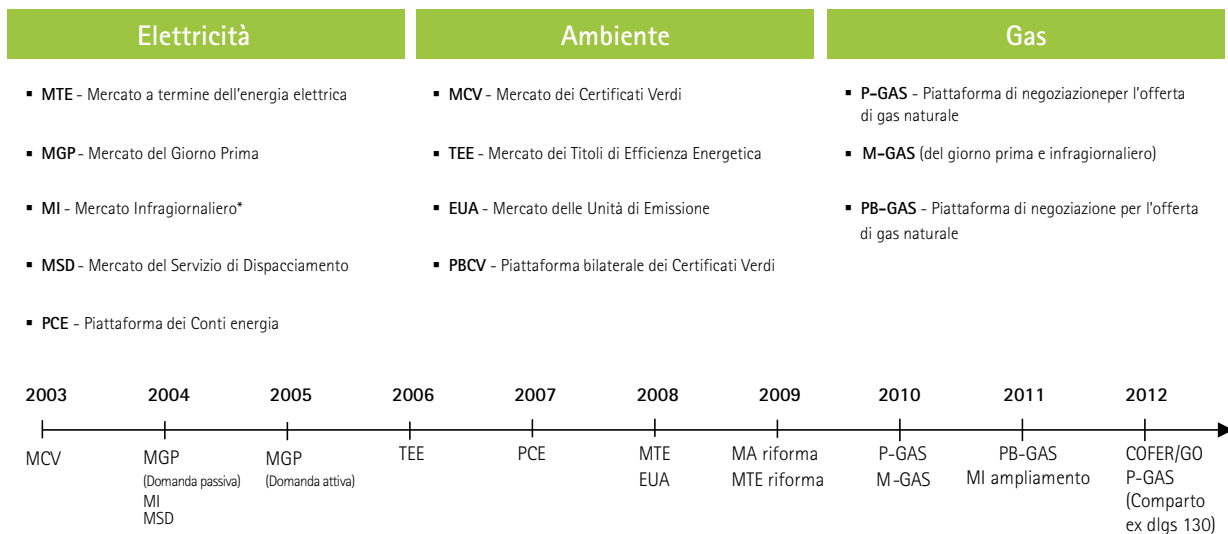
1. IL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

1.1 Governance

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società per azioni pubblica, costituita nel 2001 ai sensi dell'art.5 del decreto legislativo 79/99 (c.d. "Decreto Bersani"), a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del Mercato Elettrico e del Mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Alla Società è affidata anche la gestione della 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.

Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi, dei Titoli di Efficienza Energetica (cosiddetti "certificati bianchi"), delle Unità di Emissione, nonché delle Certificazioni di Origine per impianti alimentati da Fonti di Energia Rinnovabile (COFER/Garanzie di Origine).

Fig 1.1 Mercati gestiti dal GME



L'azionista unico del GME è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), società che sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di incentivi per la produzione elettrica e promuove lo sviluppo sostenibile mediante campagne di sensibilizzazione sull'uso efficiente dell'energia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

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 e il gas.

Le regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica - istituito ai sensi dell'articolo 10 dei DD.MM. 20 luglio 2004 -, le regole della Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, così come le regole di funzionamento della Piattaforma Conti Energia e della Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale, sono definite dal GME, previa approvazione

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le regole di funzionamento del Mercato organizzato e della Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (CO-FER/GO) sono predisposte dal GME, che le trasmette all'AEEG per la relativa verifica, ai sensi della Delibera ARG/elt 104/11.

Con riferimento al funzionamento del Mercato delle Unità di Emissione, istituito dal GME nell'ambito delle disposizioni poste dalla Direttiva 2003/87/CE, le regole sono predisposte e approvate dal GME.

L'operatività sui mercati elettrici è soggetta, ai sensi della Delibera ARG/elt 115/08 e ss. mm. ii., ad attività di vigilanza e monitoraggio da parte dell'AEEG.

Il Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT), pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea l'8 dicembre 2011, che definisce i concetti di "market abuse" nei mercati all'ingrosso dell'energia (identificati nelle casistiche di "market manipulation" e "insider trading"), ha inoltre introdotto, in capo alle Borse elettriche europee e quindi anche al GME, nuovi compiti di vigilanza e di monitoraggio che comportano l'obbligo di segnalazione all'AEEG di potenziali casi di market abuse, nonché l'istituzione e il mantenimento di adeguate procedure finalizzate all'individuazione dei casi di "market manipulation" e "insider trading".

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione, composto da tre membri, nominati con delibera dell'Assemblea dell'Azionista, per la durata di tre esercizi. Al Consiglio di Amministrazione compete in via esclusiva la gestione della società; gli Amministratori in carica compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale della Società.

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:

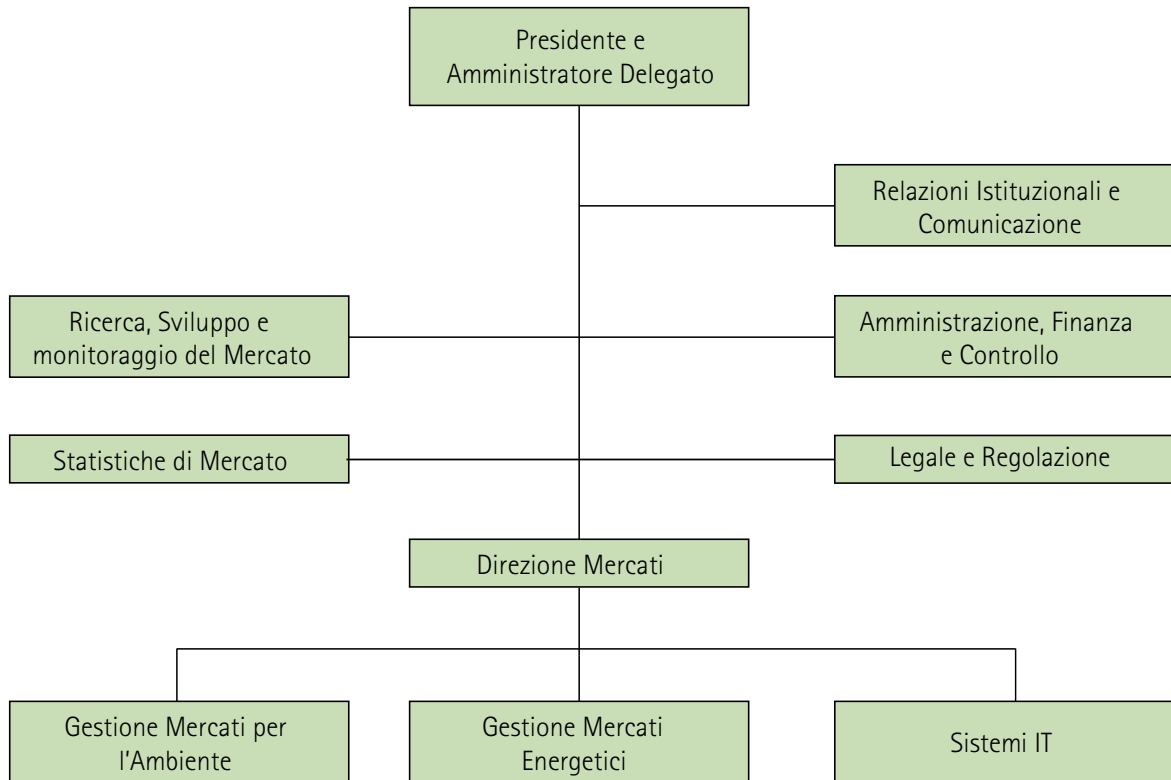
- ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, e presiede l'Assemblea;
- convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso;
- è investito, in base a deliberazione consiliare, di tutti i poteri per 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;
- il Collegio dei Probiviri.

L'organico della società al 31 dicembre 2012 è composto da 95 dipendenti (di cui 3 distaccati), organizzati su nove unità, secondo lo schema riportato in Fig 1.2.

Fig 1.2 Organigramma del GME



1.2 I compiti istituzionali

1.2.1 Gestione dei mercati

Il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione del Mercato Elettrico e di quello del Gas naturale, nell'ambito dei quali vengono scambiati prodotti con consegna fisica, nonché dei Mercati per l'Ambiente. Alla Società è affidata anche la gestione della Piattaforma dei Conti Energia (PCE), per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica.

Nell'ambito del mercato elettrico il GME organizza e gestisce le seguenti piattaforme:

- **Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE).** Disciplinato dal decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003 come successivamente integrato e modificato, il MPE è stato avviato il 1 aprile 2004 in attuazione dell'articolo 5 del d.lgs. 79/99. Tale mercato è stato parzialmente ridisegnato a partire dal 1 novembre 2009 ai sensi della legge 2/2009 ed è articolato in tre sottomercati:
 - a. **Mercato del Giorno Prima (MGP),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
 - b. **Mercato Infragiornaliero (MI),** che ha sostituito la funzione del precedente Mercato di Aggiustamento, permette agli operatori del mercato a pronti di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: due organizzate nel giorno d-1 a valle del MGP (MI1 e MI2), operative dal 31 ottobre 2009, e altre due sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4) organizzate nel giorno d e introdotte a partire dal 1 gennaio 2011.
 - c. **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD),** sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in una sessione ex ante finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva e in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB). Il MSD ex ante si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2 e MSD3) e il MB in 5 sessioni.
- **Piattaforma dei Conti Energia (PCE).** Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e successive modificazioni ed avviata il 1° aprile 2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine fisici di compravendita di energia elettrica conclusi su base bilaterale (c.d. *over the counter* o OTC) o sul MTE.
- **Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE).** Avviato il 1° novembre 2008 ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008 e ridisegnato a partire dal 1° novembre 2009 ai sensi della legge 2/2009 ed in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare energia elettrica a termine con obbligo di consegna e ritiro.
- **Consegna Derivati Energia (CDE).** A partire dal 26 novembre 2009, in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, il GME gestisce una piattaforma che consente agli operatori del mercato elettrico di liquidare per consegna fisica, mediante la loro registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX (il mercato dei derivati elettrici, gestito da Borsa Italiana SpA).

Nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata, inoltre, la gestione dei mercati ambientali, ovvero:

- **Mercato dei Certificati Verdi (MCV).** Avviato nel marzo del 2003 ai sensi dell'articolo 6 del D.M. 11 novembre 1999 (definitivamente abrogato con D.M. 18 dicembre 2008), è finalizzato allo scambio di certificati attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, allo scopo di consentire il rispetto

degli obblighi di immissione/importazione della stessa previsti dal d.lgs. 79/99;

- **Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV).** E' una funzionalità del MCV introdotta nel 2007 con lo scopo di registrare gli scambi bilaterali di certificati verdi tra operatori. In attuazione del D.M. 18 dicembre 2008 è stato introdotto l'obbligo di registrazione di tutti gli scambi bilaterali con indicazione delle quantità e del prezzo.
- **Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).** Avviato nel marzo del 2006, ha come obiettivo lo scambio dei cosiddetti "certificati bianchi" che attestano la realizzazione di interventi volti alla riduzione dei consumi energetici, allo scopo di consentire ai soggetti obbligati il rispetto dei vincoli di risparmio previsti dai DD.MM. 20 luglio 2004 come successivamente modificati. Con il Decreto Ministeriale del 5 settembre 2011 disciplinante il nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR), l'accesso al sistema dei TEE è stato esteso anche alle unità di cogenerazione CAR, mediante l'introduzione della nuova tipologia di TEE II-CAR. Con riferimento all'evoluzione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, il GME ha adeguato, nel corso del primo trimestre 2013, il quadro regolamentare applicabile ai sistemi di negoziazione e registrazione dei certificati bianchi in applicazione di quanto disposto dal D.M. 28 dicembre 2012, introducendo, tra l'altro, due ulteriori tipologie di TEE di tipo "IN" e di tipo "E", emesse rispettivamente, ai sensi di quanto disposto dall'art. 8, comma 3, del citato D.M. 28 dicembre 2012, in materia di premialità per l'innovazione tecnologica ed in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.
- **Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (Registro TEE).** Avviato nel 2006 e funzionale allo svolgimento delle attività del mercato dei TEE, è finalizzato ad assegnare ad ogni operatore iscritto un conto proprietà personale, una sorta di "portafoglio elettronico" ove viene registrato il numero totale dei TEE in possesso di ciascun operatore. Le funzionalità del Registro consentono agli operatori di conoscere, in tempo reale, lo stato del proprio portafoglio e di inserire direttamente le singole transazioni concluse bilateralmente al di fuori del contesto di Mercato. Il GME, successivamente, in attuazione delle previsioni di cui alla Delibera EEN n. 5/08 dell'AEEG recante *"Approvazione del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) del 28 dicembre 2007, n. 345/07 e all'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007"* ha predisposto il Regolamento di funzionamento del Registro.
- **Mercato delle Unità di Emissione (EUA).** Il mercato è stato avviato nell'aprile del 2007 nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di *Emission Trading* in Europa, per favorire lo scambio dei cosiddetti "certificati neri", rappresentativi della quantità di emissioni di CO₂ consentite nell'ambito di una serie di attività economiche espressamente regolate (ad esempio quelle energetiche), ed allocati attraverso i Piani Nazionali di Allocazione. In data 1° dicembre 2010, il Consiglio di Amministrazione del GME ha deliberato la sospensione dell'operatività del Mercato delle Unità di Emissione, con decorrenza immediata e fino a successiva comunicazione, in considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato ed, in particolare, dei presunti comportamenti irregolari o illeciti, prontamente segnalati dal GME alle Istituzioni di riferimento - Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Economia e delle Finanze - e alle Autorità di controllo.
- **Sistemi di scambio delle garanzie di origine (CO-FER).** Con Deliberazione AEEG ARG/elt 104/11 è stata affidata al GME l'organizzazione e la gestione del sistema di scambio delle CO-FER (Garanzie d'Origine), che comprende, in un unico testo regolamentare, la gestione del mercato organizzato (M-COFER), avviato il 5 luglio 2012 e la relativa piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali (PB-COFER), attiva dall'11 giugno 2012.

Per quanto concerne il settore gas, la legge n. 99 del 23 luglio 2009 ha assegnato al GME la gestione dei mercati del gas, che si articolano in:

- **Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS).** Su tale piattaforma, avviata il 10 maggio 2010, sia i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione Europea, sia i titolari delle concessioni di coltivazione di giacimenti di gas naturale sul territorio nazionale, sono tenuti ad adempiere agli obblighi di offerta e/o cessione di quote previsti dall'art. 11 della legge 40/07. A tal fine la P-GAS disciplina la gestione dei comparti "Import" e "Aliquote": nel comparto *Import* sono offerte le quote di gas di cui all'art. 11, comma 2, della Legge 40/07, nonché altre quote offerte da soggetti diversi da quelli sottoposti agli obblighi di legge; nel comparto *Aliquote* sono invece offerte le quote di gas dovute allo Stato di cui all'art. 11, comma 1, della Legge 40/07. Inoltre, a fronte delle disposizioni di cui al D. Lgs. n.130/10 recante *"Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99"*, - che ha previsto misure volte a favorire lo sviluppo di capacità di stoccaggio, ed in applicazione di quanto stabilito dall'AEEG con le Deliberazioni ARG/Gas 193/10, ARG/Gas 79/11 e 67/2012/R/gas - il GME, a partire da aprile 2012, consente, nell'ambito dei propri sistemi di scambio di gas naturale, la negoziazione delle quote di gas consegnate dagli stoccatore virtuali abbinati ai soggetti investitori aderenti che si siano avvalsi delle misure previste all'art. 9 del D. Lgs. 130/10. In particolare, i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, alternativamente o cumulativamente, sul M-GAS e sulla P-GAS. Con specifico riferimento alla P-GAS, il GME ha dunque istituito un ulteriore terzo comparto della stessa piattaforma, denominato *"ex d.lgs. 130/10"*, attraverso il quale i soggetti investitori aderenti potranno adempiere all'obbligo predetto.
- **Mercato a pronti del gas (M-GAS).** Operativo dal 10 dicembre 2010, è un mercato a pronti organizzato nel mercato del giorno prima - le cui contrattazioni si svolgono, secondo le modalità di negoziazione continua e ad asta, in successione tra loro - ed in un mercato infra-giornaliero, le cui contrattazioni si svolgono, invece, secondo le modalità di negoziazione continua.
- **Piattaforma di Bilanciamento del Gas naturale (PB-GAS).** Dal 1 dicembre 2011 il GME organizza e gestisce, per conto di Snam Rete Gas, la piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS), nell'ambito della quale gli utenti abilitati, di cui all'articolo 1, comma 1, lettera k), della Delibera ARG/gas 45/11 (gli utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico), offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas, in qualità di soggetto responsabile del bilanciamento, offre sulla PB-GAS, in acquisto o in vendita, una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema. La selezione delle offerte accettate sulla PB-GAS avviene secondo le modalità della negoziazione ad asta. Con riferimento all'evoluzione del mercato di bilanciamento, al fine di fornire al gestore di rete un ulteriore strumento di mercato atto a bilanciare il sistema e agli operatori un'ulteriore modalità di partecipazione al mercato, il GME, ai sensi della deliberazione 538/2012/R/gas, predisporrà, nel corso del 2013, le regole di funzionamento di una sessione di bilanciamento nel giorno antecedente il giorno di consegna del gas stesso (G-1), che, previa consultazione con i soggetti interessati, saranno sottoposte all'approvazione finale da parte dell'AEEG.

1.2.2 Monitoraggio del mercato elettrico

Fin dall'avvio delle contrattazioni sul mercato elettrico nell'aprile 2004, il GME ha svolto numerose attività strumentali all'esercizio delle funzioni di monitoraggio da parte dei soggetti istituzionalmente

preposti secondo le diverse competenze, in particolare l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) e il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Nello specifico, il GME svolge le attività strumentali all'esercizio da parte dell'AEEG della funzione di monitoraggio del mercato elettrico, secondo i termini e le modalità previste nella delibera ARG/elt 115/08 dell'AEEG recante il Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM), successivamente modificata ed integrata dalle delibere ARG/elt 60/09, ARG/elt 50/10, ARG/elt 77/10, ARG/elt 180/10, ARG/elt 110/11, 66/2012/R/EEL ed 180/2012/R/EEL.

Ai sensi del TIMM il GME:

- realizza e gestisce un apposito datawarehouse (DWH) che integra i dati del mercato elettrico con quelli quotati sui principali mercati spot dell'energia europei e sui diversi mercati a termine dell'energia (fisici e finanziari, regolati e OTC), rendendolo accessibile all'AEEG mediante un apposito strumento di business intelligence (articolo 3);
- realizza appositi indicatori di monitoraggio e sviluppa vere e proprie simulazioni di mercato di tipo *what-if* finalizzate a valutare l'effetto sul mercato di politiche di offerta alternative da parte degli operatori secondo le indicazioni fornite dall'AEEG (articoli 4 e 5);
- raccoglie presso gli operatori, mediante un'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE), dati riservati relativi ai contratti a termine sul prezzo dell'energia e alla capacità di generazione nella loro disponibilità (articolo 8);
- si è dotato di un'apposita "unità di monitoraggio".

Il GME ha adempiuto alle previsioni suddette ed in tal senso ha realizzato l'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE) dedicata alla raccolta dei contratti a termine degli operatori.

Il 28 dicembre 2011 è entrato in vigore il Regolamento europeo n. 1227/2011, che istituisce obblighi di monitoraggio in capo ai "soggetti che compiono operazioni su prodotti energetici all'ingrosso a titolo professionale", e quindi anche alle Borse, che sono tenuti a segnalare alle Autorità nazionali competenti casi sospetti di abuso di mercato e/o insider trading e a "istituire e mantenere efficaci provvedimenti e procedure per individuare le (suddette) violazioni" (art.15).

1.3 Le attività internazionali

Il GME, nell'ambito del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE, disegnato dal "Terzo Pacchetto", è impegnato nelle attività internazionali mirate allo sviluppo di un mercato unico europeo dell'energia.

In tale ambito, il GME partecipa al progetto di *Market Coupling* sulla frontiera italo-slovena, che consente di allocare i diritti fisici giornalieri di interconnessione tra i due Paesi in modo implicito, attraverso la risoluzione dei rispettivi mercati del giorno prima dell'energia gestiti dal GME e da BSP (gestore del mercato sloveno).

Segnatamente, le aste implicite, integrando l'allocazione della capacità di interconnessione con l'esecuzione dei mercati dell'energia, garantiscono un uso sempre efficiente della capacità stessa, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto.

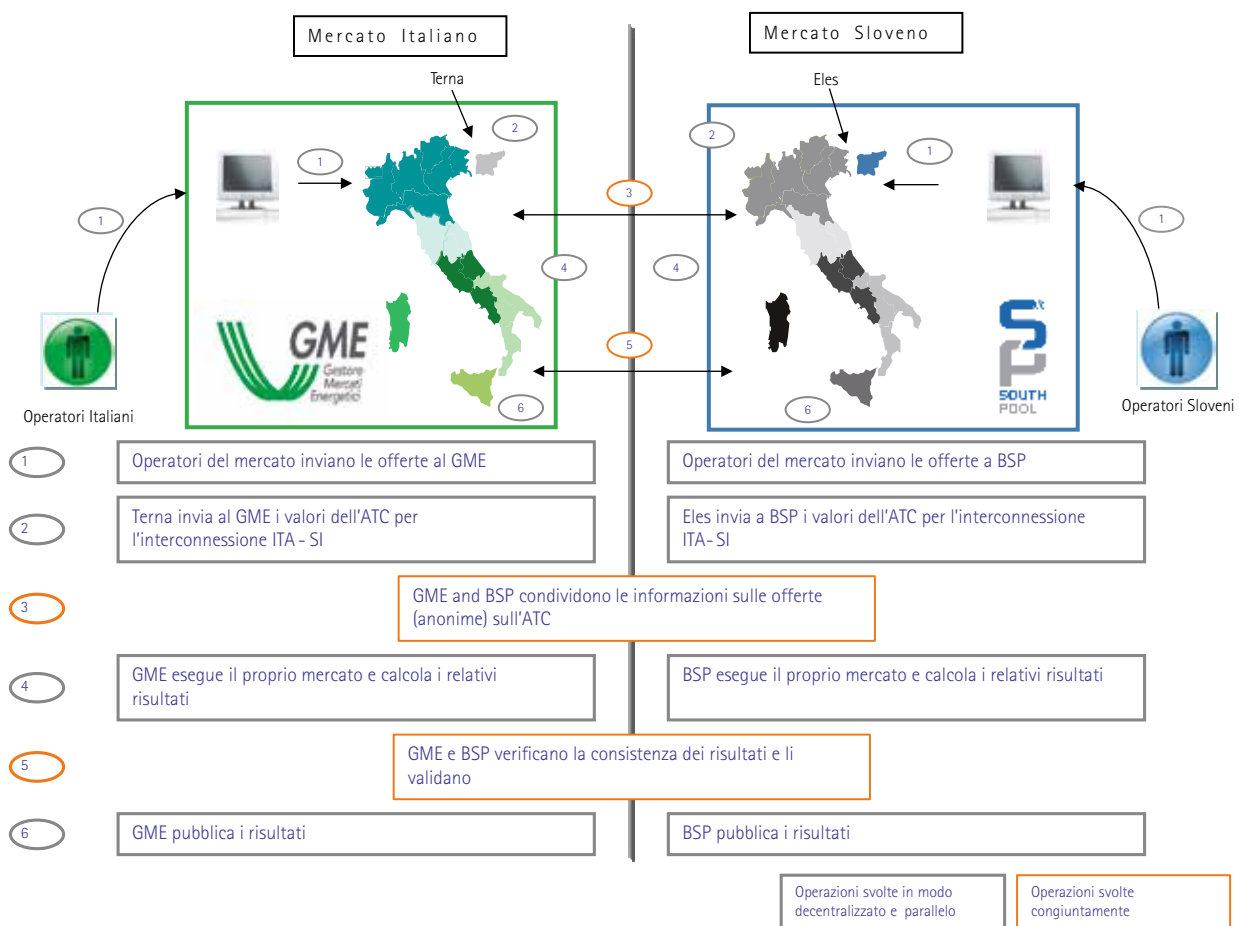
Il modello di coupling adottato sulla frontiera italo-slovena è un *decentralized price coupling*¹. In tale contesto, GME e BSP si sono dotati di un algoritmo di *matching* comune, il quale riproduce le regole di *matching* dei rispettivi mercati e tiene conto del modello di rete rappresentativo sia della struttura della rete elettrica italiana che di quella slovena. Tale algoritmo viene gestito, in modo parallelo e decentralizzato,

¹ Per avere maggiori informazioni sul modello del decentralized price coupling si rinvia al documento pubblicato sul sito internet del GME: http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MC_Modello.aspx

da ciascuno dei due gestori, i quali ricevono le offerte dai rispettivi operatori e, prima di eseguire il proprio mercato, si scambiano le informazioni rilevanti relative alle curve di domanda e di offerta derivanti dalle offerte ricevute e ai vincoli di rete sulle rispettive zone di mercato. Dopo aver condiviso tali informazioni, adottando un algoritmo di *matching* comune, il GME e BSP calcolano contemporaneamente gli esiti del proprio mercato tenendo conto delle condizioni di mercato e di rete dell'altro Paese e determinano contemporaneamente il flusso di energia sull'interconnessione tra Italia e Slovenia (vale a dire allocano la capacità su tale interconnessione) in funzione dei prezzi che si determinano sui rispettivi mercati dell'energia.

Funzionamento del market coupling tra Italia e Slovenia

Fig 1.3



Al fine di raggiungere l'obiettivo finale dell'integrazione del mercato unico UE dell'energia il GME, dal 2010, unitamente alle principali borse europee (EPEX – Francia/Germania; OMIE– Spagna, NORDPOOL – Paesi Scandinavi, APX Endex – UK/Olanda; BELPEX – Belgio; OTE – Repubblica Ceca), partecipa, inoltre, allo sviluppo del Price Coupling of Regions (PCR), finalizzato all'applicazione di un meccanismo, basato su una metodologia decentralizzata, di price coupling a livello UE.

Il progetto, in fase avanzata di sviluppo, si basa su tre pilastri:

- la realizzazione di un algoritmo comune che incorpori le specificità dei diversi mercati;
- la creazione di un sistema di scambio dati che supporti una gestione decentralizzata dell'algoritmo (c.d. Broker & Matcher);

- una struttura di governance basata su contratti che regolino la cooperazione tra le borse e la comproprietà degli asset necessari alla gestione del processo.

Il progetto, dopo l'avvio e il significativo avanzamento dello sviluppo industriale dei prototipi di algoritmo e dell'infrastruttura di scambio dati necessari alla gestione del coupling, converge verso la fase di finalizzazione e successiva attivazione dello stesso, in linea con la roadmap definita dalle Istituzioni europee di riferimento (in particolare dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia-ACER).

Parallelamente, nell'ambito delle iniziative regionali della macro-regione Central South Europe, nel luglio 2012, le borse elettriche ed i TSO appartenenti ai Paesi che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia) hanno costituito, congiuntamente al GME e a Terna, un tavolo di lavoro allo scopo di avviare un progetto, nell'ambito del mercato del giorno prima, volto a definire, in modo coordinato e condiviso, i processi operativi di pre e post coupling², coerentemente con le tempistiche di integrazione dei mercati UE, indicate dalla Roadmap di riferimento dell'ACER per la creazione del mercato interno dell'energia. Tale nuovo progetto, denominato "Italian Borders Working Table – Pre-Post Coupling project" (IBWT - PPC) ha come scopo l'analisi di tutte le attività operative che necessitano di essere attentamente valutate e verificate, tanto dalle borse elettriche quanto dai gestori di rete, in vista dell'avvio nel 2014 del market coupling europeo.

Il GME è inoltre impegnato, unitamente agli altri membri di Europex³, nel Progetto Intraday cross borders europeo finalizzato all'integrazione dei mercati intraday dell'energia per l'allocazione implicita della capacità interfrontaliera disponibile, secondo le caratteristiche del target model identificato a livello UE. In tale ambito è attualmente in fase di definizione il Cooperation Agreement fra le PX associate a Europex, che dovrà costituire il contratto in cui sono definiti i ruoli e le responsabilità delle singole Borse europee nella gestione coordinata del progetto con particolare riferimento agli aspetti relativi alla gestione e all'utilizzo del software/sistema IT da impiegare nella gestione dei flussi transfrontalieri nell'ambito dei mercati infra-giornalieri dell'Unione Europea.

Infine, il GME è tra i soci fondatori di Europex tra i cui obiettivi principali vi è il sostegno al processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia, attraverso la promozione del ruolo delle borse dell'energia nel processo di integrazione dei mercati, ed è coinvolto nella definizione delle linee d'azione dell'associazione attraverso una costante partecipazione ai lavori dei gruppi tecnici costituiti al suo interno.

² 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, le procedure di nomina dei programmi fisici transfrontalieri, nonché il calcolo e la distribuzione della rendita da congestione generata dal differenziale di prezzo tra i mercati elettrici dei paesi limitrofi.

³ Association of European energy exchanges.

1.4 I corrispettivi

La partecipazione ai mercati gestiti dal GME è soggetta a corrispettivi strutturati secondo lo schema riportato nella successiva tabella.

Ancora oggi il MPE rappresenta il mercato prevalente sia in termini di fatturato passante (84,6%) che di corrispettivi (54,2%). Merita, tuttavia, rilevare come i mercati ambientali, che raccolgono un fatturato sensibilmente inferiore (1,3%), contribuiscono in maniera apprezzabile in termini di corrispettivi raccolti (13,8%) (Tab1.2).

Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME – Anno 2012

Tab 1.1

	Fisso una tantum (€)	Fisso annuo (€)	Variabile (€/MWh)	Note
MPE	7.500	10.000	- una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente; - un corrispettivo pari a 0,04 €/MWh per i quantitativi eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh; - un corrispettivo pari a 0,03 €/MWh per i quantitativi eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh; - un corrispettivo pari a 0,02 €/MWh per i quantitativi eccedenti i 10 TWh.	
PCE	1.000		- un corrispettivo per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate pari a 0,02 €/MWh .	Qualora l'operatore della PCE sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso
MTE			- un corrispettivo variabile pari a 0,01 € per ogni MWh negoziato.	
CDE			- un corrispettivo variabile pari a 0,045 € per ogni MWh registrato.	
MCV – PBCV			- per i primi 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,06 per certificato; - oltre i 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,03 per certificato	
TEE			0,2 € per ciascun TEE scambiato	
CO2			0,0025 € per ogni unità di emissione negoziata (pari ad 1 t/CO2)	
P-COFER			- corrispettivo per ogni COFER negoziato sul mercato e/o bilateralmente pari a 0,005 €	
P-GAS			- un corrispettivo di negoziazione pari a 0,0025 €/GJ per i comparti import ed aliquote; - un corrispettivo di negoziazione pari a 0,009 €/MWh per il comparto ex d.lgs. 130/10;	
M-GAS ⁴			Un corrispettivo variabile pari a 0,01 € per ogni MWh negoziato	
PB-GAS			Un corrispettivo variabile pari a 0,003 € per ogni GJ negoziato	

4 A partire dal 1 Maggio 2012 le misure dei corrispettivi di accesso e fisso annuo - inizialmente pari, rispettivamente, a 7.500 euro e 10.000 euro - sono state poste pari a "0" euro.

Tab 1.2

Dati di sintesi dei mercati GME

Anno 2012	Volumi	Fatturato passante (migliaia di €)	Corrispettivi (migliaia di €)(*)	Corrispettivi %
MERCATI ELETTRICI		22.832.063	29.737	81,4%
MPE (**)	250,1 TWh	19.566.908	19.801	54,2%
MTE (***) e CDE	55,0 TWh	2.906.683	1.099	3,0%
PCE (****)	344,5 TWh	n/a	8.298	22,7%
Altre partite	n/a n/a	358.472	539	1,5%
MERCATI AMBIENTALI		289.840	5.058	13,8%
MCV	3,8 Mln	289.788	1.982	5,4%
PBCV	28,5 Mln	n/a		
TEE - mercato organizzato	2,5 Mln	n/a	1.014	2,8%
TEE - bilaterali	5,1 Mln	n/a	2.033	5,6%
M-COFER	0,5 Mln	52	5	0,0%
PB-COFER	1,7 Mln	n/a	17	0,0%
Aste COFER	1,4 Mln	n/a	7	0,0%
EUA	n/a n/a	n/a	n/a	n/a
MERCATI GAS		4.868	556	1,5%
P-GAS	2,9 TWh	n/a	52	0,1%
M-GAS	0,2 TWh	4.868	107	0,3%
PB-GAS	34,9 TWh	n/a	397	1,1%
Altri ricavi a margine	n/a n/a	n/a	1.175	3,2%
Totale		23.126.771	36.526	100,0%

(*) L'ammontare dei corrispettivi relativi al MPE e al M-GAS include anche il totale dei corrispettivi fissi annui e di accesso versati dagli operatori per la partecipazione ai diversi mercati gestiti dal GME.

(**) Volumi riferiti esclusivamente al MGP e al MI. I volumi MGP inoltre sono espressi al lordo degli sbilanciamenti ex art. 43, comma 43.1 del Testo Integrato della disciplina del Mercato Elettrico e dei casi di indempimento di cui all'art. 89, comma 89.5 lettera b) della medesima Disciplina.

(***) Volumi di energia contrattualizzati nel periodo in esame indipendentemente dal periodo di consegna e inclusivi dei volumi derivanti dall'OTC clearing.

(****) Transazioni registrate su PCE.



ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI

BBL	Barile di Petrolio
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CDE	Consegna derivati energia
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
CFD	Contratti per Differenza
CH	Clearing House
CIP6	Delibera 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
CV	Certificati Verdi
ERIs	Electricity Regional Initiatives
ESCO	Energy Service COmpany (Società di Servizi Energetici)
ETS	Emission Trading Scheme
EUA	Emission Unit Allowance
GO	Garanzie d'Origine
GJ	Gigajoule
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GRIs	Gas Regional Initiatives
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
ITEC®	Italian Thermoelectric Cost
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IZM	Indice di Zona Marginale
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento
MCP	Market Clearing Price
MCV	Mercato Certificati Verdi
MGP	Mercato del Giorno Prima
MGP-GAS	Mercato del Giorno Prima del Gas
MI	Mercato infragiornaliero
MI-GAS	Mercato infragiornaliero del Gas
MOL	Margine Operativo Lordo
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
MZ	Mercato Zonale
NBP	National Balancing Point
OTC	Over The Counter
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali

PBCV	Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei Certificati Verdi
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCG	Project Coordination Group
PCR	Price Coupling of Regions
P-GAS	Piattaforma di negoziazione di quote import gas e royalties
PIL	Prodotto Interno Lordo
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PX	Power Exchange
PZ	Prezzo Zonale
RO	Risultato Operativo
ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
TW	Terawatt
TWh	Terawattora

GLOSSARIO

Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

Organismo dell'Unione europea istituito nel 2010 ai sensi del Regolamento (CE) n. 713/2009 (Terzo pacchetto energia). La sua missione è assistere, a livello comunitario, le autorità nazionali nell'esercizio delle loro funzioni di regolamentazione e, laddove necessario, coordinare le loro azioni.

Anno di stoccaggio

L'anno di stoccaggio del gas naturale parte il 1 aprile e termina il 31 marzo dell'anno successivo.

Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)

Nota anche come Autorità Antitrust, è un organismo indipendente istituito dalla legge n. 287 del 10/10/1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Essa ha anche competenze in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa e in materia di conflitti di interesse.

Cascading

Procedura tramite cui i contratti a termine, ad es. trimestrali e annuali (futures, forward e contratti per differenze), al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte ad un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica.

Certificati Verdi

Certificati che, ai sensi dell'art. 5 del D.M. 24 ottobre 2005 e ss.mm.ii., attestano la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE per i primi dodici anni di esercizio di un impianto; la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. Hanno un valore pari a 1 MWh e possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) dai soggetti con eccessi o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

Churn Ratio

Indicatore, utilizzato per misurare il grado di liquidità degli hub del gas, calcolato come rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato.

CIP 6

Delibera n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottata nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GSE ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs. 79/99 e da questi viene ceduta in borsa ai sensi dell'articolo 3.13 dello stesso d.lgs. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del d.lgs. 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GSE ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dal 1 gennaio 2005 l'energia CIP6 viene offerta dal GSE direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenze con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate.

Clean Development Mechanism (CDM)

È uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

Clearing House

Organismo, presente nelle Borse valori, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

Coefficiente di variazione

Indicatore di volatilità espresso in termini percentuali e dato dal rapporto tra la deviazione standard e il valore medio dei prezzi.

COFER

Per COFER si intendono le garanzie di origine (GO).

Consegna Derivati Energia (CDE)

Piattaforma organizzata dal GME per consentire l'esercizio dell'opzione di consegna fisica per i contratti future sull'energia elettrica negoziati su IDEX.

Contratto bilaterale

Contratto di compravendita di energia elettrica concluso tra operatori al di fuori della borsa elettrica. Il prezzo e le quantità oggetto del contratto sono definiti liberamente dalle parti e la consegna avviene mediante registrazione sull'apposita piattaforma gestita dal GME per conto di Terna (PCE).

Contratto derivato

Strumento finanziario il cui prezzo e la cui valutazione dipendono dal valore di un altro bene, definito strumento sottostante. Rientrano in questa categoria opzioni e futures.

Contratto differenziale

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale tra un prezzo definito nel contratto stesso (strike) e quello che si determina sul mercato sottostante a scadenze e per quantitativi prestabiliti. Esistono contratti differenziali "a due vie" in cui il differenziale di prezzo viene scambiato sia se positivo che se negativo e "ad una via", che rappresentano di fatto delle opzioni call. In quest'ultimo caso l'acquirente paga anticipatamente un premio e se il prezzo di mercato del sottostante risulta superiore allo strike stabilito nel contratto, riceve dalla controparte la differenza; in caso contrario non si verificano flussi finanziari.

Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)

Corrispettivo orario, definito dall'articolo 43 della deliberazione n. 111/06 e ss.mm.ii dell'AEEG. Con riferimento ai programmi di immissione e ai soli programmi di prelievo riferiti a punti di offerta misti, ovvero a punti di offerta in prelievo appartenenti a zone virtuali estere registrati ai sensi del Regolamento della PCE, tale corrispettivo è, per ciascuna ora, pari al prodotto tra: 1) la differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale della zona in cui sono collocati i punti di dispacciamento; 2) il programma C.E.T. post-MGP. Per il GME, tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora, sia su MGP che su MI, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa.

Dispacciamento di merito economico

Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna S.p.A. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia quelle prodotte da impianti con potenza minore di 10 MVA, da impianti CIP6, da impianti che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

Fonti energetiche rinnovabili

Rientrano in tale categoria il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Forward

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura, quindi, come una vendita/acquisto a consegna differita.

Future

Contratto a termine che si differenzia dal forward per la standardizzazione che caratterizza le principali clausole contrattuali e per il fatto di essere scambiato su mercati organizzati.

Garanzie di origine (GO)

Per garanzie di origine si intendono i titoli COFER ovvero i documenti attestanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili rilasciati dal GSE per le finalità di cui al D.M. 31 luglio 2009, oggetto di negoziazione sul M-COFER ovvero oggetto di registrazione sulla PB-COFER.

Gas ad effetto serra

Cfr. Protocollo di Kyoto.

Gas naturale liquefatto (GNL)

Gas naturale che è stato sottoposto a processo di liquefazione per consentirne il trasporto su navi metaniere. Per poter essere utilizzato a destinazione e riportato allo stato originario vengono usate delle infrastrutture appositamente costruite, denominate rigassificatori.

Giorno Gas

La giornata gas corrisponde al periodo di 24 ore consecutive che inizia alle 06.00 di ciascun giorno di calendario e termina alle 06.00 del giorno di calendario successivo.

IDEX

Segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati - IDEM, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., nell'ambito del quale sono negoziati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica.

Importatore P-GAS

Per importatore si intende il soggetto cui il Ministero dello Sviluppo Economico ha rilasciato autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in paesi non appartenenti all'Unione Europea, ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 164/00 e che è tenuto ad offrire quote di importazione ai sensi dell'art 1 del DM 19.03.2008.

Indice di Hirschmann–Herfindahl (HHI)

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo. Le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE¹.

Indice di operatore marginale (IOM)

Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuno di essi e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni operatore marginale e ogni macrozona viene, quindi, calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.

Indice di operatore residuale (IOR)

Indice, relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato, che misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. È definito, per ciascun operatore, come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore < 1 in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta. Lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali. Anche le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e sono assegnate all'operatore GSE. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe. Vengono periodicamente pubblicati, per ogni macrozona: la percentuale di ore in cui c'è stato almeno un operatore residuale; la percentuale dell'energia venduta in condizioni di residualità sull'energia complessivamente venduta, pari alla media semplice delle quantità residuali orarie della macrozona (definite a loro volta come somma, su tutti gli operatori, della quantità offerta da ciascuno meno la quantità complessivamente offerta più la quantità complessivamente venduta); il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari.

Indice di tecnologia marginale (ITM)

Del tutto analogo allo IOM (cfr. Indice di operatore marginale). Prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore.

¹ Gli approfondimenti relativi alle modalità di calcolo sono presenti sul sito www.mercatoelettrico.org

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Limiti di Transito

Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MW I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate giornalmente da Terna S.p.A. al GME e da questi pubblicate sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della procedura che porta all'identificazione dei prezzi di equilibrio sul MGP e sul MI.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Margine

Nelle operazioni che riguardano titoli o strumenti derivati, è la percentuale del controvalore dei titoli in posizione (acquistati o venduti) che deve essere mantenuta in contante o in attività finanziarie liquide dall'operatore di mercato, a garanzia delle possibili variazioni di valore dell'investimento.

Mark to Market

Procedimento di rivalutazione giornaliera di un portafoglio di contratti derivati sulla base dei prezzi espressi dal mercato, utilizzato nelle borse a termine per gestire i margini versati dagli operatori a garanzia delle posizioni assunte.

Market Clearing Price (MCP)

Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

Market coupling

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garantendo, tra l'altro, che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

Market splitting

Meccanismo finalizzato alla gestione delle congestioni di rete del tutto analogo al Market coupling da cui si differenzia per il fatto che le zone di mercato coinvolte sono gestite da un unico soggetto. È il caso del mercato italiano gestito dal GME che ha una struttura zonale.

Mercati OTC (Over the Counter)

Mercati non regolamentati, ossia tutti quei mercati in cui vengono trattate attività al di fuori dei mercati organizzati e regolamentati. Solitamente le modalità di contrattazione non sono standardizzate ed è possibile stipulare contratti "atipici". In generale i contratti negoziati su tali mercati presentano livelli di liquidità inferiore rispetto a quelli scambiati sui mercati regolamentati.

M-COFER

È il mercato COFER ovvero la sede di negoziazione dei CO-FER organizzata e gestita dal GME.

Mercato a pronti del gas

Si intende il mercato organizzato del gas, articolato in Mercato del Giorno prima del gas (MGP-GAS) e mercato Infragiornaliero del gas (MI-GAS).

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Sul MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del Ggiorno Prima del gas (MGP-GAS)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas per il periodo rilevante successivo a quello in cui termina la seduta della negoziazione ad asta dello stesso MGP-GAS. Su MGP-GAS possono operare tutti gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV). Il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro, nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.

Mercato elettrico a termine (MTE)

Sede di negoziazione di contratti a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro.

Mercato infragiornaliero (MI)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione. Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del

merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

MSD ex - ante

Si articola in tre sottofasce di programmazione: MSD1, MSD2 e MSD3. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MSD ex-ante vengono resi noti entro le ore 14.00 del giorno di consegna. Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

Nomination

Procedura mediante la quale ciascun operatore comunica al gestore del sistema di trasporto e bilanciamento i propri programmi di immissione (prelievo).

Offset

Procedura tipica dei mercati a termine che consente di chiudere una posizione prima della scadenza concludendo un contratto di segno opposto rispetto a quello originario. Tale meccanismo è reso possibile dalla standardizzazione dei contratti negoziati.

Opzione

Contratto che conferisce all'acquirente la facoltà di acquistare (call option) o vendere (put option) una certa attività finanziaria o reale a un prezzo prefissato (strike) a una certa data (opzione europea) o entro la stessa (opzione americana). Il diritto è rilasciato dal venditore (writer) all'acquirente (buyer) dietro il pagamento contestuale di un premio che rappresenta il prezzo dell'opzione.

P-GAS

Piattaforma di negoziazione organizzata e gestita dal GME per l'offerta di gas naturale ed articolata nel comparto import e nel comparto aliquote.

PB-COFER

È la piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei COFER, nonché delle transazioni bilaterali risultanti in esito alle procedure concorrenziali.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla deliberazione n. 111/06 dell'AEEG e dal Regolamento emanato dal GME. La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (baseload, peak load, off peak, weekend) e una non standard. Gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi a contratti a termine con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica.

Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV)

Piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

Polo di produzione limitato

Insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) senza punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto. Nel mercato italiano è definita come una zona virtuale nazionale.

Potenza di punta

È il valore più elevato di potenza elettrica fornita o assorbita in un qualsiasi punto della rete in un determinato intervallo di tempo.

Prezzo a pronti (spot)

Prezzo corrente, esprime il «valore di mercato» attuale di un determinato bene o attività finanziaria.

Prezzo di equilibrio

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda e offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in due o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

Prezzo unico nazionale (PUN)

Media dei prezzi zonal di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo zonale (Pz)

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

Price Coupling of Regions (PCR)

Accordo di cooperazione tra le sei principali borse elettriche europee (APX/ENDEX, Belpex, EPEX, GME, OMEL, NordPool) avente come obiettivo quello di individuare un meccanismo coordinato per la formazione del prezzo dell'energia elettrica su tali mercati. Il progetto intende porre le basi per la creazione di un vero mercato europeo dell'energia.

Protocollo di Kyoto

Trattato internazionale in materia di ambiente, sottoscritto nella città giapponese da cui prende il nome l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, precisamente metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990 (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

PSV

Sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale - modulo PSV, di cui alla Deliberazione dell'Autorità n. 22/04, organizzato e gestito da Snam Rete Gas.

Registro COFER

Registro delle garanzie di origine organizzato e gestito dal GSE, nell'ambito del quale i COFER nella titolarità di ciascun operatore sono annotati nel relativo conto proprietà.

Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

Insieme delle linee che in Italia fanno parte della rete usata per trasportare energia elettrica dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

Shale Gas

Particolare e molto diffusa tipologia di gas non convenzionale ricavata da scisti argillosi. Ha assunto un ruolo sempre più importante, soprattutto negli Stati Uniti, grazie allo sviluppo di nuove tecniche di perforazione che ne rendono economicamente conveniente l'estrazione.

Spark spread

Indicatore di sostenibilità dei prezzi elettrici per impianti a ciclo combinato, dato dalla differenza tra prezzo di vendita dell'energia e costo variabile di combustibile di un impianto a ciclo combinato.

Tep (Tonnellate Equivalenti di Petrolio)

Unità convenzionale utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, tenendo conto del loro potere calorifico.

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

Società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti.

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati bianchi

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04). I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti.

Transmission System Operator (TSO)

Soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica e del gas.

Unconstrained

Su MGP prezzo o quantità virtuali che si determinerebbero in assenza di vincoli di transito.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO₂, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

Volatilità

L'indicatore per la valutazione della volatilità è calcolato su base mensile come deviazione standard dei ritorni logaritmici dei prezzi giornalieri e poi aggregato a livello annuale attraverso media aritmetica.

Nel caso del Mercato dei Certificati Verdi (MCV), caratterizzato da una sola sessione settimanale, l'indicatore della volatilità è invece calcolato su base annuale come deviazione standard dei ritorni logaritmici delle sessioni settimanali.

Zona

Sezione della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone, sono definite da Terna S.p.A. ed approvate dall'AEEG. Attualmente le zone risultano essere la seguenti:

- **Zona Geografica.** Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).
- **Zona Virtuale nazionale.** Polo di produzione limitato. Le zone virtuali nazionali sono Monfalcone (MFTV), Rossano (ROSN), Brindisi (BRNN), Priolo (PRGP), Foggia (FOGN).
- **Zona Virtuale estera.** Punto di interconnessione con l'estero. Le zone virtuali estere sono Francia (FRAN), Svizzera (SVIZ), Austria (AUST), Slovenia (SLOV), BSP (zona rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito da BSP e collegato a IPEX tramite il meccanismo del market coupling), Corsica (CORS), Corsica AC (COAC), Grecia (GREC). Inoltre la Deliberazione ARG/elt 243/10 del 16 dicembre 2010, che ha approvato lo schema di Pentalateral Agreement recante le procedure operative finalizzate all'implementazione del meccanismo del market coupling con la Slovenia, ha introdotto, tra l'altro, la zona virtuale estera BSP rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito dalla borsa BSP. Laddove non diversamente specificato, i volumi (acquisti/vendite) della voce "Estero" sommano i volumi delle zone virtuali estere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Corsica AC e Grecia al flusso di energia in esito al meccanismo di market coupling; nel dettaglio il flusso in uscita verso la zona BSP è incluso negli acquisti, mentre il flusso in entrata dalla zona BSP è incluso nelle vendite.
- **Zona di mercato.** Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del MGP e del MI. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zionali non diversi.

BIBLIOGRAFIA

- AEEG (2012), Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
- AEEG (2012), Dati statistici
- AIEE - Associazione Italiana Economisti dell'Energia (2012), I mercati energetici internazionali nel 2013 e le prospettive per l'Italia - Rapporto Osservatorio Energia AIEE
- British Petroleum (2012), Energy Outlook
- British Petroleum (2012), Statistical Review of World Energy
- CEGH (2008-12), Dati statistici
- Commissione Europea - DG ECFIN (2011), Dati AMECO
- Enerdata (2012), Yearbook
- EEX (2008-12), Dati statistici
- ERGEG (2012), Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity
- ERGEG (2011), Status Review on the ERGEG Regional Initiatives 2011
- Fondo Monetario Internazionale (2012), World Economic Outlook, ottobre
- Gas Infrastructure Europe (2012), Dati statistici
- Gasunie TS (2008-12), Dati statistici
- GME (2004), "Uniform purchase price algorithm", www.mercatoelettrico.org
- GME (2012), Vademecum della borsa elettrica italiana
- International Energy Agency (2012), Key World Energy Statistics
- International Energy Agency (2012), World Energy Outlook
- Istat (2012), Rapporti mensili
- Istat (2013) - Stima preliminare del PIL - IV trimestre 2012, febbraio
- Meteogiornale.it (2012), Dati statistici
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2008), Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012
- Ministero dello Sviluppo Economico - Bilanci Energetici Nazionali (2011)
- National Grid Gas (2008-12), Dati statistici
- PowerNext (2008-12), Dati statistici
- REF (2012), Natural Gas Outlook
- SNAM (2006-12), Dati statistici al 31/12/2012
- Stogit (2004-12), Dati statistici
- Terna (2011), Dati statistici
- Terna (2011), Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale
- Terna (2011), Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2011 - 2021
- Terna (2012), Rapporti mensile sul sistema elettrico
- Thomson-Reuters (2008-12), Dati statistici
- Unione Petrolifera (2011), Data Book
- Unione Petrolifera (2012), Data Book
- Zeebrugge Hub Operator (2008-12), Dati statistici





APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2012





APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2012



INTRODUZIONE.....	p.	III
1. MGP - Mercato del Giorno Prima.....	p.	1
PREZZI	p.	3
DOMANDA.....	p.	11
OFFERTA.....	p.	17
LIQUIDITÀ.....	p.	33
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	37
CONCENTRAZIONE.....	p.	45
2. MA/MI - Mercato di Aggiustamento e Infragiornaliero.....	p.	49
3. MTE - Mercato Elettrico a Termine.....	p.	65
4. PCE - Piattaforma per Conti Energia.....	p.	67
5. MA - Mercati Ambientali	p.	71
INDICE DELLE TABELLE.....	p.	77



INDICE

INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2012 del Gestore dei Mercati Energetici (GME), attraverso una ricca serie di tabelle, illustra l'andamento delle serie storiche annuali delle principali variabili del Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato Infragiornaliero (MI), del Mercato Elettrico a Termine (MTE), della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) e dei Mercati Ambientali.

L'appendice si articola in quattro sezioni:

- **Mercato del Giorno Prima.** Offre dettagliate informazioni sui principali indicatori del mercato distinti per:
 - » *Prezzi* - livello e volatilità del prezzo di acquisto (PUN) e dei prezzi di vendita zonali;
 - » *Domanda* - volumi di energia elettrica offerti in acquisto, acquisti a livello Sistema Italia ed a livello zonale, nel mercato organizzato dal GME ed al di fuori di esso (contrattazione bilaterale);
 - » *Offerta* - volumi di energia elettrica offerti in vendita, vendite a livello Sistema Italia ed a livello zonale, nel mercato organizzato dal GME ed al di fuori di esso (contrattazione bilaterale) e vendite per tipologia di impianto;
 - » *Liquidità e struttura degli acquisti e delle vendite*;
 - » *Configurazione zonale* - zone di mercato, transiti interzonali, rendita del sistema e Corrispettivi di assegnazione dei diritti di transito (CCT);
 - » *Concentrazione del mercato* - indice di Hirschman-Herfindahl (HHI), indice di determinazione del prezzo per operatore (IOM) e tecnologia (ITM), indice dell'operatore residuale (IOR) e quote di mercato degli operatori.
- **Mercato di Aggiustamento** (fino al 31/10/2009) e **Mercato Infragiornaliero** (a partire dal 01/11/2009) - livello e volatilità dei prezzi, acquisti e vendite per tipologia di impianto.
- **Mercato Elettrico a Termine** - prodotti scambiati, volumi e posizione aperta.
- **Piattaforma per Conti Energia** - transazioni registrate, posizione netta e programmi fisici.
- **Mercati Ambientali** - Prezzi e volumi del Mercato dei Certificati Verdi e del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.



1

MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI	p.	3
DOMANDA	p.	11
OFFERTA	p.	17
LIQUIDITÀ.....	p.	33
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	37
CONCENTRAZIONE	p.	45



1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI



Tabella 1 **MPG - Prezzo di acquisto**

€/MWh		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Media	Baseload	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48
	Picco	87,80	108,73	104,90	114,38	83,05	76,77	82,71	86,28
	Fuori picco	43,18	57,06	53,00	72,53	53,41	57,34	66,71	69,77
€/MWh									
Minimo	Baseload	10,42	15,06	21,44	21,54	9,07	10,00	10,00	12,14
	Picco	34,68	50,57	47,70	40,96	35,15	46,52	57,99	47,22
	Fuori picco	10,42	15,06	21,44	21,54	9,07	10,00	10,00	12,14
€/MWh									
Massimo	Baseload	170,61	378,47	242,42	211,99	172,25	174,62	164,80	324,20
	Picco	170,61	378,47	242,42	211,99	172,25	174,62	164,80	222,25
	Fuori picco	117,58	160,04	162,63	172,09	134,23	154,70	146,89	324,20
Volatilità									
Volatilità	Baseload	9,1%	7,7%	8,0%	9,1%	13,1%	11,0%	7,3%	8,8%
	Picco	6,3%	5,6%	8,8%	10,1%	14,3%	12,6%	8,0%	8,7%
	Fuori picco	8,4%	5,8%	7,4%	10,3%	13,1%	9,4%	7,6%	9,5%

MGP – Prezzo di vendita zonale: *base load* Tabella 2

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	57,71	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	74,05
Centro Nord	58,62	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	73,87
Centro Sud	59,03	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	73,16
Sud	59,03	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	70,34
Calabria	59,83	75,67	73,22	87,99				
Sicilia	62,77	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	95,28
Sardegna	60,38	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	81,67
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	57,71	73,49	68,37	82,90	60,82	61,98	70,18	
Turbigo R.	57,70	73,57	68,47					
Piombino	58,97	77,62						
Brindisi	58,94	74,28	72,98	86,93	57,04	57,66	68,20	68,49
Foggia		71,55	69,96	86,79	59,31	58,99	67,16	67,81
Rossano	58,99	74,61	73,00	86,99	58,75	58,47	69,01	70,00
Priolo G.	62,18	76,68	78,44	118,46	87,95	89,58	93,11	95,28
<i>Zone estere</i>								
Francia	52,32	64,34	-	-	60,82	61,98	70,18	74,05
Svizzera	55,66	64,66	50,47	-	60,78	61,98	70,18	74,05
Austria	53,20	58,32	-	-	60,82	61,98	70,18	74,05
Slovenia	55,90	70,94	41,08	-	60,82	61,98	70,18	74,05
BSP							57,20	53,02
Grecia	55,68	67,96	-	-	57,04	57,66	68,20	68,49
Corsica	57,38	73,33	71,07	87,25	61,33	91,58	74,60	81,60
Corsica AC		81,53	75,00	91,84	82,01	73,36	80,94	81,67
Esterio Corsica		81,53	75,00	91,84				
Esterio Nord-Est	57,21	73,63	68,22	82,92				
Esterio Nord-Ovest	57,68	73,63	68,45	82,92				
Esterio Sud	61,16	68,48	64,62	80,35				

MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *base load* Tabella 3

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	10,7%	8,6%	11,6%	10,7%	13,5%	11,9%	7,2%	8,8%
Centro Nord	9,5%	7,5%	6,3%	10,0%	15,3%	12,6%	8,6%	9,1%
Centro Sud	8,3%	7,5%	5,9%	10,1%	16,5%	14,0%	9,2%	10,2%
Sud	8,3%	7,5%	5,8%	10,0%	16,6%	12,3%	9,1%	12,0%
Calabria	9,5%	9,3%	6,2%	10,8%				
Sicilia	10,4%	10,8%	10,9%	18,2%	17,1%	22,9%	15,1%	15,1%
Sardegna	10,0%	10,6%	10,7%	15,6%	29,0%	20,9%	16,4%	20,0%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	10,7%	8,7%	11,6%	10,7%	13,5%	11,9%	7,2%	
Turbigo R.	10,7%	8,9%	11,6%					
Piombino	8,5%	6,5%						
Brindisi	8,4%	8,2%	5,9%	9,8%	18,6%	12,7%	9,5%	13,2%
Foggia		13,1%	11,6%	10,0%	16,6%	12,3%	19,5%	30,3%
Rossano	8,3%	6,8%	5,9%	9,8%	18,6%	15,0%	9,3%	13,9%
Priolo G.	10,1%	8,6%	10,5%	18,7%	17,4%	22,5%	15,1%	15,1%
<i>Zone estere</i>								
Francia	38,9%	38,2%	-	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%
Svizzera	28,8%	19,6%	12,3%	-	13,6%	11,9%	7,2%	8,8%
Austria	27,3%	82,4%	-	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%
Slovenia	16,5%	39,3%	20,4%	-	13,4%	11,9%	7,2%	8,8%
BSP							9,2%	17,3%
Grecia	18,7%	12,8%	-	-	18,5%	12,7%	9,5%	13,2%
Corsica	10,2%	12,3%	21,6%	16,3%	25,2%	44,4%	19,3%	22,6%
Corsica AC		12,0%	10,7%	15,6%	29,0%	23,2%	16,4%	20,0%
Esterio Corsica		12,0%	10,7%	15,6%				
Esterio Nord-Est	10,8%	8,6%	12,7%	10,7%				
Esterio Nord-Ovest	11,1%	8,6%	11,6%	10,7%				
Esterio Sud	16,6%	11,1%	16,4%	15,8%				

Tabella 4

MGP – Prezzo di vendita zonale: *picco*

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	86,85	107,49	100,44	108,94	79,06	73,39	79,90	85,24
Centro Nord	88,27	109,41	109,41	113,29	81,26	74,29	81,96	84,96
Centro Sud	88,61	109,36	109,81	115,47	81,36	74,98	81,31	83,96
Sud	88,61	109,35	109,80	114,83	74,01	66,83	76,48	77,38
Calabria	89,24	109,82	109,95	115,66				
Sicilia	91,85	113,26	116,95	161,57	123,85	120,16	114,15	111,20
Sardegna	88,50	113,49	109,24	118,19	108,30	93,38	92,84	88,96
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	86,85	107,29	100,37	108,89	79,06	73,39	79,90	
Turbigo R.	86,84	107,42	100,44					
Piombino	88,54	109,27						
Brindisi	88,53	108,13	109,72	114,38	70,84	64,98	75,13	76,06
Foggia		106,39	105,72	114,83	73,87	66,81	73,08	74,42
Rossano	88,56	108,84	109,72	114,43	72,26	65,96	76,44	76,90
Priolo G.	91,24	110,26	115,42	159,07	123,48	119,77	114,15	111,19
<i>Zone estere</i>								
Francia	80,49	93,49	-	-	79,06	73,39	79,90	85,24
Svizzera	84,05	89,68	68,79	-	78,97	73,39	79,90	85,24
Austria	79,23	83,83	-	-	79,06	73,39	79,90	85,24
Slovenia	84,73	103,20	58,50	-	79,06	73,39	79,90	85,24
BSP							69,79	68,81
Grecia	83,59	96,29	-	-	70,84	64,98	75,13	76,06
Corsica	85,18	103,96	103,67	113,56	80,22	121,87	86,09	85,70
Corsica AC		114,97	109,24	118,19	108,30	93,10	92,84	88,96
Estero Corsica		114,97	109,24	118,19				
Estero Nord-Est	86,11	107,49	100,11	108,94				
Estero Nord-Ovest	86,85	107,49	100,38	108,94				
Estero Sud	91,69	97,78	95,41	104,77				

Tabella 5

MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *picco*

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	8,2%	6,7%	13,9%	12,1%	15,8%	13,9%	8,2%	9,3%
Centro Nord	6,3%	5,5%	6,5%	10,8%	17,8%	15,3%	10,4%	9,2%
Centro Sud	5,5%	5,4%	5,9%	10,9%	19,8%	17,2%	10,7%	9,8%
Sud	5,5%	5,5%	5,9%	10,8%	20,3%	15,5%	11,1%	13,4%
Calabria	6,4%	8,2%	6,3%	11,6%				
Sicilia	7,5%	8,7%	9,6%	18,4%	15,1%	24,6%	16,4%	14,4%
Sardegna	7,2%	8,4%	10,7%	16,1%	30,0%	23,6%	19,6%	18,3%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	8,2%	6,8%	13,9%	12,1%	15,8%	13,9%	8,2%	
Turbigo R.	8,2%	7,0%	13,9%					
Piombino	5,7%	4,3%						
Brindisi	5,8%	6,5%	6,0%	10,5%	23,4%	14,9%	12,5%	14,5%
Foggia		11,3%	12,1%	10,8%	20,2%	15,5%	25,2%	46,1%
Rossano	5,7%	4,6%	6,0%	10,6%	24,0%	15,2%	11,2%	13,4%
Priolo G.	7,8%	6,0%	9,2%	19,0%	15,7%	24,2%	16,4%	14,4%
<i>Zone estere</i>								
Francia	37,3%	49,4%	-	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%
Svizzera	26,3%	45,6%	15,8%	-	16,2%	13,9%	8,2%	9,3%
Austria	11,8%	128,2%	-	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%
Slovenia	10,4%	52,7%	42,2%	-	15,6%	13,9%	8,2%	9,3%
BSP							10,2%	18,4%
Grecia	15,1%	14,6%	-	-	23,3%	14,9%	12,5%	14,5%
Corsica	7,2%	9,2%	11,0%	17,2%	22,7%	42,3%	24,7%	16,9%
Corsica AC		9,8%	10,7%	16,1%	30,0%	27,5%	19,6%	18,3%
Estero Corsica		9,8%	10,7%	16,1%				
Estero Nord-Est	8,2%	6,7%	15,0%	12,1%				
Estero Nord-Ovest	8,2%	6,7%	13,9%	12,1%				
Estero Sud	21,7%	16,0%	13,2%	13,2%				

MGP – Prezzo di vendita zonale: *fuori picco* Tabella 6

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	42,34	55,99	51,52	69,18	51,09	55,86	65,05	68,14
Centro Nord	42,98	57,05	53,38	70,04	52,13	56,12	65,48	68,01
Centro Sud	43,43	57,09	53,55	72,92	52,28	55,95	65,36	67,46
Sud	43,44	57,09	53,55	72,90	51,75	54,80	65,12	66,62
Calabria	44,33	57,89	53,75	73,38				
Sicilia	47,45	61,09	59,65	97,48	69,01	73,37	82,02	86,87
Sardegna	45,55	63,40	56,83	77,91	67,99	62,84	73,13	77,82
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	42,34	55,88	51,39	69,17	51,09	55,86	65,05	
Turbigo R.	42,34	55,93	51,52					
Piombino	43,39	60,15						
Brindisi	43,34	56,66	53,48	72,44	49,68	53,73	64,55	64,49
Foggia		53,75	50,99	71,98	51,53	54,80	64,05	64,32
Rossano	43,40	56,79	53,52	72,49	51,54	54,45	65,08	66,35
Priolo G.	46,86	59,19	58,82	97,01	68,99	73,37	82,02	86,87
<i>Zone estere</i>								
Francia	37,46	49,15	-	-	51,09	55,86	65,05	68,14
Svizzera	40,69	51,62	40,75	-	51,08	55,86	65,05	68,14
Austria	39,47	45,03	-	-	51,09	55,86	65,05	68,14
Slovenia	40,71	54,14	31,83	-	51,09	55,86	65,05	68,14
BSP							50,56	44,68
Grecia	40,96	53,21	-	-	49,68	53,73	64,55	64,49
Corsica	42,72	57,38	53,78	73,35	51,25	75,32	68,55	79,44
Corsica AC		64,45	56,83	77,91	67,99	62,77	74,67	77,82
Esterio Corsica		64,45	56,83	77,91				
Esterio Nord-Est	41,97	55,99	51,30	69,18				
Esterio Nord-Ovest	42,31	55,99	51,52	69,18				
Esterio Sud	45,05	53,22	48,28	67,46				

MGP – Volatilità dei prezzi di vendita zonali: *fuori picco* Tabella 7

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	9,6%	7,3%	8,7%	11,2%	13,3%	9,9%	7,6%	9,6%
Centro Nord	8,8%	4,8%	7,6%	11,3%	13,9%	9,8%	8,0%	9,6%
Centro Sud	8,2%	4,8%	7,4%	11,5%	14,1%	11,0%	8,7%	10,3%
Sud	8,2%	4,8%	7,4%	11,5%	14,2%	10,9%	8,8%	11,2%
Calabria	9,8%	6,6%	7,6%	12,5%				
Sicilia	11,0%	11,6%	13,5%	22,1%	18,5%	21,6%	17,9%	17,2%
Sardegna	10,9%	10,2%	13,3%	18,1%	31,1%	17,8%	15,0%	23,2%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	9,6%	7,3%	8,7%	11,2%	13,3%	9,9%	7,6%	
Turbigo R.	9,6%	7,5%	8,7%					
Piombino	8,3%	4,7%						
Brindisi	8,2%	5,4%	7,5%	11,6%	14,6%	12,0%	8,9%	12,7%
Foggia		7,2%	9,9%	11,5%	14,2%	10,9%	17,6%	26,5%
Rossano	8,3%	4,7%	7,5%	11,6%	14,9%	12,0%	8,9%	11,4%
Priolo G.	10,4%	10,4%	13,4%	22,4%	18,6%	21,6%	17,9%	17,2%
<i>Zone estere</i>								
Francia	36,1%	26,5%	-	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%
Svizzera	15,3%	13,4%	9,0%	-	13,0%	9,9%	7,6%	9,6%
Austria	13,2%	93,6%	-	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%
Slovenia	13,0%	35,0%	12,7%	-	13,1%	9,9%	7,6%	9,6%
BSP							8,8%	18,5%
Grecia	12,9%	5,5%	-	-	14,5%	12,0%	8,9%	12,7%
Corsica	11,5%	9,9%	18,7%	18,0%	20,0%	41,6%	16,0%	22,2%
Corsica AC		12,0%	13,3%	18,1%	31,1%	18,6%	15,0%	23,2%
Esterio Corsica		12,0%	13,3%	18,1%				
Esterio Nord-Est	9,7%	7,3%	10,1%	11,2%				
Esterio Nord-Ovest	11,2%	7,3%	8,7%	11,2%				
Esterio Sud	11,8%	5,4%	15,5%	11,9%				



Tabella 8 MGP – Percentuale dei volumi venduti su cui la zona ha fissato il prezzo

Zona price maker	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nord	47,9%	47,4%	47,7%	46,3%	51,0%	48,0%	56,3%	49,3%
Centro Nord	6,5%	5,9%	8,2%	7,1%	2,1%	3,6%	3,1%	2,8%
Centro Sud	24,0%	18,4%	13,6%	11,0%	7,8%	7,1%	6,3%	8,8%
Sud	11,9%	16,3%	15,7%	13,0%	11,8%	15,9%	15,4%	17,3%
Sicilia	7,0%	6,7%	7,7%	6,0%	6,7%	5,6%	6,6%	6,8%
Sardegna	2,3%	3,0%	2,7%	3,8%	4,3%	2,3%	2,3%	1,8%
Estero	0,4%	2,3%	4,4%	12,9%	16,3%	17,4%	10,0%	13,1%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP – Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee

Tabella 9

€/MWh	Borsa	Area di riferimento*	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Baseload	GME	Italia	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48
	EPEX	Germania	45,98	50,79	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12	42,60
	EPEX	Francia	46,67	49,29	40,88	69,15	43,01	47,50	48,89	46,94
	EPEX	Svizzera	-	-	45,99	74,38	47,92	51,02	56,18	49,52
	EXAA	Austria	46,47	50,97	38,97	66,18	38,95	44,81	51,81	43,22
	NORDPOOL	Area scandinava	29,33	48,59	27,93	44,73	35,02	53,06	47,05	31,20
	OMEL	Spagna	53,68	50,53	39,35	64,44	36,96	37,01	49,93	47,23
	BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	46,21	57,20	53,15
Picco	GME	Italia	87,80	108,73	104,90	114,38	83,05	76,77	82,71	86,28
	EPEX	Germania	63,71	74,59	57,10	89,36	51,56	55,25	61,51	54,15
	EPEX	Francia	64,65	70,45	59,29	93,03	58,67	59,29	61,17	60,37
	EPEX	Svizzera	-	-	63,09	96,94	61,24	62,03	65,90	62,35
	EXAA	Austria	64,27	74,27	58,96	90,47	52,01	55,96	62,09	54,41
	NORDPOOL	Area scandinava	31,22	52,32	31,03	50,16	38,37	59,01	50,50	36,04
	OMEL	Spagna	66,98	61,49	46,44	71,29	40,37	42,08	54,54	53,44
	BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	57,11	69,79	69,02
Fuori Picco	GME	Italia	43,18	57,06	53,00	72,53	53,41	57,34	66,71	69,77
	EPEX	Germania	36,63	38,39	27,85	53,29	32,07	38,71	45,64	36,49
	EPEX	Francia	37,19	38,27	31,11	56,54	34,66	41,17	42,42	39,85
	EPEX	Svizzera	-	-	36,93	62,47	40,81	45,10	51,06	42,75
	EXAA	Austria	37,08	38,84	28,36	53,36	31,97	38,83	46,39	37,32
	NORDPOOL	Area scandinava	28,34	46,65	26,28	41,86	33,23	49,86	45,22	28,64
	OMEL	Spagna	46,67	44,83	35,58	60,82	35,14	34,28	47,49	43,96
	BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	40,31	50,56	44,77
Fuori Picco Lavorativo	GME	Italia	42,15	54,12	48,06	67,75	48,29	54,20	64,32	69,82
	EPEX	Germania	38,48	41,28	29,67	55,87	33,28	40,07	47,27	39,86
	EPEX	Francia	38,65	40,08	31,91	58,18	34,78	42,09	44,02	42,94
	EPEX	Svizzera	-	-	37,01	63,04	39,81	46,12	52,60	46,45
	EXAA	Austria	38,80	41,65	30,01	55,96	32,51	39,96	47,72	40,16
	NORDPOOL	Area scandinava	28,71	47,35	26,38	42,84	33,49	50,70	45,56	29,08
	OMEL	Spagna	47,15	44,47	34,32	59,47	34,30	34,18	47,30	45,13
	BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	41,15	52,58	47,59
Festivo	GME	Italia	44,33	60,25	58,58	77,88	59,27	60,98	69,37	69,71
	EPEX	Germania	34,57	35,24	25,79	50,41	30,69	37,14	43,84	32,72
	EPEX	Francia	35,57	36,30	30,21	54,71	34,52	40,11	40,64	36,38
	EPEX	Svizzera	-	-	36,83	61,82	41,95	43,92	49,33	38,60
	EXAA	Austria	35,16	35,77	26,50	50,44	31,35	37,51	44,91	34,16
	NORDPOOL	Area scandinava	27,93	45,89	26,17	40,76	32,94	48,89	44,85	28,15
	OMEL	Spagna	46,13	45,21	37,01	62,33	36,10	34,40	47,72	42,65
	BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	39,33	48,31	41,61

* L'area scandinava comprende Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca, Estonia.
Per la Slovenia i dati relativi all'anno 2010 si riferiscono al periodo da marzo a dicembre.

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

DOMANDA



Tabella 10 MGP – Offerte di acquisto

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	174.762.321	177.975.401	179.533.755	181.622.010	168.281.460	172.426.210	165.559.483	159.553.221
Centro Nord	35.410.126	35.967.590	36.583.045	36.423.862	34.050.494	34.510.467	33.985.543	31.876.478
Centro Sud	32.017.904	32.397.598	32.673.492	33.349.287	49.740.985	50.437.099	49.611.468	47.833.628
Sud	40.500.008	41.013.470	41.745.127	42.661.271	26.109.079	25.609.410	25.548.161	25.120.187
Calabria	3.478.352	3.637.318	3.624.502	3.950.983				
Sicilia	18.428.690	19.299.280	19.355.979	20.130.439	19.428.168	19.701.151	19.604.279	19.950.006
Sardegna	12.809.788	13.239.487	12.463.267	12.522.979	12.044.453	11.876.453	13.522.990	12.745.288
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	1.278.027	992.397	44.550					
Piombino	-	-						
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	642.776	709.086	687.718	642.679	470.774	355.715	253.792	97.630
Totale nazionale	319.327.992	325.231.627	326.711.435	331.303.510	310.125.413	314.916.505	308.085.714	297.176.437
<i>Zone estere</i>								
Francia	1.299.258	5.448.808	-	-	9.306.006	8.783.050	8.405.712	10.524.580
Svizzera	2.313.850	4.273.552	4.264.060	-	13.748.884	16.235.210	16.938.873	15.885.695
Austria	259.821	549.370	-	-	1.143.049	1.017.230	1.322.203	1.709.545
Slovenia	150.860	506.930	318.568	-	233.890	364.022	99.064	40.024
<i>di cui Market Coupling</i>							98.799	2.685
Grecia	139.825	379.546	-	-	4.242.060	3.333.445	2.620.448	4.388.463
Corsica	333.180	437.070	414.280	419.841	416.408	403.468	415.850	417.400
Corsica AC		-	-	-	-	-	322.325	349.794
Estero Corsica		-	-	-				
Estero Nord-Est	0	-	368.464	1.400.828				
Estero Nord-Ovest	73.083	130.731	1.546.772	17.471.898				
Estero Sud	121.750	131.575	1.801.512	3.722.274				
Totale estero	4.691.628	11.857.582	8.713.656	23.014.841	29.090.296	30.136.425	30.124.475	33.315.501
TOTALE	324.019.620	337.089.209	335.425.092	354.318.351	339.215.709	345.052.930	338.210.189	330.491.938

MGP – Offerte di acquisto: media oraria

Tabella 11

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	19.950	20.317	20.495	20.676	19.210	19.683	18.899	18.164
Centro Nord	4.042	4.106	4.176	4.147	3.887	3.940	3.880	3.629
Centro Sud	3.655	3.698	3.730	3.797	5.678	5.758	5.663	5.446
Sud	4.623	4.682	4.765	4.857	2.980	2.923	2.916	2.860
Calabria	397	415	414	450				
Sicilia	2.104	2.203	2.210	2.292	2.218	2.249	2.238	2.271
Sardegna	1.462	1.511	1.423	1.426	1.375	1.356	1.544	1.451
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	146	113	98					
Piombino	-	-						
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	73	81	79	73	54	41	29	11
Totale nazionale	36.453	37.127	37.388	37.717	35.402	35.949	35.170	33.832
<i>Zone estere</i>								
Francia	148	622	-	-	1.062	1.003	960	1.198
Svizzera	264	488	487	-	1.570	1.853	1.934	1.808
Austria	30	63	-	-	130	116	151	195
Slovenia	17	58	36	-	27	42	11	5
<i>di cui Market Coupling</i>							11	0
Grecia	16	43	-	-	484	381	299	500
Corsica	38	50	47	48	48	46	47	48
Corsica AC		-	-	-	-	-	37	40
Esteri Corsica		-	-	-				
Esteri Nord-Est	0	-	42	159				
Esteri Nord-Ovest	8	15	177	1.989				
Esteri Sud	14	15	206	424				
Totale estero	536	1.354	995	2.620	3.321	3.440	3.439	3.793
TOTALE	36.989	38.481	38.383	40.337	38.723	39.390	38.608	37.624

Tabella 12 MGP – Acquisti

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	174.704.865	177.907.171	179.275.590	180.998.747	168.005.227	172.394.609	165.481.797	158.351.840
Centro Nord	35.409.712	35.965.481	36.462.474	35.914.137	33.747.416	34.470.690	33.978.128	31.611.127
Centro Sud	32.017.545	32.397.437	32.673.490	33.348.807	49.740.985	50.437.091	49.611.153	47.710.311
Sud	40.498.821	41.013.468	41.745.125	42.661.257	26.109.067	25.609.409	25.548.161	25.033.579
Calabria	3.478.351	3.637.303	3.624.502	3.950.983				
Sicilia	18.428.459	19.298.312	19.252.295	19.861.027	19.246.272	19.658.717	19.604.133	19.915.228
Sardegna	12.809.787	13.237.399	12.399.707	12.324.901	11.843.298	11.806.837	13.497.630	12.687.869
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	1.278.027	992.397	44.550					
Piombino	-	-						
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	642.776	709.086	687.549	642.679	470.774	355.715	253.792	97.630
Totale nazionale	319.268.344	325.158.054	326.165.281	329.702.540	309.163.039	314.733.069	307.974.793	295.407.583
<i>Zone estere</i>								
Francia	1.105.579	1.298.617	-	-	949.925	1.161.420	720.777	456.594
Svizzera	1.818.854	2.085.197	853.505	-	2.267.392	1.912.436	1.552.980	1.170.990
Austria	173.645	35.045	-	-	32.020	14.895	6.595	3.089
Slovenia	150.590	152.205	214.882	-	21.665	15.533	24.242	36.134
<i>di cui Market Coupling</i>							24.017	1.549
Grecia	139.825	379.470	-	-	574.718	325.144	476.391	827.519
Corsica	333.180	437.070	413.430	419.041	416.408	399.068	415.850	417.175
Corsica AC		-	-	-	-	-	322.250	349.750
Estero Corsica		-	-	-				
Estero Nord-Est	0	-	324.547	363.652				
Estero Nord-Ovest	73.083	130.731	815.479	4.581.451				
Estero Sud	121.750	113.641	1.162.083	1.894.613				
Totale estero	3.916.506	4.631.976	3.783.926	7.258.757	4.262.128	3.828.496	3.519.084	3.261.252
TOTALE	323.184.850	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836

MGP – Acquisti: media oraria  Tabella 13

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	19.943	20.309	20.465	20.606	19.179	19.680	18.891	18.027
Centro Nord	4.042	4.106	4.162	4.089	3.852	3.935	3.879	3.599
Centro Sud	3.655	3.698	3.730	3.797	5.678	5.758	5.663	5.432
Sud	4.623	4.682	4.765	4.857	2.980	2.923	2.916	2.850
Calabria	397	415	414	450				
Sicilia	2.104	2.203	2.198	2.261	2.197	2.244	2.238	2.267
Sardegna	1.462	1.511	1.415	1.403	1.352	1.348	1.541	1.444
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo R.	146	113	98					
Piombino	-	-						
Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo G.	73	81	78	73	54	41	29	11
Totale nazionale	36.446	37.118	37.326	37.534	35.293	35.928	35.157	33.630
<i>Zone estere</i>								
Francia	126	148	-	-	108	133	82	52
Svizzera	208	238	97	-	259	218	177	133
Austria	20	4	-	-	4	2	1	0
Slovenia	17	17	25	-	2	2	3	4
<i>di cui Market Coupling</i>							3	0
Grecia	16	43	-	-	66	37	54	94
Corsica	38	50	47	48	48	46	47	47
Corsica AC		-	-	-	-	-	37	40
Esteri Corsica		-	-	-				
Esteri Nord-Est	0	-	37	41				
Esteri Nord-Ovest	8	15	93	522				
Esteri Sud	14	13	133	216				
Totale estero	447	529	432	826	487	437	402	371
TOTALE	36.893	37.647	37.758	38.361	35.779	36.365	35.559	34.001

Tabella 14 MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	173.645	35.045	12.526	84.336	32.020	14.895	6.595	3.089
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	1.105.675	1.298.617	337.764	1.689.237	951.252	1.162.570	720.777	456.594
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	261.575	493.111	1.162.083	1.894.613	574.718	325.144	476.391	827.519
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	150.590	152.205	526.903	279.316	21.665	15.533	24.242	36.134
<i>di cui Market Coupling</i>							24.017	1.549
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	1.818.854	2.085.197	1.244.699	2.767.011	2.181.987	1.772.676	1.465.204	1.116.620
Electricité De France (EDF) - Corsica	333.180	437.070	413.430	419.041	416.408	399.068	738.100	766.925
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	72.987	130.731	86.521	125.204	84.078	138.610	87.776	54.370
Totale	3.916.506	4.631.976	3.783.926	7.258.757	4.262.128	3.828.496	3.519.084	3.261.252

Tabella 15 MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	20	4	1	10	4	2	1	0
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	126	148	39	192	109	133	82	52
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	30	56	133	216	66	37	54	94
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	17	17	60	32	2	2	3	4
<i>di cui Market Coupling</i>							3	0
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	208	238	142	315	249	202	167	127
Electricité De France (EDF) - Corsica	38	50	47	48	48	46	84	87
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	8	15	10	14	10	16	10	6
Totale	447	529	432	826	487	437	402	371

Tabella 16 MGP – Acquisti in borsa sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	151.020	35.045	4.651	84.336	32.020	14.895	6.595	3.089
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	988.867	905.192	276.969	1.564.797	950.242	1.158.659	720.777	437.380
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	8.925	404.541	920.913	1.894.613	574.718	325.144	476.391	827.519
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	130.440	152.205	526.903	279.316	21.665	15.533	24.242	36.134
<i>di cui Market Coupling</i>							24.017	1.549
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	1.420.969	1.718.294	1.240.233	2.750.791	2.157.016	1.766.786	1.464.664	1.087.719
Electricité De France (EDF) - Corsica	-	400	1.284	-	6.000	-	322.250	349.750
Totale	2.700.221	3.215.677	2.970.953	6.573.852	3.741.661	3.281.017	3.014.918	2.741.592

Tabella 17 MGP – Acquisti fuori borsa sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	22.625	-	7.875	-	-	-	-	-
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	116.808	393.425	60.795	124.440	1.010	3.911	-	19.214
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	252.650	88.570	241.170	-	-	-	-	-
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	20.150	-	-	-	-	-	-	-
<i>di cui Market Coupling</i>								
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	397.885	366.902	4.466	16.220	24.971	5.890	540	28.901
Electricité De France (EDF) - Corsica	333.180	436.670	412.146	419.041	410.408	399.068	415.850	417.175
Totale	1.143.298	1.285.567	726.452	559.701	436.389	408.869	416.390	465.290

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

OFFERTA



Tabella 18 MGP – Offerte di vendita

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	188.142.965	195.668.655	207.823.405	219.168.818	217.651.897	216.946.559	235.537.008	254.032.251
Centro Nord	27.773.426	32.810.273	38.237.118	38.384.890	38.216.476	39.420.819	40.447.794	39.651.279
Centro Sud	53.004.564	40.525.125	40.054.106	40.688.988	61.643.732	66.756.714	71.389.804	77.685.411
Sud	16.221.490	17.822.100	21.438.202	25.751.387	13.140.115	14.266.173	17.096.135	20.173.964
Calabria	875.040	1.332.636	1.467.373	2.254.898				
Sicilia	23.605.000	21.789.345	23.328.983	23.977.773	23.509.195	25.835.071	23.622.593	25.283.552
Sardegna	18.380.287	18.669.358	18.552.158	18.119.533	17.222.096	17.725.933	18.358.255	18.599.432
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	6.441.641	9.581.656	11.733.177	10.615.787	9.091.169	6.720.727	8.105.258	
Turbigo R.	5.321.854	5.905.899	302.748					
Piombino	8.306.992	1.190.852						
Brindisi	26.009.890	30.323.711	30.402.595	29.910.445	29.177.533	32.927.530	31.841.405	27.018.601
Foggia		3.791.912	7.757.727	7.771.679	9.751.047	7.660.749	11.025.022	11.073.616
Rossano	11.503.150	16.029.289	17.031.258	20.451.744	19.076.513	20.850.298	22.043.152	25.379.924
Priolo G.	6.832.564	7.523.318	6.225.123	5.705.764	5.722.104	6.525.051	6.411.786	6.711.715
Totale nazionale	392.418.862	402.964.130	424.353.973	442.801.705	444.201.876	455.635.623	485.878.212	505.609.746
<i>Zone estere</i>								
Francia	12.036.310	3.944.822	-	-	20.184.098	18.381.096	16.882.325	16.017.774
Svizzera	18.313.731	9.898.509	16.967.314	-	26.509.582	27.576.496	26.997.981	24.351.183
Austria	1.338.685	892.308	-	-	1.738.750	1.630.837	1.500.455	1.531.405
Slovenia	2.430.429	1.609.832	940.038	-	3.051.929	2.868.505	4.122.493	4.003.592
<i>di cui Market Coupling</i>							1.226.235	3.822.810
Grecia	692.090	394.166	-	-	3.545.593	3.403.405	2.755.903	3.915.175
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	1.209.433	2.482.012	3.286.510	4.847.231				
Estero Nord-Ovest	16.757.508	32.866.061	34.437.592	46.269.630				
Estero Sud	26.773	779.829	237.990	1.433.505				
Totale estero	52.804.959	52.867.539	55.869.444	52.550.366	55.029.952	53.860.339	52.259.157	49.819.128
TOTALE	445.223.821	455.831.669	480.223.417	495.352.071	499.231.829	509.495.962	538.137.369	555.428.874

MGP – Offerte di vendita: media oraria

Tabella 19

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	21.478	22.337	23.724	24.951	24.846	24.766	26.888	28.920
Centro Nord	3.170	3.745	4.365	4.370	4.363	4.500	4.617	4.514
Centro Sud	6.051	4.626	4.572	4.632	7.037	7.621	8.150	8.844
Sud	1.852	2.034	2.447	2.932	1.500	1.629	1.952	2.297
Calabria	100	152	168	257				
Sicilia	2.695	2.487	2.663	2.730	2.684	2.949	2.697	2.878
Sardegna	2.098	2.131	2.118	2.063	1.966	2.024	2.096	2.117
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	735	1.094	1.339	1.209	1.038	767	925	
Turbigo R.	608	674	664					
Piombino	948	552						
Brindisi	2.969	3.462	3.471	3.405	3.331	3.759	3.635	3.076
Foggia		574	886	885	1.113	875	1.259	1.261
Rossano	1.313	1.830	1.944	2.328	2.178	2.380	2.516	2.889
Priolo G.	780	859	711	650	653	745	732	764
Totale nazionale	44.797	46.558	49.072	50.410	50.708	52.013	55.466	57.560
<i>Zone estere</i>								
Francia	1.374	450	-	-	2.304	2.098	1.927	1.824
Svizzera	2.091	1.130	1.937	-	3.026	3.148	3.082	2.772
Austria	153	102	-	-	198	186	171	174
Slovenia	277	184	107	-	348	327	471	456
<i>di cui Market Coupling</i>								
Grecia	79	45	-	-	405	389	315	446
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC		-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica		-	-	-				
Estero Nord-Est	138	283	375	552				
Estero Nord-Ovest	1.913	3.752	3.931	5.267				
Estero Sud	3	89	27	163				
Totale estero	6.028	6.035	6.378	5.983	6.282	6.148	5.966	5.672
TOTALE	50.825	52.593	55.449	56.393	56.990	58.162	61.431	63.232

Tabella 20

MPG - Vendite

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	138.582.750	139.781.448	141.580.972	148.187.648	130.220.200	131.617.125	125.103.392	120.527.862
Centro Nord	23.464.297	23.677.020	24.412.608	22.908.060	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610
Centro Sud	27.033.578	25.194.961	16.788.750	16.376.297	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874
Sud	10.333.274	9.592.512	12.182.665	15.827.133	9.064.218	9.337.576	10.318.458	13.584.729
Calabria	846.014	1.332.467	1.467.373	2.232.589				
Sicilia	15.010.283	14.612.735	14.096.181	14.866.946	14.048.269	14.706.523	15.060.677	15.084.679
Sardegna	12.325.760	12.995.012	13.008.471	11.867.205	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	3.808.566	6.206.963	7.264.162	6.054.483	5.967.363	5.976.310	4.820.179	
Turbigo R.	4.186.274	2.306.952	24.147					
Piombino	642.308	838.615						
Brindisi	25.521.753	28.556.726	29.650.986	29.089.303	27.367.352	27.643.183	26.315.158	21.063.504
Foggia		3.672.732	7.082.067	6.930.011	7.616.129	5.549.310	6.350.376	5.477.972
Rossano	3.165.449	5.640.952	6.161.200	9.574.207	7.103.953	8.648.158	6.598.402	7.253.117
Priolo G.	5.501.709	5.411.227	5.660.433	5.245.559	4.963.158	4.638.701	4.105.747	3.944.846
Totale nazionale	270.422.015	279.820.323	279.380.017	289.159.443	263.101.613	269.807.522	261.624.164	252.130.204
<i>Zone estere</i>								
Francia	12.034.018	3.310.379	-	-	19.340.953	17.337.641	16.784.260	15.480.952
Svizzera	18.289.828	7.842.260	12.650.643	-	23.720.731	24.318.226	25.367.430	22.546.927
Austria	1.337.997	889.260	-	-	1.733.244	1.624.073	1.496.504	1.528.303
Slovenia	2.429.382	1.609.341	889.016	-	3.042.055	2.853.932	4.028.699	3.822.389
<i>di cui Market Coupling</i>							1.132.441	3.641.607
Grecia	692.090	393.980	-	-	2.486.571	2.620.170	2.192.820	3.160.059
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	1.209.433	2.480.794	3.040.096	4.792.213				
Estero Nord-Ovest	16.743.315	32.836.935	33.789.761	42.710.960				
Estero Sud	26.773	606.756	199.673	298.681				
Totale estero	52.762.835	49.969.706	50.569.189	47.801.854	50.323.553	48.754.043	49.869.713	46.538.632
TOTALE	323.184.850	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	15.820	15.957	16.162	16.870	14.865	15.025	14.281	13.721
Centro Nord	2.679	2.703	2.787	2.608	2.340	2.511	2.301	2.373
Centro Sud	3.086	2.876	1.917	1.864	2.832	3.266	3.562	3.591
Sud	1.180	1.095	1.391	1.802	1.035	1.066	1.178	1.547
Calabria	97	152	168	254				
Sicilia	1.714	1.668	1.609	1.693	1.604	1.679	1.719	1.717
Sardegna	1.407	1.483	1.485	1.351	1.306	1.266	1.323	1.457
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	435	709	829	689	681	682	550	
Turbigo R.	478	263	53					
Piombino	73	388						
Brindisi	2.913	3.260	3.385	3.312	3.124	3.156	3.004	2.398
Foggia		419	808	789	869	633	725	624
Rossano	361	644	703	1.090	811	987	753	826
Priolo G.	628	618	646	597	567	530	469	449
Totale nazionale	30.870	32.236	31.943	32.919	30.034	30.800	29.866	28.703
<i>Zone estere</i>								
Francia	1.374	378	-	-	2.208	1.979	1.916	1.762
Svizzera	2.088	895	1.444	-	2.708	2.776	2.896	2.567
Austria	153	102	-	-	198	185	171	174
Slovenia	277	184	101	-	347	326	460	435
<i>di cui Market Coupling</i>								
Grecia	79	45	-	-	284	299	250	360
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC		-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica		-	-	-				
Estero Nord-Est	138	283	347	546				
Estero Nord-Ovest	1.911	3.749	3.857	4.862				
Estero Sud	3	69	23	34				
Totale estero	6.023	5.704	5.773	5.442	5.745	5.566	5.693	5.298
TOTALE	36.893	37.940	37.716	38.361	35.779	36.365	35.559	34.001

Tabella 22 MGP – Offerte di vendita non accettate

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	49.560.215	55.887.207	66.242.433	70.981.170	87.431.697	85.329.434	110.433.615	133.504.389
Centro Nord	4.309.128	9.133.252	13.824.510	15.476.830	17.717.877	17.425.279	20.289.093	18.802.669
Centro Sud	25.970.986	15.330.164	23.265.356	24.312.691	36.832.239	38.150.902	40.182.432	46.140.538
Sud	5.888.215	8.229.588	9.255.537	9.924.254	4.075.897	4.928.596	6.777.677	6.589.235
Calabria	29.026	169	-	22.308				
Sicilia	8.594.717	7.176.610	9.232.801	9.110.827	9.460.926	11.128.548	8.561.916	10.198.874
Sardegna	6.054.527	5.674.346	5.543.686	6.252.327	5.781.217	6.636.650	6.772.554	5.799.420
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	2.633.075	3.374.693	4.469.014	4.561.303	3.123.806	744.417	3.285.079	
Turbigo R.	1.135.580	3.598.947	278.601					
Piombino	7.664.684	352.237						
Brindisi	488.136	1.766.985	751.609	821.141	1.810.181	5.284.346	5.526.247	5.955.097
Foggia		119.180	675.660	841.668	2.134.918	2.111.439	4.674.646	5.595.644
Rossano	8.337.701	10.388.337	10.870.058	10.877.537	11.972.560	12.202.140	15.444.750	18.126.808
Priolo G.	1.330.855	2.112.091	564.689	460.205	758.946	1.886.349	2.306.039	2.766.869
Totale nazionale	121.996.847	123.143.807	144.973.956	153.642.263	181.100.263	185.828.102	224.254.048	253.479.542
<i>Zone estere</i>								
Francia	2.292	634.443	-	-	843.145	1.043.455	98.065	536.822
Svizzera	23.903	2.056.249	4.316.670	-	2.788.852	3.258.270	1.630.551	1.804.255
Austria	688	3.048	-	-	5.506	6.764	3.951	3.101
Slovenia	1.047	491	51.022	-	9.874	14.573	93.794	181.203
<i>di cui Market Coupling</i>							93.794	181.203
Grecia	-	187	-	-	1.059.022	783.235	563.083	755.116
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	0	1.217	246.415	55.018				
Estero Nord-Ovest	14.194	29.126	647.831	3.558.669				
Estero Sud	0	173.073	38.317	1.134.824				
Totale estero	42.124	2.897.832	5.300.255	4.748.512	4.706.400	5.106.296	2.389.444	3.280.497
TOTALE	122.038.971	126.041.639	150.274.210	158.390.774	185.806.663	190.934.397	226.643.492	256.760.038

MGP - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto Tabella 23

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	35,8%	40,0%	46,8%	47,9%	67,1%	64,8%	88,3%	110,8%
Centro Nord	18,4%	38,6%	56,6%	67,6%	86,4%	79,2%	100,6%	90,2%
Centro Sud	96,1%	60,8%	138,6%	148,5%	148,4%	133,4%	128,8%	146,3%
Sud	57,0%	85,8%	76,0%	62,7%	45,0%	52,8%	65,7%	48,5%
Calabria	3,4%	0,0%	-	1,0%				
Sicilia	57,3%	49,1%	65,5%	61,3%	67,3%	75,7%	56,8%	67,6%
Sardegna	49,1%	43,7%	42,6%	52,7%	50,5%	59,8%	58,5%	45,3%
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	69,1%	54,4%	61,5%	75,3%	52,3%	12,5%	68,2%	
Turbigo R.	27,1%	156,0%	1153,8%					
Piombino	1193,3%	42,0%						
Brindisi	1,9%	6,2%	2,5%	2,8%	6,6%	19,1%	21,0%	28,3%
Foggia		3,2%	9,5%	12,1%	28,0%	38,0%	73,6%	102,1%
Rossano	263,4%	184,2%	176,4%	113,6%	168,5%	141,1%	234,1%	249,9%
Priolo G.	24,2%	39,0%	10,0%	8,8%	15,3%	40,7%	56,2%	70,1%
Totale nazionale	45,1%	44,0%	51,9%	53,1%	68,8%	68,9%	85,7%	100,5%
<i>Zone estere</i>								
Francia	0,0%	19,2%	-	-	4,4%	6,0%	0,6%	3,5%
Svizzera	0,1%	26,2%	34,1%	-	11,8%	13,4%	6,4%	8,0%
Austria	0,1%	0,3%	-	-	0,3%	0,4%	0,3%	0,2%
Slovenia	0,0%	0,0%	5,7%	-	0,3%	0,5%	2,3%	4,7%
<i>di cui Market Coupling</i>								
Grecia	-	0,0%	-	-	42,6%	29,9%	25,7%	23,9%
Corsica	-	-	-	-				
Corsica AC	-	-	-	-				
Estero Corsica								
Estero Nord-Est	0,0%	0,0%	8,1%	1,1%				
Estero Nord-Ovest	0,1%	0,1%	1,9%	8,3%				
Estero Sud	0,0%	28,5%	19,2%	379,9%				
Totale estero	0,1%	5,8%	10,5%	9,9%	9,4%	10,5%	4,8%	7,0%
TOTALE	37,8%	38,2%	45,5%	47,0%	59,3%	59,9%	72,8%	86,0%

Tabella 24 MGP – Vendite sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.784.358	1.795.886	1.649.226	1.726.063	1.733.244	1.624.073	1.496.504	1.528.303
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	20.406.076	19.075.149	20.498.344	19.559.506	19.344.090	17.344.530	16.784.260	15.480.952
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	718.863	1.000.736	199.673	298.681	2.486.571	2.620.170	2.192.820	3.160.059
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	3.192.453	3.183.510	2.274.030	3.066.150	3.042.055	2.853.932	4.028.699	3.822.389
<i>di cui Market Coupling</i>							1.132.441	3.641.607
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	26.634.924	24.819.942	25.834.040	23.027.536	23.560.190	24.077.621	25.201.206	22.471.687
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	26.160	94.483	113.876	123.919	157.404	233.716	166.224	75.240
Totale	52.762.835	49.969.706	50.569.190	47.801.854	50.323.553	48.754.043	49.869.713	46.538.632

Tabella 25 MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	204	205	188	197	198	185	171	174
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	2.329	2.178	2.340	2.227	2.208	1.980	1.916	1.762
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	82	114	23	34	284	299	250	360
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	364	363	260	349	347	326	460	435
<i>di cui Market Coupling</i>							129	415
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	3.041	2.833	2.949	2.622	2.690	2.749	2.877	2.558
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	3	11	13	14	18	27	19	9
Totale	6.023	5.704	5.773	5.442	5.745	5.566	5.693	5.298

Tabella 26 MGP – Vendite in borsa sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	6.422	5.355	734.964	961.798	1.262.051	1.386.178	1.320.235	1.175.401
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	622.815	4.936.633	8.556.357	9.886.259	13.251.262	12.068.228	9.668.034	11.255.205
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	1.107	519.647	194.836	298.062	2.414.748	2.510.186	1.936.950	3.157.899
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	64.103	691.417	1.289.637	1.946.504	1.387.038	814.983	2.270.524	3.771.249
<i>di cui Market Coupling</i>							1.132.441	3.641.607
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	210.411	1.721.797	5.896.602	8.572.017	12.742.999	14.618.236	16.702.921	13.561.442
Totale	904.857	7.874.849	16.672.395	21.664.640	31.058.098	31.397.812	31.898.663	32.921.197

Tabella 27 MGP – Vendite fuori borsa sulle zone estere per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.777.936	1.790.531	914.262	764.265	471.193	237.895	176.270	352.902
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	19.783.261	14.138.516	11.941.987	9.673.247	6.092.828	5.276.303	7.116.226	4.225.747
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	717.756	481.090	4.838	618	71.823	109.984	255.870	2.160
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	3.128.351	2.492.092	984.393	1.119.646	1.655.017	2.038.950	1.758.174	51.140
<i>di cui Market Coupling</i>								
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	26.424.514	23.098.145	19.937.438	14.455.519	10.817.191	9.459.384	8.498.285	8.910.245
Totale	51.831.818	42.000.374	33.782.919	26.013.295	19.108.051	17.122.515	17.804.825	13.542.195

Tabella 28 MGP – Saldo vendite/acquisti per TSO

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.610.713	1.760.841	1.636.700	1.641.727	1.701.224	1.609.178	1.489.909	1.525.214
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	19.300.401	17.776.532	20.160.580	17.870.269	18.392.837	16.181.960	16.063.483	15.024.358
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	457.288	507.625	-962.410	-1.595.932	1.911.853	2.295.026	1.716.429	2.332.540
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	3.041.863	3.031.305	1.747.127	2.786.834	3.020.390	2.838.399	4.004.457	3.786.255
<i>di cui Market Coupling</i>								
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	24.816.070	22.734.746	24.589.342	20.260.525	21.378.202	22.304.944	23.736.002	21.355.067
Electricité De France (EDF) - Corsica	-333.180	-437.070	-413.430	-419.041	-416.408	-399.068	-738.100	-766.925
Totale	48.893.156	45.373.978	46.757.908	40.544.382	45.988.099	44.830.441	46.272.181	43.256.509

MGP – Vendite nazionali per fonte Tabella 29

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	220.259.164	232.817.694	236.701.694	226.686.302	199.989.813	204.591.717	197.945.188	175.083.417
Gas	108.495.932	124.350.078	141.764.694	145.987.224	128.268.701	149.528.151	138.638.673	114.175.649
Carbone	23.036.810	24.309.949	24.066.453	22.698.171	23.009.110	24.445.791	29.304.433	32.250.068
Altre	88.726.423	84.157.667	70.870.548	58.000.906	48.712.002	30.617.776	30.002.082	28.657.700
Fonti rinnovabili	37.355.990	37.337.613	34.731.424	48.416.442	57.708.629	59.465.662	59.539.377	74.090.694
Idraulica	29.016.785	27.949.256	26.102.797	33.169.370	40.576.088	42.150.854	37.861.680	35.204.629
Geotermica	5.253.501	5.345.842	5.263.553	5.197.930	5.059.575	5.086.129	5.351.817	5.296.694
Eolica	1.477.972	2.036.598	2.195.082	5.057.575	6.107.261	5.639.151	7.218.629	10.312.231
Solare e altre	1.607.732	2.005.917	1.169.991	4.991.567	5.965.705	6.589.528	9.107.251	23.277.141
Pompaggio	9.358.618	6.648.466	4.789.294	6.434.493	5.403.171	5.750.143	4.139.600	2.956.039
TOTALE	266.973.773	276.803.773	276.222.412	281.537.237	263.101.613	269.807.522	261.624.164	252.130.151
Offerte Integrative / VENF	3.448.242	3.016.550	3.157.605	7.622.206	-	-	-	54
TOTALE VENDITE	270.422.015	279.820.323	279.380.017	289.159.443	263.101.613	269.807.522	261.624.164	252.130.204

MGP – Vendite nazionali per fonte: media oraria Tabella 30

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	25.144	26.577	27.021	25.877	22.830	23.355	22.596	19.932
Gas	12.385	14.195	16.183	16.620	14.643	17.069	15.826	12.998
Carbone	2.630	2.775	2.747	2.584	2.627	2.791	3.345	3.671
Altre	10.129	9.607	8.090	6.603	5.561	3.495	3.425	3.262
Fonti rinnovabili	4.264	4.262	3.965	5.512	6.588	6.788	6.797	8.435
Idraulica	3.312	3.191	2.980	3.776	4.632	4.812	4.322	4.008
Geotermica	600	610	601	592	578	581	611	603
Eolica	169	232	251	576	697	644	824	1.174
Solare e altre	184	229	134	568	681	752	1.040	2.650
Pompaggio	1.068	759	547	733	617	656	473	337
TOTALE	30.476	31.599	31.532	32.051	30.034	30.800	29.866	28.703
Offerte Integrative / VENF	394	344	360	868	-	-	-	0
TOTALE VENDITE	30.870	31.943	31.893	32.919	30.034	30.800	29.866	28.703

MGP – Vendite nazionali per fonte: % di successo Tabella 31

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	67,5%	71,7%	68,9%	67,7%	60,1%	60,6%	55,3%	48,7%
Gas	76,6%	77,0%	79,1%	78,3%	69,9%	72,4%	63,1%	50,7%
Carbone	93,0%	90,1%	92,2%	88,2%	81,1%	71,8%	74,8%	83,5%
Altre	55,5%	61,9%	51,3%	47,2%	40,3%	31,5%	30,2%	30,0%
Fonti rinnovabili	70,8%	76,5%	72,0%	75,9%	79,5%	76,3%	72,0%	76,0%
Idraulica	65,7%	70,8%	65,9%	68,4%	73,1%	69,6%	62,1%	60,1%
Geotermica	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	84,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	95,2%	25,0%	16,2%	17,7%	14,0%	14,4%	9,2%	6,1%
TOTALE	68,6%	69,2%	65,6%	64,7%	59,2%	59,2%	53,8%	49,9%
Offerte Integrative / VENF	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	100,0%
TOTALE VENDITE	68,9%	69,4%	65,8%	65,3%	59,2%	59,2%	53,8%	49,9%

MGP – Vendite nazionali per fonte: struttura Tabella 32

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	81,5%	83,2%	84,7%	78,6%	76,0%	75,8%	75,7%	69,4%
Gas	40,1%	44,4%	50,7%	50,5%	48,8%	55,4%	53,0%	45,3%
Carbone	8,5%	8,7%	8,6%	7,8%	8,7%	9,1%	11,2%	12,8%
Altre	32,8%	30,1%	25,4%	20,1%	18,5%	11,3%	11,5%	11,4%
Fonti rinnovabili	13,8%	13,3%	12,4%	16,7%	21,9%	22,0%	22,8%	29,4%
Idraulica	10,7%	10,0%	9,3%	11,5%	15,4%	15,6%	14,5%	14,0%
Geotermica	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	2,1%
Eolica	0,5%	0,7%	0,8%	1,7%	2,3%	2,1%	2,8%	4,1%
Solare e altre	0,6%	0,7%	0,4%	1,7%	2,3%	2,4%	3,5%	9,2%
Pompaggio	3,5%	2,4%	1,7%	2,2%	2,1%	2,1%	1,6%	1,2%
TOTALE	98,7%	98,9%	98,9%	97,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENF	1,3%	1,1%	1,1%	2,6%	-	-	-	0,0%
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 33 MGP – Vendite per fonte – Nord

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	116.445.957	120.412.947	122.177.350	114.534.156	96.067.531	96.855.348	91.453.551	77.478.120
Gas	62.521.260	71.329.432	77.488.120	76.693.358	65.462.781	78.156.462	73.597.921	57.372.504
Carbone	15.508.552	14.079.413	13.067.859	13.319.214	11.208.802	9.139.778	8.731.911	11.761.281
Altre	38.416.144	35.004.101	31.621.370	24.521.584	19.395.949	9.559.108	9.123.719	8.344.335
Fonti rinnovabili	22.995.687	22.820.991	22.786.995	31.576.562	36.465.643	36.454.174	35.474.497	40.660.096
Idraulica	22.072.907	21.702.792	22.138.693	27.899.023	32.278.624	32.259.812	30.384.513	29.102.922
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	-	32.985	30.240	59.594	119.490
Solare e altre	922.780	1.118.199	648.302	3.677.539	4.154.034	4.164.122	5.030.390	11.437.684
Pompaggio	4.848.903	3.589.012	2.657.544	4.368.687	3.654.389	4.283.913	2.995.523	2.389.646
TOTALE	144.290.547	146.822.950	147.621.889	150.479.405	136.187.563	137.593.435	129.923.571	120.527.862
Offerte Integrative / VENF	2.287.044	1.472.414	1.247.392	3.762.726	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	146.577.590	148.295.364	148.869.281	154.242.131	136.187.563	137.593.435	129.923.571	120.527.862

Tabella 34 MGP – Vendite per fonte – Nord: media oraria

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	13.293	13.746	13.947	13.075	10.967	11.057	10.440	8.820
Gas	7.137	8.143	8.846	8.731	7.473	8.922	8.402	6.531
Carbone	1.770	1.607	1.492	1.516	1.280	1.043	997	1.339
Altre	4.385	3.996	3.610	2.792	2.214	1.091	1.042	950
Fonti rinnovabili	2.625	2.605	2.601	3.595	4.163	4.161	4.050	4.629
Idraulica	2.520	2.477	2.527	3.176	3.685	3.683	3.469	3.313
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	-	4	3	7	14
Solare e altre	105	128	74	419	474	475	574	1.302
Pompaggio	554	410	303	497	417	489	342	272
TOTALE	16.472	16.761	16.852	17.131	15.547	15.707	14.831	13.721
Offerte Integrative / VENF	261	168	142	428	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	16.733	16.929	16.994	17.559	15.547	15.707	14.831	13.721

Tabella 35 MGP – Vendite per fonte – Nord: % di successo

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	74,6%	76,1%	75,3%	74,0%	64,0%	66,4%	57,0%	46,8%
Gas	77,0%	75,5%	79,1%	78,5%	67,1%	72,2%	60,7%	45,1%
Carbone	95,6%	87,6%	91,6%	89,0%	74,7%	57,4%	56,5%	73,8%
Altre	65,5%	73,3%	63,3%	58,1%	51,8%	44,0%	38,6%	37,3%
Fonti rinnovabili	63,5%	67,5%	63,6%	68,8%	73,1%	70,3%	66,6%	70,0%
Idraulica	62,6%	66,4%	62,9%	66,1%	70,7%	67,7%	63,0%	62,5%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	-	100,0%	100,0%	99,4%	91,5%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	91,2%	20,4%	12,9%	17,3%	13,6%	16,5%	10,0%	7,8%
TOTALE	73,0%	70,0%	67,5%	66,6%	60,1%	61,5%	53,3%	47,4%
Offerte Integrative / VENF	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	73,3%	70,2%	67,7%	67,1%	60,1%	61,5%	53,3%	47,4%

Tabella 36 MGP – Vendite per fonte – Nord: struttura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	79,4%	81,2%	82,1%	74,5%	70,5%	70,4%	70,4%	64,3%
Gas	42,7%	48,1%	52,1%	49,7%	48,1%	56,8%	56,6%	47,6%
Carbone	10,6%	9,5%	8,8%	8,6%	8,2%	6,6%	6,7%	9,8%
Altre	26,2%	23,6%	21,2%	15,9%	14,2%	6,9%	7,0%	6,9%
Fonti rinnovabili	15,7%	15,4%	15,3%	20,5%	26,8%	26,5%	27,3%	33,7%
Idraulica	15,1%	14,6%	14,9%	18,1%	23,7%	23,4%	23,4%	24,1%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	-	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Solare e altre	0,6%	0,8%	0,4%	2,4%	3,1%	3,0%	3,9%	9,5%
Pompaggio	3,3%	2,4%	1,8%	2,8%	2,7%	3,1%	2,3%	2,0%
TOTALE	98,4%	99,0%	99,2%	97,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENF	1,6%	1,0%	0,8%	2,4%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Vendite per fonte - Centro Nord Tabella 37

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	16.631.213	16.642.298	17.342.782	14.832.036	12.514.229	12.835.605	11.258.092	10.986.665
Gas	12.094.926	11.618.789	14.275.049	12.824.477	10.636.941	12.083.801	10.768.076	10.327.249
Carbone	1.026.435	1.083.142	998.115	770.530	1.054.954	232.682	118.024	266.227
Altre	3.509.853	3.940.367	2.069.618	1.237.029	822.333	519.122	371.992	393.189
Fonti rinnovabili	6.994.151	7.437.789	6.628.975	7.326.377	7.828.378	8.901.923	8.648.536	9.665.921
Idraulica	1.533.755	1.864.466	1.238.007	1.643.120	2.140.512	3.065.743	2.287.022	1.738.708
Geotermica	5.233.443	5.331.063	5.249.207	5.197.930	5.014.023	5.064.256	5.337.802	5.283.836
Eolica	-	-	7.496	80.772	16.037	37.292	29.383	35.333
Solare e altre	226.953	242.260	134.265	404.556	657.806	734.632	994.329	2.608.043
Pompaggio	447.650	305.409	291.139	227.478	155.992	258.012	252.074	196.024
TOTALE	24.073.014	24.385.497	24.262.895	22.385.891	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610
Offerte Integrative / VENT	33.591	130.138	149.713	522.169	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	24.106.605	24.515.635	24.412.608	22.908.060	20.498.599	21.995.540	20.158.701	20.848.610

MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: media oraria Tabella 38

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	1.899	1.900	1.980	1.693	1.429	1.465	1.285	1.251
Gas	1.381	1.326	1.630	1.460	1.214	1.379	1.229	1.176
Carbone	117	124	114	88	120	27	13	30
Altre	401	450	236	141	94	59	42	45
Fonti rinnovabili	798	849	757	834	894	1.016	987	1.100
Idraulica	175	213	141	187	244	350	261	198
Geotermica	597	609	599	592	572	578	609	602
Eolica	0	0	1	9	2	4	3	4
Solare e altre	26	28	15	46	75	84	114	297
Pompaggio	51	35	33	26	18	29	29	22
TOTALE	2.748	2.784	2.770	2.548	2.340	2.511	2.301	2.373
Offerte Integrative / VENT	4	15	17	59	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	2.752	2.799	2.787	2.608	2.340	2.511	2.301	2.373

MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: % di successo Tabella 39

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	59,1%	65,8%	58,7%	52,4%	44,3%	45,7%	37,8%	40,7%
Gas	85,2%	85,8%	78,4%	70,7%	62,3%	65,5%	57,3%	53,1%
Carbone	96,9%	96,2%	97,3%	99,4%	95,9%	21,4%	10,6%	25,1%
Altre	27,3%	37,0%	20,1%	13,1%	8,2%	6,1%	3,8%	6,1%
Fonti rinnovabili	93,5%	97,3%	97,2%	93,7%	95,8%	94,6%	95,2%	92,7%
Idraulica	75,9%	90,1%	86,5%	77,0%	86,3%	85,8%	84,0%	69,7%
Geotermica	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	100,0%	32,8%	17,0%	13,2%	8,7%	13,3%	15,7%	8,7%
TOTALE	66,8%	72,0%	63,7%	59,1%	53,6%	55,8%	49,8%	52,6%
Offerte Integrative / VENT	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	66,8%	72,1%	63,8%	59,7%	53,6%	55,8%	49,8%	52,6%

MGP - Vendite per fonte - Centro Nord: struttura Tabella 40

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	69,0%	67,9%	71,0%	64,9%	61,0%	58,4%	55,8%	52,7%
Gas	50,2%	47,4%	58,5%	56,0%	51,9%	54,9%	53,4%	49,5%
Carbone	4,3%	4,4%	4,1%	3,4%	5,1%	1,1%	0,6%	1,3%
Altre	14,6%	16,1%	8,5%	5,4%	4,0%	2,4%	1,8%	1,9%
Fonti rinnovabili	29,0%	30,3%	27,2%	32,0%	38,2%	40,5%	42,9%	46,4%
Idraulica	6,4%	7,6%	5,1%	7,2%	10,4%	13,9%	11,3%	8,3%
Geotermica	21,7%	21,7%	21,5%	22,7%	24,5%	23,0%	26,5%	25,3%
Eolica	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%
Solare e altre	0,9%	1,0%	0,5%	1,8%	3,2%	3,3%	4,9%	12,5%
Pompaggio	1,9%	1,2%	1,2%	1,0%	0,8%	1,2%	1,3%	0,9%
TOTALE	99,9%	99,5%	99,4%	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENT	0,1%	0,5%	0,6%	2,3%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 41 MGP - Vendite per fonte - Centro Sud

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	23.098.220	21.634.457	14.446.175	12.260.693	18.625.275	22.694.302	25.615.580	24.614.790
Gas	9.433.289	9.668.557	9.164.466	9.077.686	13.782.030	12.185.012	10.606.491	9.185.403
Carbone	-	-	-	-	3.596.232	8.711.385	13.212.591	13.513.198
Altre	13.664.932	11.965.900	5.281.709	3.183.008	1.247.013	1.797.906	1.796.499	1.916.190
Fonti rinnovabili	3.125.262	2.780.808	1.745.180	2.852.881	5.321.107	5.245.778	5.191.354	6.816.452
Idraulica	2.763.029	2.308.642	1.250.732	2.093.951	3.328.828	3.546.141	2.821.977	2.272.378
Geotermica	20.058	14.779	14.346	-	-	-	-	-
Eolica	190.142	247.529	331.134	361.563	1.452.693	1.007.149	1.337.993	1.717.690
Solare e altre	152.033	209.858	148.969	397.366	539.586	692.487	1.031.385	2.826.384
Pompaggio	568.899	528.085	193.388	201.844	865.112	665.732	400.438	113.631
TOTALE	26.792.382	24.943.350	16.384.743	15.315.418	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874
Offerte Integrative / VENF	241.196	251.612	404.007	1.060.879	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	27.033.578	25.194.961	16.788.750	16.376.297	24.811.493	28.605.812	31.207.373	31.544.874

Tabella 42 MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: media oraria

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	2.637	2.470	1.649	1.400	2.126	2.591	2.924	2.802
Gas	1.077	1.104	1.046	1.033	1.573	1.391	1.211	1.046
Carbone	-	-	-	-	411	994	1.508	1.538
Altre	1.560	1.366	603	362	142	205	205	218
Fonti rinnovabili	357	317	199	325	607	599	593	776
Idraulica	315	264	143	238	380	405	322	259
Geotermica	2	2	2	-	-	-	-	-
Eolica	22	28	38	41	166	115	153	196
Solare e altre	17	24	17	45	62	79	118	322
Pompaggio	65	60	22	23	99	76	46	13
TOTALE	3.058	2.847	1.870	1.744	2.832	3.266	3.562	3.591
Offerte Integrative / VENF	28	29	46	121	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	3.086	2.876	1.917	1.864	2.832	3.266	3.562	3.591

Tabella 43 MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: % di successo

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	47,5%	58,6%	38,6%	35,5%	39,1%	44,3%	46,5%	42,9%
Gas	71,9%	69,8%	70,7%	72,2%	74,5%	68,3%	65,3%	56,6%
Carbone	-	-	-	-	95,3%	96,5%	97,8%	97,0%
Altre	38,4%	52,0%	21,6%	14,5%	4,9%	7,4%	7,1%	7,0%
Fonti rinnovabili	89,0%	98,0%	91,2%	93,4%	92,9%	89,6%	88,5%	86,0%
Idraulica	87,8%	97,6%	88,1%	91,3%	89,1%	85,3%	80,8%	67,1%
Geotermica	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	100,0%	96,5%	54,5%	9,9%	10,5%	6,9%	3,8%	0,9%
TOTALE	50,8%	61,9%	41,3%	38,6%	40,2%	42,9%	43,7%	40,6%
Offerte Integrative / VENF	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	51,0%	62,2%	41,9%	40,2%	40,2%	42,9%	43,7%	40,6%

Tabella 44 MGP - Vendite per fonte - Centro Sud: struttura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	85,4%	85,9%	86,0%	75,1%	75,1%	79,3%	82,1%	78,0%
Gas	34,9%	38,4%	54,6%	55,4%	55,5%	42,6%	34,0%	29,1%
Carbone	-	-	-	-	14,5%	30,5%	42,3%	42,8%
Altre	50,5%	47,5%	31,5%	19,4%	5,0%	6,3%	5,8%	6,1%
Fonti rinnovabili	11,6%	11,0%	10,4%	17,4%	21,4%	18,3%	16,6%	21,6%
Idraulica	10,2%	9,2%	7,4%	12,8%	13,4%	12,4%	9,0%	7,2%
Geotermica	0,1%	0,1%	0,1%	-	-	-	-	-
Eolica	0,7%	1,0%	2,0%	2,2%	5,9%	3,5%	4,3%	5,4%
Solare e altre	0,6%	0,8%	0,9%	2,4%	2,2%	2,4%	3,3%	9,0%
Pompaggio	2,1%	2,1%	1,2%	1,2%	3,5%	2,3%	1,3%	0,4%
TOTALE	99,1%	99,0%	97,6%	93,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENF	0,9%	1,0%	2,4%	6,5%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Vendite per fonte - Sud Tabella 45

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	34.545.918	43.828.131	52.479.173	57.082.101	45.691.712	45.360.572	42.978.939	36.767.402
Gas	8.209.328	15.505.967	23.933.989	29.653.375	21.406.109	27.960.162	24.877.541	19.778.190
Carbone	1.015.796	2.663.885	2.966.411	2.772.225	1.516.166	1.270.951	1.305.270	771.695
Altre	25.320.794	25.658.278	25.578.773	24.656.501	22.769.437	16.129.459	16.796.128	16.217.518
Fonti rinnovabili	2.955.876	3.221.806	2.396.043	4.675.745	5.459.940	5.817.655	6.603.454	10.611.920
Idraulica	2.044.698	1.784.338	1.161.146	1.204.121	2.283.877	2.671.700	1.780.589	1.644.960
Geotermica	-	-	-	-	45.552	21.873	14.014	12.858
Eolica	663.118	1.074.841	1.049.441	3.118.311	2.694.369	2.329.027	3.335.345	4.519.670
Solare e altre	248.059	362.627	185.456	353.313	436.142	795.055	1.473.506	4.434.433
Pompaggio	1.798.949	1.144.058	887.271	864.221	-	-	-	-
TOTALE	39.300.743	48.193.994	55.762.487	62.622.067	51.151.652	51.178.227	49.582.393	47.379.322
Offerte Integrative / VENT	565.747	601.395	781.805	1.031.176	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	39.866.490	48.795.389	56.544.292	63.653.244	51.151.652	51.178.227	49.582.393	47.379.322

MGP - Vendite per fonte - Sud: media oraria Tabella 46

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	3.944	5.003	5.991	6.516	5.216	5.178	4.906	4.186
Gas	937	1.770	2.732	3.376	2.444	3.192	2.840	2.252
Carbone	116	304	339	316	173	145	149	88
Altre	2.891	2.929	2.920	2.807	2.599	1.841	1.917	1.846
Fonti rinnovabili	337	368	274	532	623	664	754	1.208
Idraulica	233	204	133	137	261	305	203	187
Geotermica	-	-	-	-	5	2	2	1
Eolica	76	123	120	355	308	266	381	515
Solare e altre	28	41	21	40	50	91	168	505
Pompaggio	205	131	101	98	-	-	-	-
TOTALE	4.486	5.502	6.366	7.129	5.839	5.842	5.660	5.394
Offerte Integrative / VENT	65	69	89	117	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	4.551	5.570	6.455	7.246	5.839	5.842	5.660	5.394

MGP - Vendite per fonte - Sud: % di successo Tabella 47

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	71,3%	71,9%	75,2%	76,5%	70,3%	66,3%	59,8%	52,6%
Gas	65,6%	77,6%	81,8%	82,8%	76,4%	75,3%	65,2%	55,7%
Carbone	97,9%	99,9%	100,0%	100,0%	88,1%	82,3%	86,4%	90,1%
Altre	72,5%	67,0%	68,2%	68,4%	64,5%	54,2%	52,1%	48,4%
Fonti rinnovabili	78,2%	93,3%	98,5%	95,5%	89,0%	79,8%	65,1%	77,0%
Idraulica	71,3%	88,6%	96,9%	84,7%	77,2%	64,4%	33,5%	34,2%
Geotermica	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Eolica	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	100,0%	26,5%	17,3%	15,5%	-	-	-	-
TOTALE	72,7%	70,2%	72,1%	73,6%	71,9%	67,6%	60,5%	56,6%
Offerte Integrative / VENT	100,1%	100,0%	103,8%	100,0%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	73,0%	70,4%	72,4%	73,9%	71,9%	67,6%	60,5%	56,6%

MGP - Vendite per fonte - Sud: struttura Tabella 48

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	86,7%	89,8%	92,8%	89,9%	89,3%	88,6%	86,7%	77,6%
Gas	20,6%	31,8%	42,3%	46,6%	41,8%	54,6%	50,2%	41,7%
Carbone	2,5%	5,5%	5,2%	4,4%	3,0%	2,5%	2,6%	1,6%
Altre	63,5%	52,6%	45,2%	38,7%	44,5%	31,5%	33,9%	34,2%
Fonti rinnovabili	7,4%	6,6%	4,2%	7,3%	10,7%	11,4%	13,3%	22,4%
Idraulica	5,1%	3,7%	2,1%	1,9%	4,5%	5,2%	3,6%	3,5%
Geotermica	-	-	-	-	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Eolica	1,7%	2,2%	1,9%	4,9%	5,3%	4,6%	6,7%	9,5%
Solare e altre	0,6%	0,7%	0,3%	0,6%	0,9%	1,6%	3,0%	9,4%
Pompaggio	4,5%	2,3%	1,6%	1,4%	-	-	-	-
TOTALE	98,6%	98,8%	98,6%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENT	1,4%	1,2%	1,4%	1,6%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 49 MGP - Vendite per fonte - Sicilia

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	18.735.995	18.780.885	18.258.995	17.607.072	17.045.999	17.088.008	16.520.624	14.777.649
Gas	11.805.446	11.683.132	12.460.991	13.403.370	12.860.969	14.784.893	14.759.190	13.310.634
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	6.930.549	7.097.753	5.798.004	4.203.702	4.185.030	2.303.115	1.761.434	1.467.015
Fonti rinnovabili	428.440	400.633	524.355	1.191.569	1.520.815	1.921.214	2.376.062	4.121.898
Idraulica	148.684	42.948	81.119	117.239	157.958	221.537	192.655	241.382
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	236.114	300.225	390.716	950.475	1.226.318	1.559.416	1.780.889	2.495.142
Solare e altre	43.642	57.460	52.520	123.855	136.538	140.261	402.518	1.385.374
Pompaggio	1.298.536	670.799	548.805	551.096	444.613	336.003	269.737	129.924
TOTALE	20.462.971	19.852.317	19.332.154	19.349.737	19.011.427	19.345.225	19.166.424	19.029.471
Offerte Integrative / VENF	49.021	171.644	424.460	762.768	-	-	-	54
TOTALE VENDITE	20.511.991	20.023.961	19.756.615	20.112.505	19.011.427	19.345.225	19.166.424	19.029.525

Tabella 50 MGP - Vendite per fonte - Sicilia: media oraria

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	2.139	2.144	2.084	2.010	1.946	1.951	1.886	1.682
Gas	1.348	1.334	1.422	1.526	1.468	1.688	1.685	1.515
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	791	810	662	479	478	263	201	167
Fonti rinnovabili	49	46	60	136	174	219	271	469
Idraulica	17	5	9	13	18	25	22	27
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	27	34	45	108	140	178	203	284
Solare e altre	5	7	6	14	16	16	46	158
Pompaggio	148	77	63	63	51	38	31	15
TOTALE	2.336	2.266	2.207	2.203	2.170	2.208	2.188	2.166
Offerte Integrative / VENF	6	20	48	87	-	-	-	0
TOTALE VENDITE	2.342	2.286	2.255	2.290	2.170	2.208	2.188	2.166

Tabella 51 MGP - Vendite per fonte - Sicilia: % di successo

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	66,2%	70,9%	65,4%	65,0%	63,1%	58,8%	63,8%	58,0%
Gas	80,0%	85,0%	82,3%	81,1%	75,9%	77,4%	73,3%	63,1%
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	51,2%	55,7%	45,4%	39,8%	41,6%	23,1%	30,7%	33,5%
Fonti rinnovabili	54,1%	96,8%	93,5%	96,7%	100,0%	100,0%	99,0%	96,7%
Idraulica	57,2%	77,4%	68,9%	74,3%	100,0%	99,7%	89,1%	63,0%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	48,4%	99,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	100,0%	29,8%	84,0%	90,2%	64,8%	24,5%	15,3%	5,8%
TOTALE	67,3%	68,1%	66,4%	66,9%	65,0%	59,8%	63,8%	59,5%
Offerte Integrative / VENF	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	100,0%
TOTALE VENDITE	67,4%	68,3%	66,8%	67,8%	65,0%	59,8%	63,8%	59,5%

Tabella 52 MGP - Vendite per fonte - Sicilia: struttura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	91,3%	93,8%	92,4%	87,8%	89,7%	88,3%	86,2%	77,7%
Gas	57,6%	58,3%	63,1%	66,6%	67,6%	76,4%	77,0%	69,9%
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	33,8%	35,4%	29,3%	20,9%	22,0%	11,9%	9,2%	7,7%
Fonti rinnovabili	2,1%	2,0%	2,7%	5,9%	8,0%	9,9%	12,4%	21,7%
Idraulica	0,7%	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	1,1%	1,0%	1,3%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	1,2%	1,5%	2,0%	4,7%	6,5%	8,1%	9,3%	13,1%
Solare e altre	0,2%	0,3%	0,3%	0,6%	0,7%	0,7%	2,1%	7,3%
Pompaggio	6,3%	3,3%	2,8%	2,7%	2,3%	1,7%	1,4%	0,7%
TOTALE	99,8%	99,1%	97,9%	96,2%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENF	0,2%	0,9%	2,1%	3,8%	-	-	-	0,0%
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Vendite per fonte - Sardegna Tabella 53

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	10.801.861	11.518.977	11.997.220	10.370.243	10.045.068	9.757.881	10.118.402	10.458.791
Gas	4.431.683	4.544.201	4.442.078	4.334.958	4.119.872	4.357.820	4.029.454	4.201.670
Carbone	5.486.027	6.483.509	7.034.067	5.836.203	5.632.956	5.090.995	5.936.637	5.937.667
Altre	884.151	491.267	521.075	199.082	292.240	309.067	152.311	319.454
Fonti rinnovabili	856.575	675.586	649.877	793.308	1.112.746	1.124.919	1.245.472	2.214.407
Idraulica	453.711	246.070	233.101	211.916	386.288	385.920	394.924	204.279
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	388.598	414.004	416.297	546.453	684.859	676.027	675.425	1.424.905
Solare e altre	14.266	15.512	480	34.939	41.599	62.972	175.124	585.222
Pompaggio	395.681	411.103	211.146	221.167	283.064	206.483	221.828	126.814
TOTALE	12.054.116	12.605.666	12.858.243	11.384.718	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012
Offerte Integrative / VENF	271.644	389.347	150.228	482.488	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	12.325.760	12.995.012	13.008.471	11.867.205	11.440.879	11.089.283	11.585.702	12.800.012

MGP - Vendite per fonte - Sardegna: media oraria Tabella 54

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	1.233	1.315	1.370	1.184	1.147	1.114	1.155	1.191
Gas	506	519	507	494	470	497	460	478
Carbone	626	740	803	664	643	581	678	676
Altre	101	56	59	23	33	35	17	36
Fonti rinnovabili	98	77	74	90	127	128	142	252
Idraulica	52	28	27	24	44	44	45	23
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	44	47	48	62	78	77	77	162
Solare e altre	2	2	0	4	5	7	20	67
Pompaggio	45	47	24	25	32	24	25	14
TOTALE	1.376	1.439	1.468	1.296	1.306	1.266	1.323	1.457
Offerte Integrative / VENF	31	44	17	55	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	1.407	1.483	1.485	1.351	1.306	1.266	1.323	1.457

MGP - Vendite per fonte - Sardegna: % di successo Tabella 55

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	64,7%	69,2%	72,5%	66,8%	67,6%	65,0%	66,4%	73,5%
Gas	76,2%	76,5%	78,3%	76,6%	76,9%	76,9%	76,8%	73,9%
Carbone	84,9%	90,9%	89,7%	80,8%	83,3%	78,7%	78,2%	87,0%
Altre	20,1%	13,7%	17,3%	7,6%	10,6%	10,8%	6,3%	18,5%
Fonti rinnovabili	83,6%	97,2%	97,3%	90,2%	91,5%	72,6%	66,6%	74,0%
Idraulica	75,5%	92,7%	92,8%	71,0%	79,0%	47,7%	38,7%	20,8%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	94,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Solare e altre	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%
Pompaggio	100,0%	43,9%	17,7%	17,8%	24,8%	17,6%	17,9%	9,3%
TOTALE	66,6%	69,0%	69,9%	64,6%	66,4%	62,6%	63,1%	68,8%
Offerte Integrative / VENF	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	67,1%	69,6%	70,1%	65,5%	66,4%	62,6%	63,1%	68,8%

MGP - Vendite per fonte - Sardegna: struttura Tabella 56

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	87,6%	88,6%	92,2%	87,6%	87,8%	88,0%	87,3%	81,7%
Gas	36,0%	35,0%	34,1%	36,5%	36,0%	39,3%	34,8%	32,8%
Carbone	44,5%	49,9%	54,1%	49,2%	49,2%	45,9%	51,2%	46,4%
Altre	7,2%	3,8%	4,0%	1,7%	2,6%	2,8%	1,3%	2,5%
Fonti rinnovabili	6,9%	5,2%	5,0%	6,7%	9,7%	10,1%	10,8%	17,3%
Idraulica	3,7%	1,9%	1,8%	1,8%	3,4%	3,5%	3,4%	1,6%
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolica	3,2%	3,2%	3,2%	4,6%	6,0%	6,1%	5,8%	11,1%
Solare e altre	0,1%	0,1%	0,0%	0,3%	0,4%	0,6%	1,5%	4,6%
Pompaggio	3,2%	3,2%	1,6%	1,9%	2,5%	1,9%	1,9%	1,0%
TOTALE	97,8%	97,0%	98,8%	95,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative / VENF	2,2%	3,0%	1,2%	4,1%	-	-	-	-
TOTALE VENDITE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

LIQUIDITÀ



Tabella 57

MGP – Domanda di energia elettrica

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Borsa	202.986.064	196.535.249	221.292.184	232.643.731	213.034.688	199.450.149	180.347.000	178.664.054
Acquirente Unico	139.179.980	132.230.746	106.570.141	79.448.673	70.700.952	48.468.535	47.926.296	39.586.615
Altri operatori	47.682.936	49.717.421	99.762.451	137.922.614	134.481.029	134.317.300	110.275.635	108.061.173
Pompaggi	8.087.174	7.443.272	6.334.233	5.108.149	2.891.281	2.853.292	945.759	847.207
Zone estere	2.773.208	3.346.408	3.057.474	6.699.056	3.825.739	3.419.627	3.102.694	2.795.962
Saldo programmi PCE	-	-	161	91.994	1.135.686	10.391.394	18.096.615	27.373.098
Offerte integrative	5.262.767	3.797.402	5.567.723	3.373.245	-	-	-	-
PCE (incluso MTE)	120.198.785	133.254.781	108.657.022	104.317.565	100.390.479	119.111.417	131.146.877	120.004.782
Zone estere	1.143.298	1.285.567	726.452	559.701	436.389	408.869	416.390	465.290
Zone nazionali AU	25.153.421	20.768.233	16.166.432	19.502.059	24.246.640	41.846.549	36.786.812	38.813.558
Zone nazionali altri operatori	93.902.066	111.200.980	91.764.300	84.347.800	76.843.137	87.247.392	112.040.290	108.099.031
Saldo programmi PCE	-	-	-161	-91.994	-1.135.686	-10.391.394	-18.096.615	-27.373.098
VOLUMI ACQUISTATI	323.184.849	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836
VOLUMI NON ACQUISTATI	834.771	7.299.180	5.475.885	17.357.054	25.790.543	26.491.365	26.716.312	31.823.102
DOMANDA TOTALE	324.019.620	337.089.209	335.425.092	354.318.351	339.215.709	345.052.930	338.210.189	330.491.938

Tabella 58

MGP – Domanda di energia elettrica: struttura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Borsa – Liquidità	62,8%	59,6%	67,1%	69,0%	68,0%	62,6%	57,9%	59,8%
Acquirente Unico	43,1%	40,1%	32,3%	23,6%	22,6%	15,2%	15,4%	13,3%
Altri operatori	14,8%	15,1%	30,2%	40,9%	42,9%	42,2%	35,4%	36,2%
Pompaggi	2,5%	2,3%	1,9%	1,5%	0,9%	0,9%	0,3%	0,3%
Zone estere	0,9%	1,0%	0,9%	2,0%	1,2%	1,1%	1,0%	0,9%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%	0,0%	0,4%	3,3%	5,8%	9,2%
Offerte integrative	1,6%	1,2%	1,7%	1,0%	-	-	-	-
PCE (incluso MTE)	37,2%	40,4%	32,9%	31,0%	32,0%	37,4%	42,1%	40,2%
Zone estere	0,4%	0,4%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%
Zone nazionali AU	7,8%	6,3%	4,9%	5,8%	7,7%	13,1%	11,8%	13,0%
Zone nazionali altri operatori	29,1%	33,7%	27,8%	25,0%	24,5%	27,4%	36,0%	36,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-0,0%	-0,0%	-0,4%	-3,3%	-5,8%	-9,2%
VOLUMI ACQUISTATI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Figura 59

MGP – Acquisti in borsa di energia elettrica: struttura

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Acquirente Unico	68,6%	67,3%	48,2%	34,2%	33,2%	24,3%	26,6%	22,2%
Altri operatori	23,5%	25,3%	45,1%	59,3%	63,1%	67,3%	61,1%	60,5%
Pompaggi	4,0%	3,8%	2,9%	2,2%	1,4%	1,4%	0,5%	0,5%
Zone estere	1,4%	1,7%	1,4%	2,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%	0,0%	0,5%	5,2%	10,0%	15,3%
Offerte integrative	2,6%	1,9%	2,5%	1,4%	-	-	-	-
TOTALE Borsa	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP – Offerta di energia elettrica

Tabella 60

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Borsa	177.618.928	196.535.249	221.292.184	232.643.731	213.034.688	199.450.149	180.347.000	178.664.054
<i>Operatori</i>	108.533.768	123.564.850	142.990.379	147.438.784	131.158.116	120.956.056	108.533.768	94.579.601
<i>GSE</i>	51.922.522	48.403.285	45.828.980	47.808.312	45.353.277	46.664.374	39.296.282	51.082.978
<i>Zone estere</i>	931.017	7.969.332	16.786.271	21.788.559	31.215.502	31.631.528	32.064.887	32.996.437
<i>Saldo programmi PCE</i>	12.783.007	13.581.232	12.528.950	7.985.871	5.307.793	198.191	452.062	4.984
<i>Offerte integrative</i>	3.448.614	3.016.550	3.157.605	7.622.206	-	-	-	54
PCE (incluso MTE)	120.198.785	133.254.781	108.657.022	104.317.565	100.390.479	119.111.417	131.146.877	120.004.782
<i>Zone estere</i>	51.831.818	42.000.374	33.782.919	26.013.295	19.108.051	17.122.515	17.804.825	13.542.195
<i>Zone nazionali</i>	81.149.975	104.835.639	87.403.054	86.290.141	86.590.221	102.187.092	113.794.114	106.467.571
<i>Saldo programmi PCE</i>	-12.783.007	-13.581.232	-12.528.950	-7.985.871	-5.307.793	-198.191	-452.062	-4.984
VOLUMI VENDUTI	323.184.850	329.790.030	329.949.207	336.961.297	313.425.166	318.561.565	311.493.877	298.668.836
VOLUMI NON VENDUTI	122.038.971	126.041.639	150.274.210	158.390.774	185.806.663	190.934.397	226.643.492	256.760.038
OFFERTA TOTALE	445.223.821	455.831.669	480.223.417	495.352.071	499.231.829	509.495.962	538.137.369	555.428.874

MGP – Offerta di energia elettrica: struttura

Tabella 61

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Borsa – Liquidità	55,0%	59,6%	67,1%	69,0%	68,0%	62,6%	57,9%	59,8%
<i>Operatori</i>	33,6%	37,5%	43,3%	43,8%	41,8%	38,0%	34,8%	31,7%
<i>GSE</i>	16,1%	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,1%
<i>Zone estere</i>	0,3%	2,4%	5,1%	6,5%	10,0%	9,9%	10,3%	11,0%
<i>Saldo programmi PCE</i>	4,0%	4,1%	3,8%	2,4%	1,7%	0,1%	0,1%	0,0%
<i>Offerte integrative</i>	1,1%	0,9%	1,0%	2,3%	-	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	37,2%	40,4%	32,9%	31,0%	32,0%	37,4%	42,1%	40,2%
<i>Zone estere</i>	16,0%	12,7%	10,2%	7,7%	6,1%	5,4%	5,7%	4,5%
<i>Zone nazionali</i>	25,1%	31,8%	26,5%	25,6%	27,6%	32,1%	36,5%	35,6%
<i>Saldo programmi PCE</i>	-4,0%	-4,1%	-3,8%	-2,4%	-1,7%	-0,1%	-0,1%	-0,0%
VOLUMI VENDUTI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP – Vendite in borsa di energia elettrica: struttura

Figura 62

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Operatori</i>	61,1%	62,9%	64,6%	63,4%	61,6%	60,6%	60,2%	52,9%
<i>GSE</i>	29,2%	24,6%	20,7%	20,6%	21,3%	23,4%	21,8%	28,6%
<i>Zone estere</i>	0,5%	4,1%	7,6%	9,4%	14,7%	15,9%	17,8%	18,5%
<i>Saldo programmi PCE</i>	7,2%	6,9%	5,7%	3,4%	2,5%	0,1%	0,3%	0,0%
<i>Offerte integrative</i>	1,9%	1,5%	1,4%	3,3%	-	-	-	0,0%
TOTALE Borsa	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

CONFIGURAZIONI ZONALI



Tabella 63 MGP – Numero di zone di mercato: media oraria

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Escluse le zone estere	2,22	2,66	2,59	2,44	3,09	2,50	2,39	2,38
Escluse le zone estere e le isole	1,38	1,72	1,51	1,35	1,39	1,46	1,34	1,44

Tabella 64 MGP – Numero di zone di mercato (escluse le zone estere): % di ore

Numero di zone	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	21,2%	17,0%	18,8%	17,7%	13,0%	16,3%	15,0%	9,0%
2	44,7%	33,8%	33,8%	39,5%	24,1%	35,1%	42,9%	53,3%
3	25,9%	25,8%	25,6%	26,8%	22,3%	32,0%	31,4%	29,8%
4	7,3%	15,4%	14,7%	13,6%	26,3%	13,3%	9,3%	6,9%
5	0,8%	5,8%	6,0%	1,9%	10,9%	3,0%	1,4%	0,9%
6	0,1%	2,0%	1,1%	0,4%	2,9%	0,4%	0,0%	0,1%
7	-	0,2%	0,1%	-	0,5%	-	-	-
8	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-

Tabella 65 MGP – Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole): % di ore

Numero di zone	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	65,3%	45,5%	55,1%	68,9%	66,7%	60,4%	70,7%	62,8%
2	31,2%	39,8%	39,5%	27,4%	28,4%	33,5%	24,5%	31,1%
3	3,2%	12,3%	4,9%	3,7%	4,2%	5,7%	4,5%	5,5%
4	0,3%	1,7%	0,5%	0,1%	0,6%	0,3%	0,3%	0,5%
5	-	0,7%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%

Figura 66 MGP – Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	0,88	1,13	2,51	4,07	2,90	2,14	2,06	1,43
Centro Nord	-0,03	-0,23	-1,81	2,00	1,46	1,66	1,07	1,61
Centro Sud	-0,44	-0,24	-2,06	-0,63	1,32	1,53	1,37	2,32
Sud	-0,44	-0,23	-2,06	-0,40	4,23	5,12	3,19	5,14
Calabria	-1,25	-0,92	-2,24	-1,00				
Sicilia	-4,19	-4,20	-8,52	-32,64	-24,37	-25,59	-20,88	-19,80
Sardegna	-1,79	-5,80	-4,01	-4,84	-18,29	-9,38	-7,70	-6,19
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	0,88	1,27	2,62	4,09	2,90	2,14	2,06	
Turbigo R.	0,88	1,19	2,51					
Piombino	-0,39	0,00						
Brindisi	-0,35	0,47	-1,99	0,06	6,68	6,47	4,03	6,99
Foggia		2,26	1,03	0,20	4,42	5,13	5,07	7,67
Rossano	-0,40	0,14	-2,01	0,00	4,97	5,66	3,23	5,48
Priolo G.	-3,59	-1,93	-7,45	-31,47	-24,23	-25,45	-20,88	-19,80
<i>Zone estere</i>								
Francia	6,27	10,42	-	-	2,90	2,14	2,06	1,43
Svizzera	2,93	10,10	20,51	-	2,94	2,14	2,06	1,43
Austria	5,39	16,44	-	-	2,90	2,14	2,06	1,43
Slovenia	2,68	3,81	29,91	-	2,90	2,14	2,06	1,43
BSP							17,09	23,89
Grecia	2,91	6,79	-	-	6,68	6,47	4,03	6,99
Corsica	1,21	1,42	-0,08	-0,26	2,39	-27,46	-2,37	-6,12
Corsica AC		-7,71	-4,01	-4,84	-18,29	-9,24	-8,71	-6,19
Estero Corsica		-7,71	-4,01	-4,84				
Estero Nord-Est	1,38	1,13	2,77	4,07				
Estero Nord-Ovest	0,90	1,13	2,53	4,07				
Estero Sud	0,91	6,27	6,37	6,64				

Tabella 68 MGP - Transiti: capacità media di trasporto assegnata (transiti esteri) e limite medio (transiti nazionali)

Transiti Esteri		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Francia	Nord					2.421	2.186	2.096	2.262
Nord	Francia					1.565	1.458	1.470	1.442
Svizzera	Nord					3.281	3.681	3.514	3.777
Nord	Svizzera					2.622	3.003	2.936	2.696
Austria	Nord					208	276	236	289
Nord	Austria					161	129	188	241
Slovenia	Nord					365	373	517	483
Nord	Slovenia					178	190	483	168
Brindisi	Grecia	500	-	-	-	610	668	580	784
Grecia	Brindisi	500	-	-	-	495	543	495	688
Nord	Estero NordEst	∞	∞	233	238				
Estero NordEst	Nord	642	760	754	765				
Nord	Estero NordOvest	∞	∞	2.406	2.407				
Estero NordOvest	Nord	5.852	7.088	7.190	7.033				
Francia	Estero NordOvest	2.017	456						
Estero NordOvest	Francia	∞	∞						
Svizzera	Estero NordOvest	2.563	1.132	1.622					
Estero NordOvest	Svizzera	∞	∞	692					
Austria	Estero NordEst	772	104						
Estero NordEst	Austria	∞	∞						
Slovenia	Estero NordEst	870	184	182					
Estero NordEst	Slovenia	∞	∞	75					
Brindisi	EsteroSud	501	500	500	488				
EsteroSud	Brindisi	501	432	500	490				
Grecia	EsteroSud	361	216						
EsteroSud	Grecia	361	250						
Sardegna	EsteroCorsica	-	50	50	56				
EsteroCorsica	Sardegna	-	50	50	52				
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	∞	∞	∞				
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	∞	∞	∞				

Transiti Nazionali		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Nord	Centro Nord	3.270	2.738	2.704	3.215	3.201	3.264	3.139	3.353
Centro Nord	Nord	1.802	1.682	1.379	1.614	1.573	1.639	1.596	1.672
Centro Nord	Corsica		274	281	287	193	128	65	50
Corsica	Centro Nord		235	236	237	136	91	62	50
Corsica	Sardegna	∞	∞	∞	8.789	1.603	67	51	50
Sardegna	Corsica	300	303	293	311	172	83	51	50
Sardegna	CorsicaAC					62	69	99	100
CorsicaAC	Sardegna					80	80	80	93
Centro Nord	Centro Sud		1.944	1.846	1.646	1.896	1.795	2.002	1.922
Centro Sud	Centro Nord		2.247	2.231	2.049	2.183	2.084	2.186	2.294
Centro Sud	Sud	2.097	2.120	2.121	2.124	∞	∞	∞	∞
Sud	Centro Sud	2.015	1.999	3.451	3.654	3.961	3.883	3.878	3.717
Centro Sud	Sardegna					397	295	490	559
Sardegna	Centro Sud					433	379	618	883
Foggia	Sud		1.152	1.188	1.400	1.968	1.877	1.884	1.888
Sud	Foggia		∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano		∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	4.324	4.270	5.069	5.097	1.972	2.035	2.060	2.082
Rossano	Sicilia					169	167	169	167
Sicilia	Rossano					200	200	195	183
Priolo	Sicilia	796	804	805	806	793	802	795	794
Sicilia	Priolo	600	600	600	600	∞	∞	∞	∞
Sud	Brindisi					∞	∞	∞	∞
Brindisi	Sud					4.753	4.969	4.984	4.605
Monfalcone	Nord	948	1.454	1.695	1.673	1.722	1.726	1.730	
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	
Turbigo	Nord	2.098	2.102	9.637					
Nord	Turbigo	∞	∞	∞					
Piombino	Centro Nord	3.171	3.400						
Centro Nord	Piombino	1.793	1.807						
Corsica	Piombino	250	250						
Piombino	Corsica	299	300						
Piombino	Centro Sud	9.654	∞						
Centro Sud	Piombino	2.243	2.299						
Sicilia	Calabria	434	461	461	227				
Calabria	Sicilia	100	139	151	150				
Calabria	Rossano	∞	∞	∞	∞				
Rossano	Calabria	1.643	8.976	9.766	9.798				
Rossano	Brindisi	∞	∞	∞	∞				
Brindisi	Rossano	4.397	4.403	5.004	5.071				

Market Coupling		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Slovenia	BSP							483	164
BSP	Slovenia							155	452

Transiti Esteri		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Francia	Nord					2.132	1.921	1.836	1.733
Nord	Francia					327	490	174	404
Svizzera	Nord					2.457	2.565	2.720	2.440
Nord	Svizzera					293	555	191	208
Austria	Nord					195	186	186	174
Nord	Austria					30	35	-	53
Slovenia	Nord					346	324	460	435
Nord	Slovenia					93	80	69	61
Brindisi	Grecia					-	-	-	-
Grecia	Brindisi	333	-	-	-	-	378	287	383
Nord	Estero NordEst	37	64	66	59				
Estero NordEst	Nord	532	547	396	510				
Nord	Estero NordOvest	207	771	490	685				
Estero NordOvest	Nord	5.037	4.779	5.133	4.356				
Francia	Estero NordOvest	1.537	413						
Estero NordOvest	Francia	672	720						
Svizzera	Estero NordOvest	2.057	925	1.390					
Estero NordOvest	Svizzera	614	848	397					
Austria	Estero NordEst	157	101						
Estero NordEst	Austria	125	50						
Slovenia	Estero NordEst	271	175	159					
Estero NordEst	Slovenia	11	89	51					
Brindisi	EsteroSud	270	192	281	303				
EsteroSud	Brindisi	78	212	113	166				
Grecia	EsteroSud	46	96						
EsteroSud	Grecia	146	166						
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	-	-				
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-	-				
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-	-				
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-	-				

Transiti Nazionali		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Nord	Centro Nord	2.295	1.980	2.122	1.991	1.630	1.426	1.414	1.208
Centro Nord	Nord	563	901	606	496	433	760	567	723
Centro Nord	Corsica		181	122	178	144	94	58	50
Corsica	Centro Nord		100	145	103	89	62	61	-
Corsica	Sardegna	165	146	104	150	106	76	83	-
Sardegna	Corsica	135	131	168	119	91	54	50	50
Sardegna	CorsicaAC							38	41
CorsicaAC	Sardegna							-	-
Centro Nord	Centro Sud		839	960	818	691	585	597	630
Centro Sud	Centro Nord		394	707	680	735	990	920	1.205
Centro Sud	Sud	577	379	273	267	-	-	-	158
Sud	Centro Sud	397	782	1.246	1.760	2.996	3.104	2.861	2.700
Centro Sud	Sardegna					213	203	337	285
Sardegna	Centro Sud					112	102	91	303
Foggia	Sud		690	864	807	897	662	746	636
Sud	Foggia		-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano		-	-	-	105	123	120	129
Rossano	Sud	3.191	3.701	3.711	3.980	803	994	732	841
Rossano	Sicilia					123	121	130	147
Sicilia	Rossano					94	97	107	113
Priolo	Sicilia	585	569	579	560	549	499	445	448
Sicilia	Priolo	87	155	92	85	121	70	110	89
Sud	Brindisi					-	-	-	-
Brindisi	Sud					3.342	3.418	3.200	2.663
Monfalcone	Nord	435	709	829	697	685	686	572	
Nord	Monfalcone					-	-	-	
Turbigo	Nord	800	443	196					
Nord	Turbigo	318	292	332					
Piombino	Centro Nord	802	1.484						
Centro Nord	Piombino	1.075	571						
Corsica	Piombino	119	132						
Piombino	Corsica	188	142						
Piombino	Centro Sud	1.033	660						
Centro Sud	Piombino	670	1.191						
Sicilia	Calabria	239	178	154	118				
Calabria	Sicilia	83	116	112	110				
Calabria	Rossano	160	97	99	129				
Rossano	Calabria	213	294	297	283				
Rossano	Brindisi								
Brindisi	Rossano	2.966	3.318	3.275	3.130				

Market Coupling		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	MWh							
Slovenia	BSP							83	43
BSP	Slovenia							134	417

Tabella 70 MGP - Transiti: direzione dei flussi

Transiti Esteri		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Francia	Nord					98,7%	96,9%	99,9%	98,9%
Nord	Francia					1,3%	3,1%	0,1%	1,1%
Svizzera	Nord					99,7%	99,8%	100,0%	99,8%
Nord	Svizzera					0,3%	0,2%	-	0,2%
Austria	Nord					99,5%	99,0%	91,4%	99,7%
Nord	Austria					-	0,3%	-	0,1%
Slovenia	Nord					99,7%	99,9%	99,5%	99,3%
Nord	Slovenia					0,2%	0,1%	0,5%	0,7%
Brindisi	Grecia					16,0%	6,1%	11,9%	14,2%
Grecia	Brindisi	51,3%	-	-	-	67,3%	73,6%	77,0%	77,7%
Nord	Estero NordEst	0,1%	-	1,7%	1,0%	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	99,9%	100,0%	98,1%	99,0%	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	0,1%	2,9%	0,4%	0,3%	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	99,9%	97,1%	99,6%	99,7%	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	84,6%	79,6%	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Francia	7,8%	13,8%	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Estero NordOvest	93,4%	84,9%	97,6%	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Svizzera	6,6%	15,1%	2,4%	-	-	-	-	-
Austria	Estero NordEst	89,9%	96,7%	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Austria	6,5%	1,2%	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	95,9%	96,9%	52,9%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	1,7%	3,1%	13,6%	-	-	-	-	-
Brindisi	EsteroSud	19,4%	26,3%	46,5%	66,9%	-	-	-	-
EsteroSud	Brindisi	14,2%	51,1%	18,6%	12,6%	-	-	-	-
Grecia	EsteroSud	13,2%	44,7%	-	-	-	-	-	-
EsteroSud	Grecia	19,2%	25,0%	-	-	-	-	-	-
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	-	-

Transiti Nazionali		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Nord	Centro Nord	96,9%	89,4%	96,3%	92,3%	91,5%	77,7%	85,2%	60,4%
Centro Nord	Nord	3,1%	10,6%	3,7%	7,7%	8,5%	22,3%	14,8%	39,6%
Centro Nord	Corsica		69,9%	43,2%	70,1%	67,9%	30,3%	5,4%	16,1%
Corsica	Centro Nord		22,7%	51,8%	24,2%	18,0%	5,4%	0,2%	-
Corsica	Sardegna	61,4%	54,9%	32,5%	61,0%	61,4%	18,7%	0,6%	-
Sardegna	Corsica	34,4%	39,9%	61,4%	33,2%	34,2%	64,5%	89,6%	78,9%
Sardegna	CorsicaAC							96,2%	96,0%
CorsicaAC	Sardegna							-	-
Centro Nord	Centro Sud		83,1%	82,5%	60,0%	41,8%	30,5%	30,3%	22,6%
Centro Sud	Centro Nord		16,9%	17,5%	40,0%	58,2%	69,5%	69,7%	77,4%
Centro Sud	Sud	66,7%	21,4%	6,7%	2,3%	-	-	-	0,1%
Sud	Centro Sud	33,3%	78,6%	93,3%	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%
Centro Sud	Sardegna					77,7%	57,6%	91,0%	62,8%
Sardegna	Centro Sud					22,3%	14,5%	8,0%	37,1%
Foggia	Sud	-	80,6%	93,6%	97,8%	96,9%	95,7%	97,2%	98,0%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	8,0%	7,4%	6,8%	13,1%
Rossano	Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	92,0%	92,5%	93,2%	86,9%
Rossano	Sicilia					79,2%	78,8%	75,8%	86,5%
Sicilia	Rossano					17,5%	19,3%	18,2%	13,4%
Priolo	Sicilia	95,5%	95,3%	98,3%	94,4%	94,5%	98,2%	99,0%	97,8%
Sicilia	Priolo	4,5%	3,9%	1,6%	5,6%	4,9%	1,7%	0,8%	0,1%
Sud	Brindisi					-	-	-	-
Brindisi	Sud					100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Monfalcone	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	98,9%	99,4%	99,4%	96,1%	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	55,3%	53,4%	1,4%	-	-	-	-	-
Nord	Turbigo	34,7%	29,6%	1,5%	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Nord	12,4%	83,5%	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Piombino	87,6%	16,5%	-	-	-	-	-	-
Corsica	Piombino	27,5%	52,8%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Corsica	66,9%	47,0%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Sud	87,6%	23,7%	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Piombino	12,4%	76,3%	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Calabria	75,8%	39,1%	31,3%	27,3%	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	19,9%	58,4%	61,6%	69,7%	-	-	-	-
Calabria	Rossano	18,1%	7,1%	7,6%	10,4%	-	-	-	-
Rossano	Calabria	77,3%	91,1%	92,4%	89,6%	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	-	-	-

Market Coupling		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Slovenia	BSP							3,3%	0,4%
BSP	Slovenia							96,4%	99,3%

MGP – Transiti: percentuale di saturazione

Tabella 71

Transiti Esteri		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Francia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Grecia	Brindisi	1,0%	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordEst	-	-	0,1%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	0,9%	-	0,3%	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	0,1%	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	2,7%	33,0%	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Estero NordOvest	4,7%	41,2%	58,7%	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	0,6%	-	-	-	-	-
Austria	Estero NordEst	5,3%	19,4%	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	2,2%	3,8%	5,5%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	-	-	4,9%	-	-	-	-	-
Brindisi	EsteroSud	-	-	5,8%	-	-	-	-	-
EsteroSud	Brindisi	-	0,1%	-	-	-	-	-	-
Grecia	EsteroSud	-	0,4%	-	-	-	-	-	-
EsteroSud	Grecia	0,3%	2,0%	-	-	-	-	-	-
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	-	-

Transiti Nazionali		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Nord	Centro Nord	17,4%	34,3%	33,3%	11,5%	6,0%	3,2%	6,2%	1,1%
Centro Nord	Nord	-	0,7%	0,6%	0,4%	0,1%	0,7%	0,1%	3,4%
Centro Nord	Corsica	-	21,3%	6,3%	17,6%	45,0%	48,7%	91,2%	100,0%
Corsica	Centro Nord	-	1,5%	12,6%	4,3%	6,8%	4,9%	0,2%	-
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	2,5%	36,4%	10,6%	0,1%
Sardegna	Corsica	2,0%	2,6%	12,0%	5,0%	16,4%	68,5%	99,1%	100,0%
Sardegna	CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	2,8%	0,1%
CorsicaAC	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	1,8%	5,4%	13,6%	1,3%	3,0%	0,2%	1,4%
Centro Sud	Centro Nord	-	-	1,0%	1,1%	1,3%	6,5%	4,0%	7,8%
Centro Sud	Sud	0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	0,8%	0,3%	1,8%	17,0%	23,5%	15,6%	16,3%
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	12,9%	26,2%	28,2%	7,9%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	0,5%	0,4%	-	2,1%
Foggia	Sud	-	0,2%	-	-	0,2%	0,2%	3,7%	4,1%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	2,6%	17,5%	2,3%	3,4%	2,7%	2,2%	0,5%	1,9%
Rossano	Sicilia	-	-	-	-	62,0%	63,7%	64,4%	75,9%
Sicilia	Rossano	-	-	-	-	7,8%	9,1%	10,5%	8,1%
Priolo	Sicilia	5,2%	15,9%	14,3%	3,5%	0,3%	0,1%	-	0,0%
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	9,8%	6,6%	4,0%	7,7%
Monfalcone	Nord	-	1,4%	0,6%	0,3%	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	0,1%	0,1%	-	-	-	-	-	-
Nord	Turbigo	-	-	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Piombino	9,6%	0,2%	-	-	-	-	-	-
Corsica	Piombino	1,0%	7,0%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Corsica	16,1%	5,1%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Sud	2,2%	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Piombino	0,1%	7,8%	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Calabria	13,8%	5,5%	5,4%	11,5%	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	37,6%	39,1%	44,6%	53,9%	-	-	-	-
Calabria	Rossano	-	0,1%	-	-	-	-	-	-
Rossano	Calabria	0,6%	5,4%	1,5%	1,6%	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	0,7%	4,4%	0,7%	0,5%	-	-	-	-

Market Coupling		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Slovenia	BSP	-	-	-	-	-	-	-	0,3%
BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	-	80,1%	79,3%



Tabella 72 MGP – Transiti: percentuale di inibizione

Transiti Esteri		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Francia	Nord	-	-	-	-	-	0,3%	1,1%	0,7%
Nord	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	-	-	-	-	-	0,1%	0,6%	0,7%
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	-	-	-	-	14,9%	3,7%	11,1%	2,9%
Nord	Austria	-	-	-	-	0,5%	0,8%	8,6%	0,1%
Slovenia	Nord	-	-	-	-	83,4%	75,0%	0,3%	0,1%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Grecia	11,0%	-	-	-	18,2%	20,1%	11,0%	8,1%
Grecia	Brindisi	11,0%	-	-	-	15,5%	22,9%	16,0%	8,8%
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	-	-	0,2%	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	7,6%	6,6%	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Estero NordEst	3,4%	1,8%	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	1,1%	-	33,4%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	-	-	33,4%	-	-	-	-	-
Brindisi	EsteroSud	1,7%	4,7%	12,9%	7,3%	-	-	-	-
EsteroSud	Brindisi	1,7%	8,7%	12,9%	7,3%	-	-	-	-
Grecia	EsteroSud	1,4%	8,6%	-	-	-	-	-	-
EsteroSud	Grecia	1,4%	4,7%	-	-	-	-	-	-
Sardegna	EsteroCorsica	-	-	-	0,8%	-	-	-	-
EsteroCorsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-
CorsicaAC	EsteroCorsica	-	-	-	-	-	-	-	-
EsteroCorsica	CorsicaAC	-	-	-	-	-	-	-	-

Transiti Nazionali		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	-	7,4%	4,9%	5,6%	14,0%	64,3%	94,4%	83,9%
Corsica	Centro Nord	-	7,4%	5,2%	7,4%	15,8%	64,3%	94,4%	83,9%
Corsica	Sardegna	4,1%	5,2%	5,9%	4,1%	4,3%	16,8%	9,8%	21,0%
Sardegna	Corsica	4,1%	5,2%	6,1%	5,7%	5,7%	16,8%	9,8%	21,1%
Sardegna	CorsicaAC	-	-	-	-	1,8%	0,4%	-	-
CorsicaAC	Sardegna	-	-	-	-	-	0,2%	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	27,9%	1,0%	-
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	27,9%	1,0%	0,1%
Foggia	Sud	-	3,5%	4,9%	0,7%	0,2%	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	0,2%	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sicilia	-	-	-	-	3,3%	1,9%	6,0%	-
Sicilia	Rossano	-	-	-	-	3,3%	1,9%	6,0%	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Turbigo	-	-	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica	Piombino	6,5%	0,1%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Corsica	5,3%	0,1%	-	-	-	-	-	-
Piombino	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Piombino	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Calabria	1,3%	3,1%	7,2%	2,9%	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	11,8%	2,9%	7,0%	2,9%	-	-	-	-
Calabria	Rossano	5,9%	2,6%	-	-	-	-	-	-
Rossano	Calabria	4,6%	1,8%	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-

Market Coupling		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Da	A	%							
Slovenia	BSP	-	-	-	-	-	-	0,3%	0,3%
BSP	Slovenia	-	-	-	-	-	-	0,3%	0,3%

1. MGP – MERCATO DEL GIORNO PRIMA

CONCENTRAZIONE



Tabella 73

MGP – CR3 delle vendite e confronto con MA ed MI

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Totale	MGP	57,7%	55,7%	52,7%	53,0%	52,2%	52,2%	49,2%	49,8%
	MA	94,8%	95,9%	94,9%	93,0%	89,1%			
	MI1					88,1%	87,3%	82,1%	78,2%
	MI2					84,6%	84,2%	79,2%	70,3%
	MI3							66,1%	60,0%
	MI4							69,8%	57,8%
Nord	MGP	53,9%	50,4%	50,9%	51,1%	49,6%	51,9%	48,1%	46,0%
	MA	93,2%	94,8%	94,4%	92,3%	91,3%			
	MI1					89,0%	91,3%	88,5%	88,0%
	MI2					90,8%	89,5%	82,0%	76,8%
	MI3							69,5%	57,5%
	MI4							71,8%	55,2%
Centro Nord	MGP	94,3%	92,8%	90,8%	89,2%	86,3%	84,2%	80,4%	83,3%
	MA	100,0%	100,0%	99,7%	99,0%	95,1%			
	MI1					97,3%	97,0%	96,7%	88,8%
	MI2					92,0%	92,3%	82,7%	79,9%
	MI3							83,1%	69,7%
	MI4							83,6%	66,7%
Centro Sud	MGP	91,3%	90,5%	86,5%	86,2%	71,9%	75,0%	74,5%	77,4%
	MA	99,5%	99,5%	98,9%	99,0%	98,6%			
	MI1					96,1%	96,3%	93,8%	89,5%
	MI2					95,3%	94,0%	89,5%	83,2%
	MI3							90,1%	91,2%
	MI4							86,4%	81,9%
Sud	MGP	88,2%	75,5%	64,6%	60,6%	66,3%	61,9%	61,4%	63,8%
	MA	98,7%	98,1%	98,0%	98,5%	83,2%			
	MI1					82,3%	76,6%	77,3%	79,2%
	MI2					87,6%	83,4%	85,1%	80,5%
	MI3							72,0%	77,4%
	MI4							75,9%	78,0%
Sicilia	MGP	89,0%	89,8%	85,1%	83,3%	84,1%	89,4%	86,4%	87,0%
	MA	95,5%	95,4%	92,9%	92,8%	94,0%			
	MI1					96,2%	96,6%	99,4%	95,5%
	MI2					97,4%	94,1%	98,3%	91,4%
	MI3							96,0%	81,1%
	MI4							98,4%	81,6%
Sardegna	MGP	95,8%	94,2%	94,4%	81,3%	97,6%	97,4%	98,6%	98,6%
	MA	100,0%	100,0%	99,8%	95,4%	97,8%			
	MI1					98,4%	98,2%	95,6%	91,1%
	MI2					96,7%	92,7%	91,8%	80,1%
	MI3							90,4%	89,6%
	MI4							83,5%	62,0%

MGP – CR3 degli acquisti e confronto con MA ed MI  Tabella 74

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Totale	MGP	64,2%	62,1%	60,5%	56,4%	58,6%	53,6%	49,1%	47,6%
	MA	92,7%	96,0%	95,1%	91,9%	85,4%			
	MI1					84,9%	85,6%	64,8%	48,5%
	MI2					83,1%	84,5%	74,5%	59,3%
	MI3							56,1%	50,1%
	MI4						56,5%	42,5%	
Nord	MGP	59,7%	57,8%	55,9%	49,7%	51,8%	46,2%	41,8%	40,7%
	MA	90,5%	94,8%	95,0%	91,0%	88,2%			
	MI1					86,9%	85,2%	58,9%	44,9%
	MI2					86,8%	85,1%	77,7%	63,6%
	MI3							43,9%	38,7%
	MI4						48,1%	38,2%	
Centro Nord	MGP	66,0%	61,6%	61,1%	57,3%	56,3%	53,5%	47,1%	46,8%
	MA	100,0%	99,9%	99,7%	99,2%	86,9%			
	MI1					98,4%	94,5%	76,5%	65,9%
	MI2					95,8%	87,2%	73,1%	61,1%
	MI3							54,1%	54,4%
	MI4						68,4%	41,1%	
Centro Sud	MGP	74,4%	71,1%	68,7%	68,3%	67,6%	65,0%	56,9%	59,2%
	MA	99,8%	99,8%	99,0%	98,3%	97,2%			
	MI1					98,6%	97,3%	84,9%	54,9%
	MI2					97,1%	97,2%	87,9%	68,2%
	MI3							92,6%	79,0%
	MI4						88,0%	63,4%	
Sud	MGP	75,2%	72,0%	71,1%	71,0%	72,2%	67,3%	62,8%	63,0%
	MA	99,2%	97,9%	95,9%	97,3%	96,7%			
	MI1					96,9%	94,6%	89,4%	76,3%
	MI2					91,6%	89,3%	79,0%	75,8%
	MI3							75,6%	76,9%
	MI4						66,4%	74,9%	
Sicilia	MGP	86,9%	83,3%	78,7%	80,3%	79,7%	75,5%	72,1%	67,5%
	MA	97,2%	97,9%	95,3%	91,7%	89,6%			
	MI1					98,7%	92,6%	93,9%	94,8%
	MI2					97,0%	90,1%	95,8%	90,2%
	MI3							93,1%	63,6%
	MI4						94,1%	67,5%	
Sardegna	MGP	79,1%	73,7%	73,9%	75,2%	79,3%	70,7%	62,4%	61,2%
	MA	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	93,5%			
	MI1					94,1%	96,4%	97,5%	89,6%
	MI2					93,4%	94,0%	95,7%	70,0%
	MI3							86,1%	78,2%
	MI4						92,0%	72,2%	

MGP – Quote di vendita  Figura 75

Operatore	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ENEL S.P.A.	32,1%	32,1%	28,9%	29,2%	28,4%	28,1%	28,4%	25,3%
GSE	17,0%	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,1%
EDISON TRADING S.P.A.	6,5%	8,9%	9,8%	9,6%	9,4%	9,5%	8,2%	7,4%
ENI S.P.A.	5,6%	6,7%	7,4%	6,5%	7,0%	8,1%	7,6%	6,4%
A2A TRADING S.R.L.	2,7%	3,4%	3,7%	4,4%	5,1%	4,5%	4,2%	4,4%
E.ON S.P.A.	7,9%	8,5%	7,4%	6,7%	5,7%	5,1%	5,0%	4,3%
GDF SUEZ S.P.A.	0,8%	1,2%	2,2%	1,8%	1,7%	-	2,2%	2,6%
AXPO	-	-	-	-	-	-	-	2,6%
TIRRENO POWER S.P.A.	3,4%	3,4%	3,3%	3,8%	3,5%	3,3%	3,5%	2,5%
IREN MERCATO S.P.A.	1,5%	1,9%	1,7%	1,8%	2,4%	2,2%	2,4%	2,4%
ALTRI	22,5%	19,2%	21,5%	22,0%	22,4%	24,4%	25,9%	24,8%

Tabella 76 MGP - HHI delle offerte di vendita

Zona	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nord	2.042	2.039	2.104	2.241	2.311	2.197	2.134	2.003
Centro Nord	4.693	4.588	4.535	4.664	4.787	4.387	4.626	4.112
Centro Sud	5.425	4.755	5.061	4.979	5.172	5.519	5.888	5.480
Sud	5.439	3.881	3.052	2.627	2.764	2.384	2.388	2.502
Sicilia	3.544	3.570	2.718	2.701	2.946	2.809	3.475	3.383
Sardegna	3.243	3.193	3.164	3.166	3.290	3.212	3.295	3.327

Tabella 77 MGP - HHI delle vendite

Zona	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nord	1.474	1.345	1.369	1.460	1.325	1.345	1.205	1.234
Centro Nord	4.219	4.051	3.742	3.765	3.495	3.216	3.034	3.209
Centro Sud	3.526	3.666	3.524	3.272	2.616	2.929	3.379	3.343
Sud	4.421	2.641	2.020	1.786	2.105	1.868	1.830	2.054
Sicilia	3.991	4.267	3.668	3.696	3.836	3.596	3.278	3.297
Sardegna	3.378	3.241	3.207	3.384	3.585	3.647	3.627	3.674

Figura 78 MGP - IOM

Operatore	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ENEL S.P.A.	89,3%	88,4%	77,3%	50,6%	27,4%	21,8%	22,5%	25,1%
EDISON TRADING S.P.A.	4,0%	3,3%	7,1%	12,1%	15,0%	14,4%	12,2%	10,6%
E.ON S.P.A.	1,1%	1,9%	2,2%	5,3%	9,1%	8,7%	14,4%	10,1%
ENI SPA	0,0%	0,2%	0,0%	-	2,8%	5,0%	7,8%	6,6%
TIRRENO POWER S.P.A.	0,5%	0,3%	0,7%	1,4%	3,0%	5,1%	4,6%	6,5%
A2A TRADING S.R.L.	2,1%	1,3%	3,6%	6,1%	9,3%	8,0%	8,6%	6,3%
ALPIQ S.P.A.	0,9%	1,8%	3,5%	4,4%	4,1%	3,8%	3,6%	4,6%
AXPO	-	-	-	-	-	-	-	3,1%
IREN MERCATO S.P.A.	-	0,1%	1,0%	1,5%	2,1%	2,3%	2,7%	2,7%
GDF SUEZ S.P.A.	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	1,7%	2,6%	1,9%	2,6%
ALTRI	1,9%	2,4%	4,1%	17,5%	25,5%	28,3%	21,7%	21,6%

Figura 79 MGP - ITM

Tipo Impianto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Carbone	5,7%	4,7%	4,8%	5,7%	8,0%	6,0%	5,3%	5,6%
Olio	26,5%	20,5%	19,4%	11,2%	7,4%	5,6%	5,5%	7,2%
Gas Naturale	21,3%	21,2%	15,6%	9,9%	1,6%	0,3%	0,1%	0,1%
CCGT	21,5%	20,5%	28,8%	39,3%	47,5%	55,8%	65,9%	59,7%
TurboGas	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,6%
Id. Fluente	2,7%	1,4%	3,0%	3,2%	3,7%	3,1%	3,2%	3,1%
Id. Modulazione	21,2%	11,8%	8,8%	5,4%	6,2%	6,3%	6,2%	5,3%
Id. Pompaggio	0,3%	16,9%	14,7%	9,7%	6,2%	4,0%	3,1%	4,0%
Estero	0,4%	2,3%	4,4%	12,9%	16,3%	17,4%	10,0%	13,1%
Altro	0,3%	0,4%	0,4%	2,5%	2,9%	1,4%	0,7%	1,2%

Tabella 80 MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale

	2008	2009	2010	2011	2012
Totale	19,8%	16,7%	15,0%	12,6%	9,3%
Operatore					
ENEL S.P.A.	62,0%	52,8%	48,8%	40,2%	32,0%
E.ON S.P.A.	3,5%	5,4%	1,8%	1,0%	4,8%
GSE	1,3%	0,8%	0,3%	0,6%	1,7%
EDIPOWER S.P.A.	-	-	-	5,2%	0,8%
ERG S.P.A.	0,1%	-	0,1%	0,2%	0,4%
EDISON TRADING S.P.A.	-	0,2%	0,1%	-	0,0%
ALPIQ S.P.A.	0,1%	0,0%	0,0%	-	0,0%

MA/MI-MERCATO DI AGGIUSTAMENTO
E INFRAGIORNALIERO

2



Tabella 81 MI - Prezzo di acquisto

€/MWh	MI1				MI2				MI3		MI4	
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Medio	55,25	62,22	69,03	72,60	56,78	62,06	68,76	71,90	74,64	79,16	77,76	85,38
Minimo	8,53	10,00	10,00	10,00	9,00	2,00	0,00	6,49	28,94	10,00	15,00	10,00
Massimo	184,90	304,00	349,64	248,30	2.944,10	243,86	1.746,62	492,67	3.000,00	424,63	873,70	347,59
Volatilità	15,4%	14,1%	8,0%	7,7%	15,9%	16,4%	11,4%	10,9%	16,8%	15,5%	19,9%	18,9%

Tabella 82 MA - Prezzo di acquisto

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009 <i>gen-ott</i>
Medio	58,55	72,72	65,01	83,37	62,73
Minimo	0,01	0,00	0,00	6,56	4,55
Massimo	500,00	289,83	250,09	422,27	241,93
Volatilità	18,1%	15,0%	18,2%	17,6%	16,8%

 Tabella 83 MI - Prezzi zonali: *baseload*

€/MWh	MI1				MI2				MI3		MI4	
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2011	2012	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>												
Nord	53,28	59,96	67,97	71,70	55,39	59,79	67,94	71,28	73,38	77,52	75,52	83,39
Centro Nord	53,90	60,62	68,87	71,86	55,91	60,27	68,91	71,41	74,88	77,76	77,55	84,09
Centro Sud	54,41	60,70	68,71	71,23	56,33	60,49	68,41	70,59	74,76	77,47	77,49	84,17
Sud	51,60	57,37	67,42	68,02	53,72	57,06	66,76	67,54	72,43	74,40	75,61	82,38
Sicilia	88,64	84,79	90,16	96,96	84,46	81,89	80,02	94,04	84,20	102,27	88,28	116,10
Sardegna	61,74	77,66	80,16	79,43	61,45	74,09	78,67	78,01	81,30	84,41	87,03	95,37
<i>Poli di produzione limitata</i>												
Monfalcone	53,28	59,96	67,97		55,39	59,79	67,94		73,38		75,52	
Brindisi	51,48	56,14	66,78	65,58	53,43	55,70	65,96	65,22	71,02	70,71	74,51	77,83
Foggia	51,60	57,33	67,24	67,89	53,72	57,00	66,65	67,37	72,19	74,25	75,44	82,27
Rossano	50,73	56,32	67,23	67,19	53,39	55,99	66,50	66,61	71,99	73,26	75,22	80,82
Priolo G.	83,74	82,16	86,14	94,34	73,37	76,16	74,63	89,20	74,04	93,41	75,76	103,52
<i>Zone estere</i>												
Francia	53,28	59,96	67,97	71,70	55,39	59,79	67,94	71,28	73,38	77,52	75,52	83,39
Svizzera	53,28	59,96	67,97	71,70	55,39	59,79	67,94	71,28	73,38	77,52	75,52	83,39
Austria	53,28	59,96	67,97	71,70	55,39	59,79	67,94	71,28	73,38	77,52	75,52	83,39
Slovenia	53,28	59,96	67,97	71,70	55,39	59,79	67,94	71,28	73,38	77,52	75,52	83,39
Grecia	51,48	56,14	66,78	65,58	53,43	55,70	65,96	65,22	71,02	70,71	74,51	77,83
Corsica	57,69	61,38	74,76	76,39	58,62	60,10	73,67	74,81	76,48	80,97	82,67	91,10
Corsica AC	61,74	77,53	80,16	79,43	60,68	73,96	78,67	78,01	81,30	84,41	87,03	95,37

MA - Prezzi zonali: *baseload*

Tabella 84

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009 <i>gen-ott</i>
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	56,32	70,24	62,20	79,82	60,22
Centro Nord	58,02	74,88	67,76	81,44	61,92
Centro Sud	59,26	74,94	68,77	85,11	62,18
Sud	59,91	74,82	68,75	84,61	59,95
Calabria	60,57	75,31	68,96	84,12	
Sicilia	66,08	85,28	80,26	111,07	86,06
Sardegna	59,10	77,29	65,91	84,92	88,38
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	56,32	69,19	61,74	79,37	60,22
Turbigo R.	56,23	70,12	62,20	79,65	
Piombino	58,94	75,82			
Brindisi	59,18	71,16	68,29	83,28	56,61
Foggia		71,75	65,65	84,02	59,69
Rossano	59,42	72,98	68,45	83,69	59,21
Priolo G.	63,12	72,62	69,72	108,14	85,24
<i>Zone estere</i>					
Francia	50,71	43,91	-	-	60,22
Svizzera	52,90	38,38	25,63	-	60,08
Austria	50,81	54,19	-	-	60,22
Slovenia	54,74	67,66	36,89	-	60,22
Grecia	55,89	64,83	-	-	56,61
Corsica	56,85	73,06	62,09	81,25	60,04
Corsica AC		78,13	65,91	84,76	88,38
Estero Corsica		78,13	65,91	84,76	
Estero Nord-Est	55,87	70,24	61,96	79,65	
Estero Nord-Ovest	55,81	70,24	62,17	79,65	
Estero Sud	59,22	65,35	59,86	76,91	


Tabella 85 MI1 ed MI2 – Acquisti

MWh	MI1				MI2			
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	804.312	4.652.578	7.943.860	9.454.196	549.237	2.804.953	3.358.530	3.541.706
Centro Nord	231.609	708.269	801.651	1.056.678	67.744	322.599	346.740	364.569
Centro Sud	153.846	779.434	1.199.635	1.402.183	127.694	698.534	553.888	708.008
Sud	3.116	22.652	300.727	464.921	4.317	47.591	71.853	182.338
Sicilia	42.157	255.562	296.006	427.375	20.688	173.452	116.021	141.297
Sardegna	86.761	471.204	365.505	331.827	41.730	192.866	138.495	96.642
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	9.061	33.140	41.729		3.080	9.855	15.633	
Brindisi	225.788	1.852.299	2.383.161	1.444.330	92.563	489.892	394.119	452.769
Foggia	8.882	74.157	186.390	326.856	483	73.944	35.421	79.832
Rossano	35.553	108.103	126.062	143.146	19.533	83.272	45.600	56.082
Priolo G.	49.500	342.919	351.005	489.628	26.351	187.204	146.058	185.923
Totale nazionale	1.650.586	9.300.316	13.995.731	15.541.140	953.421	5.084.163	5.222.358	5.809.167
<i>Zone estere</i>								
Francia	-	2.883	253	11.485	-	845	10.337	128.460
Svizzera	25.200	161.357	312.527	249.467	15	63.797	103.838	140.750
Austria	-	464	2.135	0	-	304	471	566
Slovenia	-	264	9.640	44.428	-	-	4.342	19.158
Grecia	-	158	145.665	146.743	-	352	39.304	108.021
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	3	-	-	-	-	-
Totale estero	25.200	165.126	470.223	452.123	15	65.298	158.292	396.954
TOTALE	1.675.786	9.465.442	14.465.954	15.993.263	953.436	5.149.461	5.380.650	6.206.121

MWh	MI1				MI2			
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	549	531	907	1.076	375	320	383	403
Centro Nord	158	81	92	120	46	37	40	42
Centro Sud	105	532	819	160	87	80	63	81
Sud	2	15	205	53	3	5	8	21
Sicilia	29	29	34	49	14	20	13	16
Sardegna	59	54	42	38	29	22	16	11
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	6	4	5		2	1	2	
Brindisi	154	211	272	164	63	56	45	52
Foggia	6	8	21	37	0	8	4	9
Rossano	24	12	14	16	13	10	5	6
Priolo G.	34	39	40	56	18	21	17	21
Totale nazionale	1.127	1.062	1.598	1.769	651	580	596	661
<i>Zone estere</i>								
Francia	-	0	0	1	-	0	1	15
Svizzera	17	18	36	28	0	7	12	16
Austria	-	0	0	0	-	0	0	0
Slovenia	-	0	1	5	-	-	0	2
Grecia	-	0	17	17	-	0	4	12
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	0	-	-	-	-	-
Totale estero	17	19	54	51	0	7	18	45
TOTALE	1.145	1.081	1.651	1.821	651	588	614	707

Tabella 87 MI3 ed MI4 – Acquisti

MWh	MI3		MI4	
	2011	2012	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>				
Nord	584.666	849.028	377.337	604.942
Centro Nord	90.382	137.530	68.840	89.413
Centro Sud	196.192	298.985	152.669	227.790
Sud	16.907	34.334	11.056	35.385
Sicilia	28.555	37.402	23.460	36.318
Sardegna	64.301	60.466	29.788	34.787
<i>Poli di produzione limitata</i>				
Monfalcone	32.295		8.338	
Brindisi	143.494	214.072	68.033	84.090
Foggia	22.204	49.370	18.254	40.226
Rossano	18.841	21.684	27.288	28.551
Priolo G.	20.877	13.553	16.937	9.769
Totale nazionale	1.218.715	1.716.425	801.999	1.191.272
<i>Zone estere</i>				
Francia	-	4.355	-	10.153
Svizzera	-	1.183	-	10.062
Austria	-	-	-	-
Slovenia	-	181	-	357
Grecia	-	154	-	-
Corsica	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-
Totale estero	-	5.873	-	20.571
TOTALE	1.218.715	1.722.298	801.999	1.211.843

MI3 ed MI4 – Acquisti: media oraria 

MWh	MI3		MI4	
	2011	2012	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>				
Nord	133	193	129	207
Centro Nord	21	31	24	31
Centro Sud	45	68	52	78
Sud	4	8	4	12
Sicilia	7	9	8	12
Sardegna	15	14	10	12
<i>Poli di produzione limitata</i>				
Monfalcone	7		3	
Brindisi	33	49	23	29
Foggia	5	11	6	14
Rossano	4	5	9	10
Priolo G.	5	3	6	3
Totale nazionale	278	391	275	407
<i>Zone estere</i>				
Francia	-	1	-	3
Svizzera	-	0	-	3
Austria	-	-	-	-
Slovenia	-	0	-	0
Grecia	-	0	-	-
Corsica	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-
Totale estero	-	1	-	7
TOTALE	278	392	275	414

Tabella 89 MA – Acquisti

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	5.128.298	4.968.220	8.004.932	6.915.620	5.011.054
Centro Nord	431.479	546.425	728.431	1.176.323	608.757
Centro Sud	1.606.037	1.555.116	1.258.918	877.827	917.712
Sud	871.021	458.684	621.803	743.170	36.936
Calabria	43	5	2.461	5.987	
Sicilia	496.863	462.603	513.527	321.235	334.334
Sardegna	246.230	317.516	342.140	366.863	323.892
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	9.931	18.120	16.784	17.892	13.052
Turbigo R.	87.070	107.666	7.996	-	
Piombino	98.136	65.882			
Brindisi	356.509	616.779	343.674	549.278	1.441.019
Foggia		10.231	13.270	15.177	167.662
Rossano	303.313	355.776	391.329	258.728	75.895
Priolo G.	819.003	253.064	326.256	270.807	236.797
Totale nazionale	10.453.933	9.736.087	12.571.521	11.518.908	9.167.108
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	-
Svizzera	-	-	35.412	-	133.318
Austria	-	-	-	-	-
Slovenia	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	1.126
Corsica	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	203.146	129.276	132.000	
Estero Sud	-	-	-	-	-
Totale estero	-	203.146	164.688	132.000	134.444
TOTALE	10.453.933	9.939.233	12.736.210	11.650.908	9.301.552

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	585	567	914	787	687
Centro Nord	49	62	83	134	83
Centro Sud	183	178	144	100	126
Sud	99	52	71	85	5
Calabria	0	0	0	1	
Sicilia	57	53	59	37	46
Sardegna	28	36	39	42	44
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	1	2	2	2	2
Turbigo R.	10	12	1	-	
Piombino	11	8	-		
Brindisi	41	70	39	63	198
Foggia	-	1	2	2	23
Rossano	35	41	45	29	10
Priolo G.	93	29	37	31	32
Totale nazionale	1.193	1.111	1.435	1.311	1.256
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	-
Svizzera	-	-	4	-	18
Austria	-	-	-	-	-
Slovenia	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-	-
Estero Corsica	-	-	-	-	-
Estero Nord-Est	-	-	-	-	-
Estero Nord-Ovest	-	23	15	15	
Estero Sud	-	-	-	-	-
Totale estero	-	23	19	15	18
TOTALE	1.193	1.135	1.454	1.326	1.275

Tabella 91 MI1 ed MI2 – Vendite

MWh	MI1				MI2			
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	956.504	5.372.380	8.752.548	10.538.438	538.371	2.944.159	3.296.989	3.466.293
Centro Nord	132.928	739.842	857.277	357.129	84.796	377.605	266.500	215.386
Centro Sud	182.399	949.592	1.023.462	1.032.887	115.391	617.728	525.956	829.872
Sud	14.549	140.916	221.335	185.007	9.352	75.874	81.160	111.138
Sicilia	68.878	566.641	719.292	554.025	27.657	185.005	147.376	172.082
Sardegna	108.674	389.971	346.543	170.709	41.833	172.970	119.380	66.796
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	2.727	44.350	126.558		4.558	30.289	30.690	
Brindisi	85.076	437.808	980.851	1.611.899	80.201	372.427	530.807	611.343
Foggia	15.647	130.039	345.636	471.483	5.131	81.723	96.452	92.190
Rossano	49.259	180.747	276.382	264.872	22.416	103.195	68.122	106.113
Priolo G.	58.265	497.371	656.028	517.331	23.397	181.155	176.761	151.813
Totale nazionale	1.674.904	9.449.657	14.305.913	15.703.779	953.103	5.142.130	5.340.191	5.823.025
<i>Zone estere</i>								
Francia	471	11.881	15.446	38.126	13	2.464	6.121	163.946
Svizzera	410	2.898	104.287	175.214	320	4.334	23.609	162.118
Austria	-	-	715	2.402	-	10	843	1.691
Slovenia	-	528	9	360	-	290	370	393
Grecia	-	478	39.584	73.381	-	233	9.516	54.948
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	0	-	-	0	0	-	-
Totale estero	881	15.785	160.041	289.484	333	7.331	40.459	383.096
TOTALE	1.675.786	9.465.442	14.465.954	15.993.263	953.436	5.149.461	5.380.650	6.206.121


MI1 ed MI2 – Vendite: media oraria

Tabella 92

MWh	MI1				MI2			
	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012	2009 <i>nov-dic</i>	2010	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	653	613	999	1.200	368	336	376	395
Centro Nord	91	84	98	41	58	43	30	25
Centro Sud	125	108	117	118	79	71	60	94
Sud	10	16	25	21	6	9	9	13
Sicilia	47	65	82	63	19	21	17	20
Sardegna	74	45	40	19	29	20	14	8
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	2	5	14		3	3	4	
Brindisi	58	50	112	184	55	43	61	70
Foggia	11	15	39	54	4	9	11	10
Rossano	34	21	32	30	15	12	8	12
Priolo G.	40	57	75	59	16	21	20	17
Totale nazionale	1.144	1.079	1.633	1.788	651	587	610	663
<i>Zone estere</i>								
Francia	0	1	2	4	0	0	1	19
Svizzera	0	0	12	20	0	0	3	18
Austria	-	-	0	0	-	0	0	0
Slovenia	-	0	0	0	-	0	0	0
Grecia	-	0	5	8	-	0	1	6
Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica AC	-	0	-	-	0	0	-	-
Totale estero	1	2	18	33	0	1	5	44
TOTALE	1.145	1.081	1.651	1.821	651	588	614	707

Tabella 93 MI3 ed MI4 – Vendite

MWh	MI3		MI4	
	2011	2012	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>				
Nord	609.301	823.177	398.933	550.261
Centro Nord	86.159	95.842	73.691	60.394
Centro Sud	156.025	387.921	105.956	317.281
Sud	31.389	32.104	19.992	32.854
Sicilia	35.179	54.285	24.630	38.754
Sardegna	52.969	52.082	24.694	18.362
<i>Poli di produzione limitata</i>				
Monfalcone	19.723		12.863	
Brindisi	122.211	151.042	75.990	83.975
Foggia	36.251	54.944	15.742	20.078
Rossano	48.755	46.833	31.575	40.671
Priolo G.	20.752	21.461	17.933	13.918
Totale nazionale	1.218.715	1.719.692	801.999	1.176.548
<i>Zone estere</i>				
Francia	-	502	-	13.291
Svizzera	-	1.569	-	18.995
Austria	-	-	-	-
Slovenia	-	1	-	2.924
Grecia	-	534	-	85
Corsica	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-
Totale estero	-	2.606	-	35.295
TOTALE	1.218.715	1.722.298	801.999	1.211.843

MI3 ed MI4 – Vendite: media oraria 

MWh	MI3		MI4	
	2011	2012	2011	2012
<i>Zone fisiche</i>				
Nord	133	193	129	207
Centro Nord	21	31	24	31
Centro Sud	45	68	52	78
Sud	4	8	4	12
Sicilia	7	9	8	12
Sardegna	15	14	10	12
<i>Poli di produzione limitata</i>				
Monfalcone	7		3	
Brindisi	33	49	23	29
Foggia	5	11	6	14
Rossano	4	5	9	10
Priolo G.	5	3	6	3
Totale nazionale	278	391	275	407
<i>Zone estere</i>				
Francia	-	1	-	3
Svizzera	-	0	-	3
Austria	-	-	-	-
Slovenia	-	0	-	0
Grecia	-	0	-	-
Corsica	-	-	-	-
Corsica AC	-	-	-	-
Totale estero	-	1	-	7
TOTALE	278	392	275	414

Tabella 95 MA – Vendite

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	4.352.884	4.665.397	6.536.602	6.198.720	5.133.862
Centro Nord	533.008	646.716	1.577.001	1.293.830	737.083
Centro Sud	2.307.704	1.395.204	1.334.673	1.124.768	1.572.868
Sud	241.909	565.254	910.596	887.585	82.910
Calabria	546	80	3.855	3.858	
Sicilia	507.893	403.692	612.260	424.352	349.496
Sardegna	369.997	431.406	410.428	484.059	406.039
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	8.397	23.463	48.887	44.665	32.487
Turbigo R.	181.830	407.804	32.232	-	
Piombino	338.961	69.123			
Brindisi	228.693	615.039	604.104	548.912	321.538
Foggia		20.167	9.847	6.410	193.229
Rossano	562.922	443.718	326.898	267.090	152.267
Priolo G.	819.192	252.172	328.824	366.658	303.265
Totale nazionale	10.453.933	9.939.233	12.736.210	11.650.908	9.285.043
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	6.309
Svizzera	-	-	-	-	9.072
Austria	-	-	-	-	168
Slovenia	-	-	-	-	960
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	0	0	0	0
Corsica AC		0	0	0	-
Estero Corsica		-	-	0	
Estero Nord-Est	-	-	-	-	
Estero Nord-Ovest	-	-	-	-	
Estero Sud	0	-	-	-	
Totale estero	0	0	0	0	16.509
TOTALE	10.453.933	9.939.233	12.736.210	11.650.908	9.301.552

MWh	2005	2006	2007	2008	2009 gen-ott
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	497	533	746	706	704
Centro Nord	61	74	180	147	101
Centro Sud	263	159	152	128	216
Sud	28	65	104	101	11
Calabria	0	0	0	0	
Sicilia	58	46	70	48	48
Sardegna	42	49	47	55	56
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	1	3	6	5	4
Turbigo R.	21	47	4	-	
Piombino	39	8	-		
Brindisi	26	70	69	62	44
Foggia	-	2	1	1	26
Rossano	64	51	37	30	21
Priolo G.	94	29	38	42	42
Totale nazionale	1.193	1.135	1.454	1.326	1.273
<i>Zone estere</i>					
Francia	-	-	-	-	1
Svizzera	-	-	-	-	1
Austria	-	-	-	-	0
Slovenia	-	-	-	-	0
Grecia	-	-	-	-	0
Corsica	-	0	0	0	0
Corsica AC	-	0	0	0	-
Estero Corsica	-	-	-	0	
Estero Nord-Est	-	-	-	-	
Estero Nord-Ovest	-	-	-	-	
Estero Sud	0	-	-	-	
Totale estero	0	0	0	0	2
TOTALE	1.193	1.135	1.454	1.326	1.275

Tabella 97 MA/MI – Vendite per fonte

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	7.765.766	5.792.846	7.101.744	6.036.510	6.880.732	8.493.860	15.531.303	18.719.246
Gas	2.750.716	1.654.204	2.915.721	3.018.224	3.883.729	6.029.079	12.546.421	15.842.560
Carbone	464.841	546.645	618.431	549.796	961.332	1.045.530	1.268.946	1.249.462
Altre	4.550.210	3.591.997	3.567.591	2.468.491	2.035.671	1.419.251	1.715.935	1.627.224
Fonti rinnovabili	934.385	863.395	1.003.894	1.320.566	1.398.439	1.977.545	2.863.738	2.423.310
Idraulica	934.385	863.395	1.003.894	1.320.566	1.398.439	1.977.545	2.862.059	2.406.325
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-	3.665
Eolica	-	-	-	-	-	-	1.680	13.320
Solare e altre	-	-	-	-	-	-	-	-
Pompaggio	1.753.782	3.282.992	4.630.572	4.293.832	3.535.923	4.006.107	2.854.866	2.549.371
Grossisti	-	-	-	-	97.948	114.240	416.358	731.099
Totale vendite	10.453.933	9.939.233	12.736.210	11.650.908	11.913.042	14.591.752	21.666.264	24.423.026
Offerte VENT	-	-	-	-	9	35	553	18
Totale vendite nazionali	10.453.933	9.939.233	12.736.210	11.650.908	11.913.050	14.591.787	21.666.818	24.423.044

Tabella 98 MA/MI – Acquisti per fonte

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	6.079.368	7.066.978	8.777.553	7.246.957	7.759.571	8.691.223	13.812.389	13.614.703
Gas	2.105.512	2.587.276	5.125.384	4.178.139	4.312.470	4.298.201	8.078.931	9.087.812
Carbone	537.190	806.650	719.133	852.295	970.320	1.461.032	2.087.554	1.719.401
Altre	3.436.666	3.673.052	2.933.036	2.216.523	2.476.782	2.931.990	3.645.904	2.807.491
Fonti rinnovabili	1.507.750	1.297.905	1.285.639	889.140	721.959	1.186.029	1.383.991	1.478.425
Idraulica	1.507.750	1.297.905	1.285.639	889.140	721.959	1.186.029	1.351.378	1.393.038
Geotermica	-	-	-	-	-	-	422	1.114
Eolica	-	-	-	-	-	-	32.190	84.273
Solare e altre	-	-	-	-	-	-	1	-
Pompaggio	2.866.816	1.371.204	2.508.329	3.382.810	2.773.463	3.896.292	2.844.744	2.304.874
Grossisti	-	-	-	-	516.122	610.934	3.197.679	6.860.002
Totale acquisti	10.453.933	9.736.087	12.571.521	11.518.908	11.771.115	14.384.479	21.238.803	24.258.003
Offerte VENT	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale acquisti nazionale	10.453.933	9.736.087	12.571.521	11.518.908	11.771.115	14.384.479	21.238.803	24.258.003

Tabella 99 MA/MI – Saldo vendite/acquisti per fonte

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fonti tradizionali	1.686.398	-1.274.132	-1.675.809	-1.210.447	-878.839	-197.363	1.718.914	5.104.543
Gas	645.204	-933.073	-2.209.662	-1.159.916	-428.741	1.730.878	4.467.491	6.754.748
Carbone	-72.349	-260.005	-100.702	-302.500	-8.988	-415.502	-818.608	-469.938
Altre	1.113.543	-81.055	634.555	251.968	-441.110	-1.512.739	-1.929.969	-1.180.267
Fonti rinnovabili	-573.364	-434.510	-281.745	431.425	676.479	791.516	1.479.747	944.885
Idraulica	-573.364	-434.510	-281.745	431.425	676.479	791.516	1.510.681	1.013.287
Geotermica	-	-	-	-	-	-	-422	2.551
Eolica	-	-	-	-	-	-	-30.511	-70.953
Solare e altre	-	-	-	-	-	-	-1	-
Pompaggio	-1.113.034	1.911.788	2.122.242	911.021	762.461	109.815	10.122	244.497
Grossisti	-	-	-	-	-418.174	-496.694	-2.781.321	-6.128.903
Totale saldo	-	203.146	164.688	132.000	141.927	207.273	427.462	165.023
Offerte VENT	-	-	-	-	9	35	553	18
Totale saldo nazionale	-	203.146	164.688	132.000	141.936	207.309	428.015	165.041

MTE - MERCATO ELETTRICO A TERMINE

3



Tabella 100

MTE – Volumi scambiati

MWh PRODOTTI	BASELOAD					PEAKLOAD				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
Giornalieri	-	1.800				-	-			
Settimanali	1.680	-				6.000	-			
Mensili	22.320	67.055	269.549	960.200	2.578.014	27.600	12.144	164.244	152.280	54.780
Trimestrali		-	702.751	4.214.410	7.226.450		-	236.940	532.020	19.740
Annuali		43.800	4.038.360	24.577.632	42.468.480		-	873.600	3.003.588	2.612.088
Totale	24.000	112.655	5.010.660	29.752.242	52.272.944	33.600	12.144	1.274.784	3.687.888	2.686.608

Tabella 101

MTE – Prodotti in negoziazione nel 2012

	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAKLOAD				
	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi			Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi		
			Mercato	Otc	MWh			Mercato	Otc	MWh
	€/MWh	N.	MW			€/MWh	N.	MW		
Febbraio 2012	78,90	1	5	-	3.480	92,87	1	-	25	6.300
Marzo 2012	77,95	6	40	-	29.720	91,01	-	-	-	-
Aprile 2012	74,50	16	145	-	104.400	81,90	2	5	15	5.040
Maggio 2012	75,85	43	500	-	372.000	82,00	1	5	-	1.380
Giugno 2012	73,50	42	415	-	298.800	78,45	5	25	-	6.300
Luglio 2012	82,25	45	610	5	457.560	86,00	-	-	-	-
Agosto 2012	77,60	34	356	5	268.584	86,65	1	10	-	2.760
Settembre 2012	81,00	4	15	5	14.400	91,88	-	-	-	-
Ottobre 2012	73,25	10	90	-	67.050	79,95	2	100	-	27.600
Novembre 2012	69,90	36	275	250	378.000	78,24	2	10	-	2.640
Dicembre 2012	68,80	47	450	250	520.800	78,70	-	-	-	-
Gennaio 2013	71,00	8	65	-	48.360	82,15	1	10	-	2.760
Febbraio 2013	72,00	-	-	-	-	89,83	-	-	-	-
Marzo 2013	69,00	4	20	-	14.860	79,28	-	-	-	-
Aprile 2013	67,95	-	-	-	-	70,48	-	-	-	-
Prodotti Mensili		296	2.986	515	2.578.014		15	165	40	54.780
II Trimestre 2012	75,81	21	185	-	404.040	83,64	-	-	-	-
III Trimestre 2012	79,74	85	665	130	1.755.360	86,34	1	5	-	3.900
IV Trimestre 2012	74,08	135	1.170	190	3.004.240	82,94	3	10	10	15.840
I Trimestre 2013	70,49	69	420	-	906.780	83,08	-	-	-	-
II Trimestre 2013	67,95	14	47	-	102.648	72,32	-	-	-	-
III Trimestre 2013	71,60	37	311	-	686.688	74,93	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	71,15	22	166	-	366.694	82,05	-	-	-	-
I Trimestre 2014	69,00	-	-	-	-	81,97	-	-	-	-
Prodotti Trimestrali		383	2.964	320	7.226.450		4	15	10	19.740
Anno 2013	70,30	331	2.303	2.545	42.468.480	78,23	69	449	385	2.612.088
Anno 2014	69,00	-	-	-	-	78,00	-	-	-	-
Prodotti Annuali		331	2.303	2.545	42.468.480		69	449	385	2.612.088
TOTALE		1.010	8.253	3.380	52.272.944		88	629	435	2.686.608

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del prodotto nell'anno.

4

PCE – PIATTAFORMA PER CONTI ENERGIA



Tabella 102 PCE – Contratti registrati e posizione netta


MWh	2007 <i>mag-dic</i>	2008	2009	2010	2011	2012
Baseload	16.918.893	30.680.745	36.257.105	72.977.500	87.578.438	91.201.087
Off Peak	5.858.379	8.946.983	9.010.700	10.376.043	8.858.792	9.570.242
Peak	5.297.652	11.187.852	10.297.008	16.718.071	13.203.103	10.590.788
Week-end	1.200	13.200	12.960	12.240	19.591	33.383
Totale Standard	28.076.124	50.828.780	55.577.773	100.083.855	109.659.924	111.395.500
Non Standard	68.619.843	101.533.152	117.347.359	134.920.843	178.482.075	198.870.386
PCE bilaterali	96.695.967	152.361.932	172.925.132	235.004.697	288.141.999	310.265.886
MTE		57.600	80.999	1.111.303	7.924.827	35.673.632
CDE				97.392	-	-
Totale PCE	96.695.967	152.419.532	173.006.131	236.213.392	296.066.826	345.939.518
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000
Turnover	1,18	1,24	1,31	1,54	1,58	1,79

Tabella 103 PCE – Contratti registrati: struttura

Profilo	2007 <i>mag-dic</i>	2008	2009	2010	2011	2012
Baseload	17,5%	20,1%	21,0%	30,9%	29,6%	26,4%
Off Peak	6,1%	5,9%	5,2%	4,4%	3,0%	2,8%
Peak	5,5%	7,3%	6,0%	7,1%	4,5%	3,1%
Week-end	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale Standard	29,0%	33,3%	32,1%	42,4%	37,0%	32,2%
Non Standard	71,0%	66,6%	67,8%	57,1%	60,3%	57,5%
PCE bilaterali	100,0%	100,0%	100,0%	99,5%	97,3%	89,7%
MTE		0,0%	0,0%	0,5%	2,7%	10,3%
CDE				0,0%	-	-
Totale PCE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

PCE - Conti in immissione  Tabella 104

MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>mag-dic</i>					
Baseload	13.184.233	28.019.017	29.664.035	54.801.066	65.196.726	74.829.225
Off Peak	4.424.430	7.897.574	8.833.140	7.871.086	6.101.005	6.147.778
Peak	3.673.608	8.936.700	9.964.932	14.479.531	9.948.321	7.753.330
Week-end	0	12.000	19.920	13.800	0	31.008
Totale Standard	21.282.271	44.865.291	48.482.027	77.165.483	81.246.052	88.761.341
Non Standard	64.868.775	86.527.899	95.455.813	111.857.759	145.280.566	166.618.056
Transazioni registrate	86.151.046	131.393.190	143.937.840	189.023.242	226.530.729	255.379.396
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000
Programmi						
<i>Richiesti</i>	78.710.112	113.046.465	107.766.696	121.051.193	134.676.382	129.496.241
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.087.109	2.971.513	7.906.845	25.280.053	35.963.315	47.297.521
<i>Registrati</i>	78.555.046	112.303.436	105.698.272	119.309.608	131.598.939	120.009.766
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.959.875	2.303.684	5.872.256	23.915.905	33.115.006	37.955.373
<i>Rifiutati</i>	155.066	743.029	2.068.424	1.741.585	3.077.442	9.486.475
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	127.234	667.828	2.034.589	1.364.148	2.848.310	9.342.149
Sbilanciamento a programma	3.632.516	10.538.907	26.390.550	34.496.096	55.409.704	73.683.234
<i>% su posizione netta</i>	4,4%	8,6%	20,0%	22,4%	29,6%	38,0%

PCE - Conti in prelievo  Tabella 105

MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>mag-dic</i>					
Baseload	20.653.553	33.390.474	42.958.124	91.153.935	109.960.150	107.572.950
Off Peak	7.292.328	9.996.392	9.188.260	12.881.000	11.616.579	12.992.706
Peak	6.921.696	13.506.204	10.629.084	18.956.611	16.457.886	13.428.246
Week-end	2.400	14.400	6.000	10.680	35.071	35.758
Totale Standard	34.869.977	56.907.470	62.781.468	123.002.226	138.069.686	134.029.660
Non Standard	72.370.911	116.538.404	139.292.954	160.401.316	227.517.110	302.467.672
Transazioni registrate	107.240.887	173.445.874	202.074.422	283.403.542	365.586.796	436.497.331
Posizione netta	82.187.562	122.842.343	132.088.821	153.805.704	187.008.644	193.693.000
Programmi						
<i>Richiesti</i>	70.206.573	104.437.430	101.546.580	129.547.883	149.275.227	147.405.428
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	22.761	0	2.282	724	0	1
<i>Registrati</i>	70.191.750	104.409.559	101.526.165	129.502.810	149.243.492	147.377.879
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	8.843	0	1.965	0	0	1
<i>Rifiutati</i>	14.823	27.871	20.415	45.073	31.735	27.549
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	13.918	0	317	724	0	0
Sbilanciamento a programma	11.995.812	18.432.784	30.562.656	24.302.894	37.765.151	46.315.121
<i>% su posizione netta</i>	14,6%	15,0%	23,1%	15,8%	20,2%	23,9%

Tabella 106 PCE Bilaterali – Contratti registrati per durata del contratto

Durata	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>mag-dic</i>					
1 Giorno	25,9%	19,5%	17,7%	11,7%	12,5%	9,7%
>1 Giorno	11,0%	9,8%	8,7%	7,3%	7,8%	9,7%
1 Settimana	36,7%	40,0%	42,1%	41,3%	40,6%	46,1%
>1 Settimana	3,8%	6,1%	6,0%	2,6%	3,2%	3,9%
1 Mese	22,0%	24,2%	24,8%	34,0%	36,0%	30,6%
>1 Mese	0,6%	0,6%	0,7%	3,2%	-	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 107 PCE Bilaterali – Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna

Anticipo	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>mag-dic</i>					
2 giorni	34,9%	24,0%	19,2%	15,0%	15,6%	17,5%
3 giorni	15,0%	12,2%	9,1%	17,3%	18,0%	22,8%
4 giorni	17,3%	27,1%	28,7%	29,5%	32,8%	33,2%
5 giorni	11,8%	10,5%	14,5%	7,1%	8,7%	11,8%
> 5 giorni	21,0%	26,2%	28,4%	31,0%	25,0%	14,8%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 108 PCE Bilaterali – Contratti registrati per tipologia di conti movimentati

CONTI ENERGIA	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Vende → Acquista	<i>mag-dic</i>					
Imm → Pre	86,2%	82,0%	78,6%	67,7%	65,9%	60,8%
Imm → Imm	0,8%	1,4%	1,2%	4,7%	3,9%	6,3%
Pre → Imm	1,2%	1,4%	2,2%	2,8%	2,9%	3,7%
Pre → Pre	11,7%	15,2%	18,0%	24,8%	27,3%	29,2%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MA - MERCATI AMBIENTALI

5



Tabella 109

Mercato CV – Volumi e prezzi

Anno di riferimento	Anno di negoziazione								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
2003	Volumi. MWh	1.000							
	Prezzo. €/MWh								
	medio	96,67							
	minimo	96,67							
	massimo	96,67							
2004	Volumi. MWh	1.140.000	3.600	450					
	Prezzo. €/MWh								
	medio	97,34	108,29	107,93					
	minimo	79,58	96,78	98,94					
	massimo	97,39	108,74	115,58					
2005	Volumi. MWh	500	394.350	8.400					
	Prezzo. €/MWh								
	medio	105,83	108,86	117,97					
	minimo	105,83	106,67	85,83					
	massimo	105,83	114,92	122,50					
2006	Volumi. MWh		110.750	376.950	24.905	437			
	Prezzo. €/MWh								
	medio		115,94	121,64	81,75	89,93			
	minimo		108,33	97,92	73,00	85,00			
	massimo		125,00	123,75	95,83	96,00			
2007	Volumi. MWh			24.300	514.258	112.203	1.352		
	Prezzo. €/MWh								
	medio			98,71	78,49	90,47	88,12		
	minimo			94,17	54,17	79,00	87,50		
	massimo			102,92	95,83	96,00	88,40		
2008	Volumi. MWh				253.576	449.381	4.785	1.168	
	Prezzo. €/MWh								
	medio				76,37	92,21	87,29	84,23	
	minimo				60,00	79,00	75,00	84,00	
	massimo				90,00	96,49	88,55	84,60	
2009	Volumi. MWh					1.235.489	935.349	53.946	6.139
	Prezzo. €/MWh								
	medio					86,30	88,28	84,85	83,60
	minimo					79,70	79,50	79,95	81,00
	massimo					89,87	89,90	87,15	86,50
2010	Volumi. MWh						1.583.109	1.588.100	54.832
	Prezzo. €/MWh								
	medio						82,14	85,11	74,13
	minimo						78,00	79,99	69,00
	massimo						88,80	92,50	89,00
2011	Volumi. MWh							2.412.925	1.175.891
	Prezzo. €/MWh								
	medio							80,32	80,37
	minimo							78,92	70,49
	massimo							86,10	82,00
2012	Volumi. MWh								2.476.496
	Prezzo. €/MWh								
	medio								74,12
	minimo								69,00
	massimo								77,80

Anno di riferimento	Anno di negoziazione				
	2009	2010	2011	2012	
2006	Volumi. MWh	35.292	7.300		
	Prezzo. €/MWh				
	medio	96,17	123,65		
	minimo	1,00	123,50		
	massimo	112,88	123,80		
2007	Volumi. MWh	1.249.167	2.897		
	Prezzo. €/MWh				
	medio	92,54	50,01		
	minimo	0,00	0,00		
	massimo	160,00	88,70		
2008	Volumi. MWh	5.743.885	23.258	490	
	Prezzo. €/MWh				
	medio	95,04	74,22	81,65	
	minimo	0,00	0,00	80,00	
	massimo	160,00	112,88	85,00	
2009	Volumi. MWh	12.645.625	8.349.736	156.868	14.520
	Prezzo. €/MWh				
	medio	85,54	79,16	68,94	79,62
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	160,00	112,88	109,44	87,38
2010	Volumi. MWh		11.530.415	9.679.868	251.251
	Prezzo. €/MWh				
	medio		85,03	77,28	68,22
	minimo		0,00	0,00	0,00
	massimo		133,00	160,00	95,00
2011	Volumi. MWh			14.319.816	9.689.085
	Prezzo. €/MWh				
	medio			79,57	75,89
	minimo			0,00	0,00
	massimo			133,00	160,00
2012	Volumi. MWh				13.818.690
	Prezzo. €/MWh				
	medio				74,28
	minimo				0,00
	massimo				133,00

Tabella 111

Mercato CV_TRL - Volumi e prezzi

Anno di riferimento	Anno di negoziazione				
	2008	2009	2010	2011	2012
2006	Volumi. MWh	996	6.832		
	Prezzo. €/MWh				
	medio	76,71	88,03		
	minimo	71,29	86,00		
	massimo	80,00	89,00		
2007	Volumi. MWh		16.857	3.389	
	Prezzo. €/MWh				
	medio		86,48	86,86	
	minimo		78,70	80,00	
	massimo		94,00	88,00	
2008	Volumi. MWh		20.920	18.541	1.267
	Prezzo. €/MWh				
	medio		84,69	86,03	82,96
	minimo		80,05	79,50	82,75
	massimo		88,50	88,30	84,10
2009	Volumi. MWh			32.113	18.460
	Prezzo. €/MWh				
	medio			82,01	83,92
	minimo			79,00	79,05
	massimo			87,20	84,90
2010	Volumi. MWh				50.607
	Prezzo. €/MWh				
	medio				80,48
	minimo				79,00
	massimo				85,00
2011	Volumi. MWh				
	Prezzo. €/MWh				34.309
	medio				78,72
	minimo				74,00
	massimo				82,10

Anno di riferimento	Anno di negoziazione				
	2009	2010	2011	2012	
2005	Volumi. MWh	10.870	2.268		
	Prezzo. €/MWh				
	medio	82,02	92,53		
	minimo	77,50	85,80		
	massimo	86,20	98,30		
2006	Volumi. MWh	49.650	14.191		
	Prezzo. €/MWh				
	medio	71,96	79,32		
	minimo	0,00	0,00		
	massimo	98,00	98,30		
2007	Volumi. MWh	715.441	39.647	416	
	Prezzo. €/MWh				
	medio	75,77	79,35	0,00	
	minimo	0,00	0,00	0,00	
	massimo	92,33	112,88	0,00	
2008	Volumi. MWh	1.106.439	242.031	7.219	
	Prezzo. €/MWh				
	medio	84,46	79,86	81,13	
	minimo	60,80	0,00	0,00	
	massimo	98,00	112,88	83,50	
2009	Volumi. MWh		2.580.638	292.662	36.012
	Prezzo. €/MWh				
	medio		78,49	62,70	80,28
	minimo		0,00	0,00	0,00
	massimo		88,91	88,33	84,63
2010	Volumi. MWh			2.508.090	3.289.520
	Prezzo. €/MWh				
	medio			77,78	72,92
	minimo			0,00	0,00
	massimo			88,33	95,00
2011	Volumi. MWh				1.425.220
	Prezzo. €/MWh				
	medio				78,47
	minimo				0,00
	massimo				84,24

Tabella 113

Mercato TEE - Volumi e prezzi

Tipologia		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tipo I	Volumi. tep	22.664	167.502	377.059	638.324	580.688	732.603	1.167.444
	Prezzo. €/tep							
	medio	70,12	35,63	69,42	81,51	93,19	100,13	101,56
	minimo	49,00	27,00	35,00	74,00	82,00	93,00	86,98
	massimo	84,00	55,00	90,00	87,90	100,00	111,00	115,00
Tipo II	Volumi. tep	11.564	58.439	108.232	285.615	322.970	414.728	785.219
	Prezzo. €/tep							
	medio	92,89	84,41	71,15	80,64	92,60	101,16	100,97
	minimo	60,00	75,00	35,00	72,60	82,51	92,30	87,40
	massimo	98,00	92,00	90,50	96,00	100,00	114,50	116,39
Tipo III	Volumi. tep	76	10	29.660	49.311	76.437	129.466	582.267
	Prezzo. €/tep							
	medio	33,84	5,00	57,71	79,83	93,24	103,12	101,31
	minimo	32,00	5,00	10,00	72,00	82,00	93,00	8,00
	massimo	36,00	5,00	88,00	97,50	99,95	112,00	115,00

Tabella 114

Bilaterali TEE - Volumi e prezzi

Tipologia		2008 <i>apr-dic</i>	2009	2010	2011	2012
Tipo I	Volumi. tep	482.421	1.024.040	1.367.806	1.625.576	1.563.812
	Prezzo. €/tep					
	medio	58,39	68,41	71,92	77,72	80,54
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	99,50	110,99	106,92
Tipo II	Volumi. tep	106.124	256.760	570.253	758.260	1.663.053
	Prezzo. €/tep					
	medio	68,89	66,72	78,21	88,28	85,14
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	97,78	116,00	108,20
Tipo III	Volumi. tep	5.302	81.264	169.260	435.900	1.854.648
	Prezzo. €/tep					
	medio	13,82	77,33	87,67	97,91	98,70
	minimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	massimo	869,59	100,00	97,78	110,99	108,80



INDICE DELLE TABELLE



Tabella 1	MPG - Prezzo di acquisto	4
Tabella 2	MPG - Prezzo di vendita zonale: <i>baseload</i>	5
Tabella 3	MPG - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>baseload</i>	5
Tabella 4	MPG - Prezzo di vendita zonale: <i>picco</i>	6
Tabella 5	MPG - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>picco</i>	6
Tabella 6	MPG - Prezzo di vendita zonale: <i>fuori picco</i>	7
Tabella 7	MPG - Volatilità dei prezzi di vendita zonali: <i>fuori picco</i>	7
Tabella 8	MPG - Percentuale dei volumi venduti su cui la zona ha fissato il prezzo	8
Tabella 9	MPG - Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee	9
Tabella 10	MPG - Offerte di acquisto	12
Tabella 11	MPG - Offerte di acquisto: media oraria	13
Tabella 12	MPG - Acquisti	14
Tabella 13	MPG - Acquisti: media oraria	15
Tabella 14	MPG - Acquisti sulle zone estere per TSO	16
Tabella 15	MPG - Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria	16
Tabella 16	MPG - Acquisti in borsa sulle zone estere per TSO	16
Tabella 17	MPG - Acquisti fuori borsa sulle zone estere per TSO	16
Tabella 18	MPG - Offerte di vendita	18
Tabella 19	MPG - Offerte di vendita: media oraria	19
Tabella 20	MPG - Vendite	20
Tabella 21	MPG - Vendite: media oraria	21
Tabella 22	MPG - Offerte di vendita non accettate	22
Tabella 23	MPG - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto	23
Tabella 24	MPG - Vendite sulle zone estere per TSO	24
Tabella 25	MPG - Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria	24
Tabella 26	MPG - Vendite in borsa sulle zone estere per TSO	24
Tabella 27	MPG - Vendite fuori borsa sulle zone estere per TSO	24
Tabella 28	MPG - Saldo vendite/acquisti per TSO	24
Tabella 29	MPG - Vendite nazionali per fonte	25
Tabella 30	MPG - Vendite nazionali per fonte: media oraria	25
Tabella 31	MPG - Vendite nazionali per fonte: % di successo	25
Tabella 32	MPG - Vendite nazionali per fonte: struttura	25
Tabella 33	MPG - Vendite per fonte - Nord	26
Tabella 34	MPG - Vendite per fonte - Nord: media oraria	26
Tabella 35	MPG - Vendite per fonte - Nord: % di successo	26
Tabella 36	MPG - Vendite per fonte - Nord: struttura	26
Tabella 37	MPG - Vendite per fonte - Centro Nord	27
Tabella 38	MPG - Vendite per fonte - Centro Nord: media oraria	27
Tabella 39	MPG - Vendite per fonte - Centro Nord: % di successo	27
Tabella 40	MPG - Vendite per fonte - Centro Nord: struttura	27
Tabella 41	MPG - Vendite per fonte - Centro Sud	28
Tabella 42	MPG - Vendite per fonte - Centro Sud: media oraria	28
Tabella 43	MPG - Vendite per fonte - Centro Sud: % di successo	28
Tabella 44	MPG - Vendite per fonte - Centro Sud: struttura	28
Tabella 45	MPG - Vendite per fonte - Sud	29
Tabella 46	MPG - Vendite per fonte - Sud: media oraria	29
Tabella 47	MPG - Vendite per fonte - Sud: % di successo	29

Tabella 48	MGP - Vendite per fonte – Sud: struttura	29
Tabella 49	MGP - Vendite per fonte – Sicilia	30
Tabella 50	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: media oraria	30
Tabella 51	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: % di successo	30
Tabella 52	MGP - Vendite per fonte – Sicilia: struttura	30
Tabella 53	MGP - Vendite per fonte – Sardegna	31
Tabella 54	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: media oraria	31
Tabella 55	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: % di successo	31
Tabella 56	MGP - Vendite per fonte – Sardegna: struttura	31
Tabella 57	MGP - Domanda di energia elettrica	34
Tabella 58	MGP - Domanda di energia elettrica: struttura	34
Tabella 59	MGP - Acquisti in borsa di energia elettrica: struttura	34
Tabella 60	MGP - Offerta di energia elettrica	35
Tabella 61	MGP - Offerta di energia elettrica: struttura	35
Tabella 62	MGP - Vendite in borsa di energia elettrica: struttura	35
Tabella 63	MGP - Numero di zone di mercato: media oraria	38
Tabella 64	MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere): % di ore	38
Tabella 65	MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole): % di ore	38
Tabella 66	MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	38
Tabella 67	MGP - Transiti: rendita	39
Tabella 68	MGP - Transiti: capacità media di trasporto assegnata (transiti esteri) e limite medio (transiti nazionali)	40
Tabella 69	MGP - Transiti: flusso medio	41
Tabella 70	MGP - Transiti: direzione dei flussi	42
Tabella 71	MGP - Transiti: percentuale di saturazione	43
Tabella 72	MGP - Transiti: percentuale di inibizione	44
Tabella 73	MGP - CR3 delle vendite e confronto con MA ed MI	46
Tabella 74	MGP - CR3 degli acquisti e confronto con MA ed MI	47
Tabella 75	MGP - Quote di vendita	47
Tabella 76	MGP - HHI delle offerte di vendita	48
Tabella 77	MGP - HHI delle vendite	48
Tabella 78	MGP - IOM	48
Tabella 79	MGP - ITM	48
Tabella 80	MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale	48
Tabella 81	MI - Prezzo di acquisto	50
Tabella 82	MA - Prezzo di acquisto	50
Tabella 83	MI - Prezzi zonali: <i>baseload</i>	50
Tabella 84	MA - Prezzi zonali: <i>baseload</i>	51
Tabella 85	MI1 ed MI2 - Acquisti	52
Tabella 86	MI1 ed MI2 - Acquisti: media oraria	53
Tabella 87	MI3 ed MI4 - Acquisti	54
Tabella 88	MI3 ed MI4 - Acquisti: media oraria	55
Tabella 89	MA - Acquisti	56
Tabella 90	MA - Acquisti: media oraria	57
Tabella 91	MI1 ed MI2 - Vendite	58
Tabella 92	MI1 ed MI2 - Vendite: media oraria	59
Tabella 93	MI3 ed MI4 - Vendite	60
Tabella 94	MI3 ed MI4 - Vendite: media oraria	61

Tabella 94	MA – Vendite	62
Tabella 96	MA – Vendite: media oraria	63
Tabella 97	MA/MI – Vendite per fonte	64
Tabella 98	MA/MI – Acquisti per fonte	64
Tabella 99	MA/MI – Saldo vendite/acquisti per fonte	64
Tabella 100	MTE – Volumi scambiati	66
Tabella 101	MTE – Prodotti in negoziazione nel 2012	66
Tabella 102	PCE – Contratti registrati e posizione netta	68
Tabella 103	PCE – Contratti registrati: struttura	68
Tabella 104	PCE – Conti in immissione	69
Tabella 105	PCE – Conti in prelievo	69
Tabella 106	PCE Bilaterali – Contratti registrati per durata del contratto	70
Tabella 107	PCE Bilaterali – Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna	70
Tabella 108	PCE Bilaterali – Contratti registrati per tipologia di conti movimentati	70
Tabella 109	Mercato CV – Volumi e prezzi	72
Tabella 110	Bilaterali CV – Volumi e prezzi	73
Tabella 111	Mercato CV_TRL – Volumi e prezzi	74
Tabella 112	Bilaterali CV_TRL – Volumi e prezzi	75
Tabella 113	Mercato TEE – Volumi e prezzi	76
Tabella 114	Bilaterali TEE – Volumi e prezzi	76

