

APPROFONDIMENTI

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

di Mario Cirillo - REF-E

Le future decisioni di *policy* sul settore del *heating and cooling*¹ e gli andamenti del relativo mercato potranno produrre effetti significativi rispetto a tutti i pilastri della politica energetico-climatica dell'Unione Europea. E' per questo, oltre che per colmare un importante gap nelle politiche UE, che la recentissima strategia quadro per una "Unione dell'Energia"² annuncia, tra i provvedimenti che la attueranno, un'azione specifica per l'energia termica. L'orizzonte di riferimento diviene necessariamente quello post-2020, dato che gli obiettivi dell'attuale pacchetto clima-energia sono più che a portata di mano³.

Viste le grandezze in gioco e la forte dipendenza dal gas, le politiche per il settore, e in particolare i risultati che si riusciranno ad ottenere in termini di efficienza energetica e impiego di fonti rinnovabili, potranno fornire un contributo fondamentale alla sicurezza energetica della UE.

Da un lato, la riduzione dei consumi finali di energia implicherà un'azione decisa di riqualificazione del patrimonio immobiliare. Dall'altro, il miglioramento dell'efficienza nei processi di trasformazione e il maggiore ricorso all'energia rinnovabile determineranno un'integrazione più forte del mercato del *heating and cooling* con i sistemi e i mercati dell'elettricità e del gas naturale.

I due comparti rilevanti sono quello degli edifici, in cui l'energia termica è impiegata per la climatizzazione, e quello

dell'industria, in cui il calore è utilizzato come input nei processi produttivi.

I consumi di energia del settore

I consumi di calore per climatizzazione (edifici) e di processo (industria) rappresentano poco meno del 50% del consumo finale di energia dei 28 Stati membri UE, che, nel 2011-2013, si è mantenuto costante a circa 1100 Mtep. Gli altri due settori d'uso, ossia la generazione elettrica ed il trasporto, pesano, rispettivamente, poco più del 20% e poco più del 30%.

Il gas rappresenta la fonte energetica dominante nel mix di energia "termica" arrivando a pesare più del 60% dei consumi finali in Italia, Olanda e Regno Unito (Figura 1). La quota di calore ottenuto da fonti rinnovabili (principalmente biomassa, ma anche una parte dell'energia prodotta da pompe di calore elettriche ed energia solare) si attesta, per la UE-28, a circa il 15% dei consumi finali: questa è superata in modo significativo da pochi dei principali Stati membri. I combustibili solidi sono impiegati prevalentemente

nell'industria, mentre la situazione è più differenziata per il calore derivato (ottenuto principalmente da cogenerazione), che in alcuni paesi è utilizzato per teleriscaldare utenze civili. Dai dati appena descritti si deduce che analizzare il mercato del *heating and cooling* significa ancora studiare la possibile evoluzione di una quota molto rilevante di domanda di gas.

► continua a pagina 29

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2015

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 16
 Mercati per l'ambiente
 pag 20

APPROFONDIMENTI

Quanto "vale" il mercato del heating and cooling?
 di Mario Cirillo REF-E
 pagina 29

NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima, registrano, dopo quello di febbraio, un nuovo aumento su base annua (+1,0%). Sebbene di modesta entità, tali aumenti potrebbero rappresentare il segnale di un'inversione di tendenza della domanda elettrica dopo la pluriennale fase di caduta. Le vendite degli impianti di produzione segnano una crescita del 2,0%, sostenute dal gas tra le fonti tradizionali e

dall'eolico tra le fonti rinnovabili. Ancora in crescita la liquidità del mercato che sale a 68,7%. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), ai minimi dallo scorso settembre, scende sotto i 50 €/MWh. In ribasso anche i prezzi dei prodotti negoziati nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il mensile *baseload Aprile 2015* chiude il periodo di trading a 45,95 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di 4,52 €/MWh su febbraio (-8,3%), si porta a 49,99 €/MWh, ai minimi da settembre 2014. Il confronto con marzo 2014, quando il PUN entrava in una lunga fase di stagnazione sui minimi storici, registra invece un aumento di 3,26 €/MWh (+7,0%). L'analisi per gruppi di ore rivela che il rialzo si è determinato nelle

ore fuori picco (+4,79 €/MWh; +11,5%), con il prezzo che si attesta a 46,40 €/MWh, livello comunque più basso degli ultimi otto mesi. Nelle *ore di picco*, invece, il prezzo, pari a 56,49, è restato pressoché invariato (-0,22 €/MWh, -0,4%). Il rapporto *picco/baseload* scende pertanto a quota 1,13 (1,21 a marzo 2014) (Grafico 1 e Tabella 1).

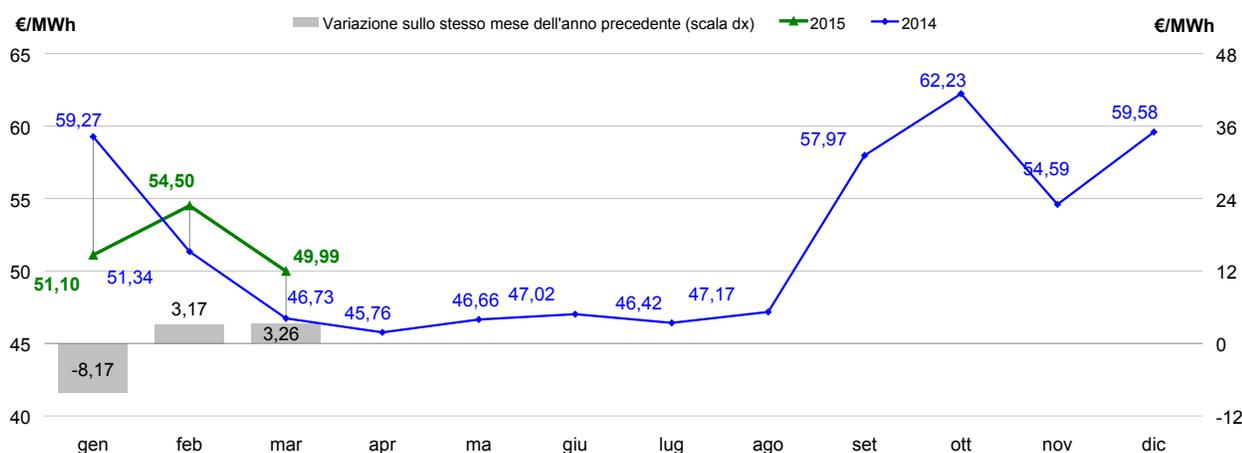
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	49,99	46,73	+3,26	+7,0%	22.605	+5,5%	32.890	+1,0%	68,7%	65,8%
<i>Picco</i>	56,49	56,71	-0,22	-0,4%	27.496	+6,5%	39.788	+1,3%	69,1%	65,7%
<i>Fuori picco</i>	46,40	41,61	+4,79	+11,5%	19.910	+3,8%	29.088	-0,1%	68,4%	65,9%
<i>Minimo orario</i>	11,13	2,23			13.730		21.522		60,1%	54,8%
<i>Massimo orario</i>	96,25	149,43			31.479		44.258		77,5%	81,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



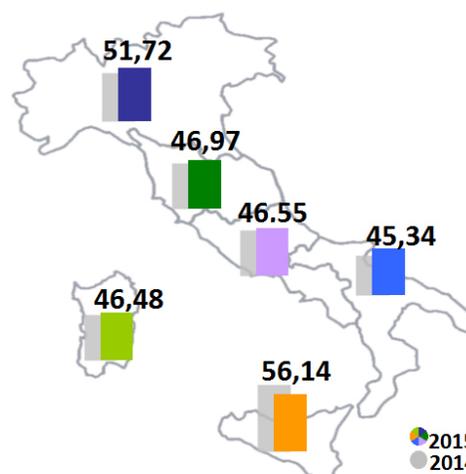
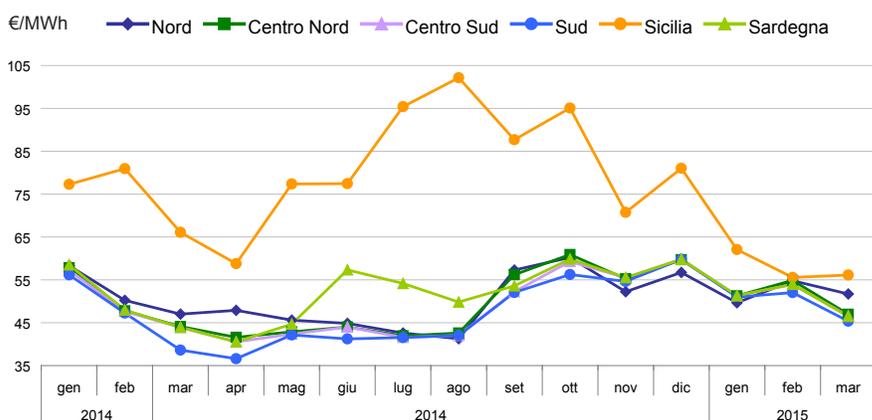
(continua)

Anche i prezzi di vendita zonali segnano ribassi rispetto a febbraio e aumenti su base annua, con la sola eccezione della Sicilia, che invece registra una lieve ripresa su febbraio (+1,0%) ed un sensibile calo tendenziale (-15,1%). Il prezzo dell'isola,

pari a 56,14 €/MWh, resta comunque più alto di quello del Nord (51,72 €/MWh) e di quello di tutte le altre zone allineatosi sotto i 47 €/MWh; il più basso ancora al Sud con 45,34 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia segnano una nuova, seppur contenuta, ripresa tendenziale (+1,0%) attestandosi a 24,4 milioni di MWh. In aumento gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,8 milioni di MWh (+5,5%), mentre gli scambi over the counter registrati sulla

PCE e nominati su MGP scendono a 7,6 milioni di MWh (-7,6%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, sempre in crescita nel 2015, registra anche un deciso aumento rispetto a marzo 2014 (+2,9 punti percentuali) portandosi a 68,7% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.795.882	+5,5%	68,7%
Operatori	8.970.701	+17,4%	36,7%
GSE	3.762.637	-18,5%	15,4%
Zone estere	4.062.545	+10,9%	16,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.641.423	-7,6%	31,3%
Zone estere	683.696	-43,7%	2,8%
Zone nazionali	6.957.727	-1,3%	28,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.437.305	+1,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.710.580	-14,4%	
OFFERTA TOTALE	43.147.886	-6,3%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

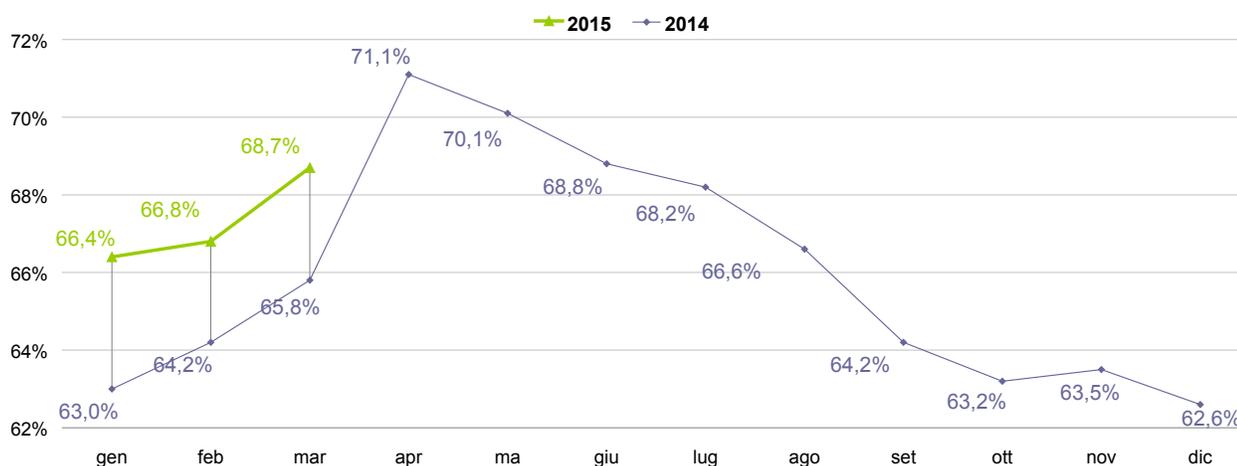
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.795.882	+5,5%	68,7%
Acquirente Unico	2.889.257	+19,9%	11,8%
Altri operatori	8.904.548	+17,5%	36,4%
Pompaggi	15.812	+104,6%	0,1%
Zone estere	391.549	+78,2%	1,6%
Saldo programmi PCE	4.594.717	-19,5%	18,8%
PCE (incluso MTE)	7.641.423	-7,6%	31,3%
Zone estere	9.330	+53,0%	0,0%
Zone nazionali AU	2.467.503	-22,9%	10,1%
Zone nazionali altri operatori	9.759.307	-9,4%	39,9%
Saldo programmi PCE	-4.594.717	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.437.305	+1,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.079.621	-70,0%	
DOMANDA TOTALE	25.516.926	-8,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 24,0 milioni di MWh, registrano un modesto aumento tendenziale (+0,3%) concentrato nelle due zone centrali (+8,1%) ed al Sud (+5,2%); in calo invece gli acquisti nel Nord (-0,8%) e nelle zone insulari (-9,8% la Sicilia e -24,5% la Sardegna). In aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 401 mila MWh (+77,6%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione nazionale, in crescita del 2,0%, si attestano a 19,7 milioni di MWh trainate dagli impianti del Sud (+19,1%) e del Centro Nord (+4,6%); in controtendenza le altre zone. Le importazioni, pari a 4,7 milioni di MWh, si riducono sia rispetto agli alti livelli dei primi due mesi del 2015, sia rispetto a marzo 2014 (-2,7%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.379.617	24.737	-6,3%	8.267.360	11.127	-3,6%	13.470.446	18.130	-0,8%
Centro Nord	2.830.861	3.810	-15,4%	1.687.083	2.271	+4,6%	2.407.554	3.240	+8,1%
Centro Sud	5.244.928	7.059	-18,3%	2.629.633	3.539	-1,4%	3.752.007	5.050	+8,1%
Sud	7.189.699	9.677	+1,3%	4.901.207	6.597	+19,1%	2.286.255	3.077	+5,2%
Sicilia	2.972.898	4.001	-2,7%	1.273.121	1.713	-9,2%	1.349.497	1.816	-9,8%
Sardegna	1.654.925	2.227	+15,7%	932.661	1.255	-1,1%	770.667	1.037	-24,5%
Totale nazionale	38.272.929	51.511	-6,6%	19.691.064	26.502	+2,0%	24.036.426	32.351	+0,3%
Estero	4.874.957	6.561	-3,8%	4.746.241	6.388	-2,7%	400.879	540	+77,6%
Sistema Italia	43.147.886	58.073	-6,3%	24.437.305	32.890	+1,0%	24.437.305	32.890	+1,0%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano anche a marzo una battuta d'arresto, la terza consecutiva, e con una flessione del 10,6% sullo stesso mese del 2014 si attestano a 7,5 milioni di MWh. Il calo ha riguardato la fonte idraulica (-21,0%) e solare (-13,4%); in netta ripresa invece le vendite da impianti eolici ai massimi da aprile 2013 (+16,3%). Crescono, per contro, le vendite da impianti

a gas (+24,5%), mentre si riducono ancora quelle degli impianti a carbone (-6,0%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 38,3% (43,6% un anno fa) a vantaggio di quella degli impianti termoelettrici tradizionali ed in particolare di quelli a gas che sale al 36,9% (circa +7 punti percentuali) (Grafico 4).

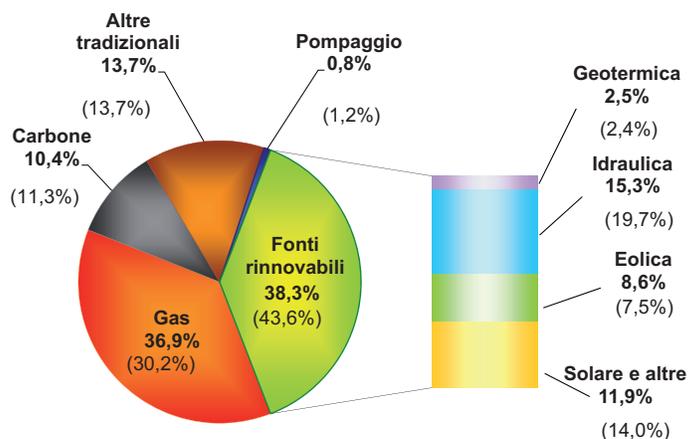
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

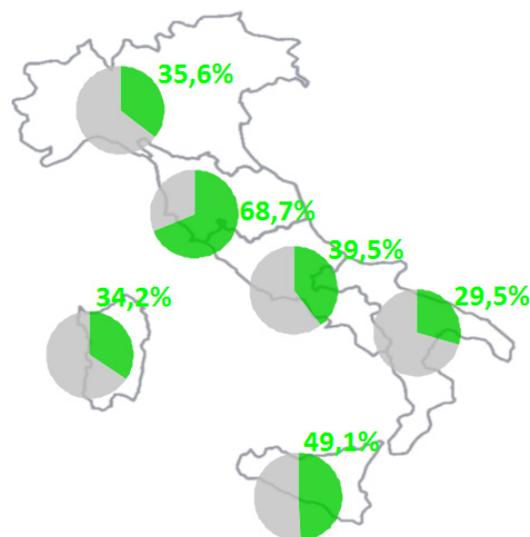
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.034	+18,6%	711	+22,2%	2.064	-4,0%	4.651	+33,9%	871	-31,2%	825	-12,3%	16.156	+12,6%
Gas	4.724	+24,7%	637	+27,3%	422	+37,7%	2.584	+68,6%	828	-28,5%	578	+2,2%	9.774	+24,5%
Carbone	1.079	+12,7%	-	-	1.446	-9,7%	-	-	-	-	224	-39,0%	2.749	-6,0%
Altre	1.231	+3,8%	74	-9,3%	196	-19,4%	2.067	+6,5%	43	-59,9%	23	+206,0%	3.633	+1,9%
Fonti rinnovabili	3.961	-26,1%	1.560	-1,7%	1.400	+1,8%	1.946	-5,9%	842	+35,7%	429	+31,2%	10.137	-10,6%
Idrraulica	2.276	-34,8%	512	+2,2%	671	+5,6%	378	+6,8%	158	+154,2%	47	-38,5%	4.043	-21,0%
Geotermica	-	-	665	+6,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	665	+6,9%
Eolica	11	+29,1%	18	-14,7%	340	-4,3%	1.090	+5,6%	538	+42,9%	283	+70,1%	2.281	+16,3%
Solare e altre	1.673	-10,1%	364	-17,7%	389	+1,2%	477	-30,0%	146	-19,6%	98	+17,7%	3.148	-13,4%
Pompaggio	132	-46,3%	-	-100,0%	76	+14,7%	-	-	-	-	2	-40,6%	209	-33,7%
Totale	11.127	-3,6%	2.271	+4,6%	3.539	-1,4%	6.597	+19,1%	1.713	-9,2%	1.255	-1,1%	26.502	+2,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

Nel primo mese di piena operatività il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.817 MWh, di cui 2.042 MWh sul confine francese (72,5% del totale), 575 MWh su quello sloveno e 200 MWh su quello austriaco. Il flusso di energia è stato nella quasi totalità delle ore in import con il limite di transito saturo nel 100% delle ore sulla frontiera Italia-Austria, nel 78,7% sulla frontiera Italia-Slovenia e nel 70,1% sulla frontiera Italia-Francia (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata su

tutte le frontiere rispetto ad un anno fa (+3,3% Francia; +3,9% Slovenia; +8,0% Austria). Sulla frontiera francese ed austriaca attraverso il market coupling è stato allocato rispettivamente il 76% ed il 72% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita rispettivamente il 14,7% ed il 24,4% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 95,2% tramite market coupling (95,1% nel 2014) e solo per lo 0,4% tramite asta esplicita (Grafico 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.288 (-)	2.054 (-)	99,3% (-)	70,1% (-)	1.450 (-)	355 (-)	0,7% (-)	- (-)
Italia - Austria	200 (-)	200 (-)	100,0% (-)	100,0% (-)	186 (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	601 (581)	575 (561)	99,9% (98,4%)	78,7% (88,4%)	663 (669)	38 (169)	0,1% (1,6%)	- (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente
*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

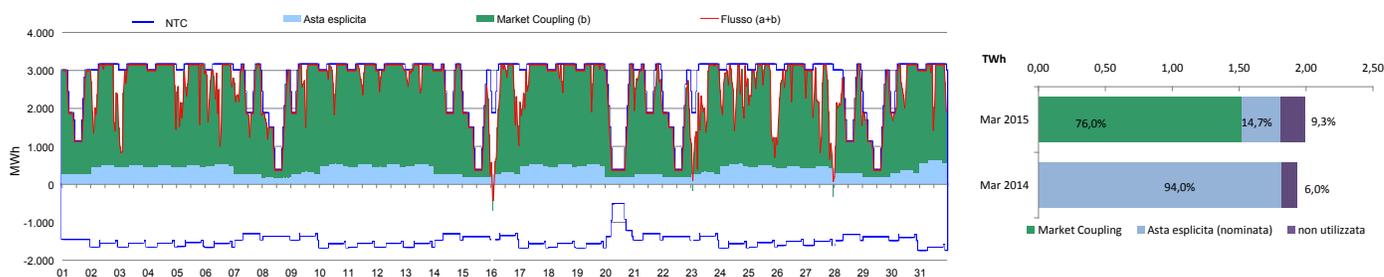


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

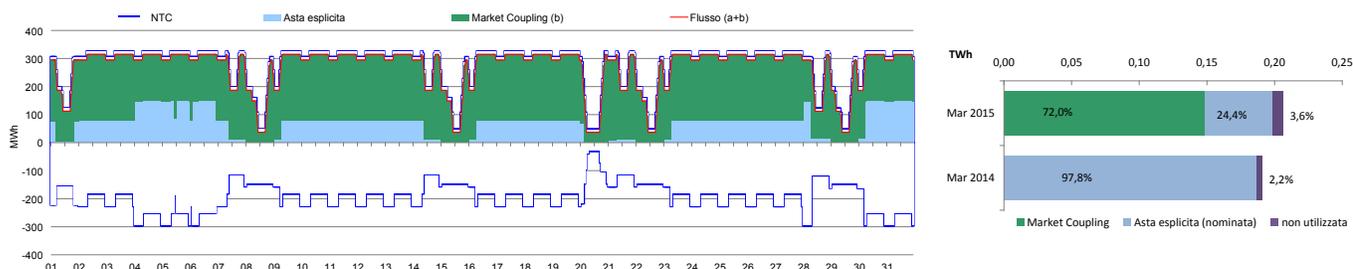
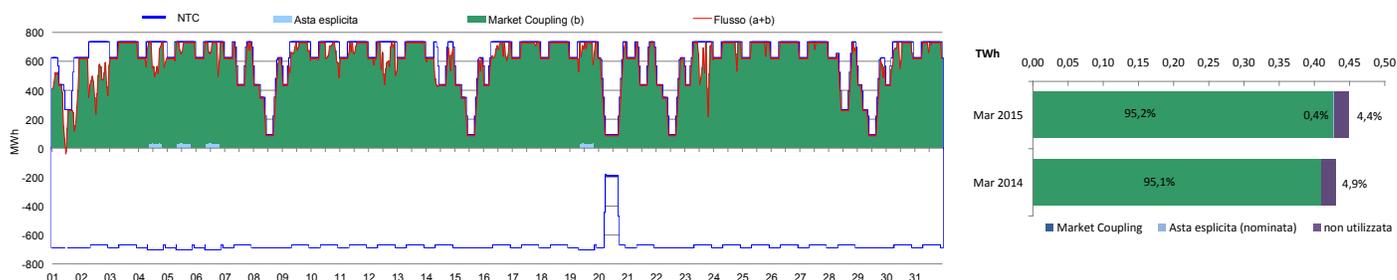


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), tutti ai minimi da oltre sette mesi, sono oscillati tra 48,75 €/MWh di MI2 e 54,95 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Rispetto all'anno precedente, MI1 e MI2, le uniche sessioni che consentono un corretto confronto su base annua dopo le modifiche introdotte

nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, hanno registrato significativi rialzi. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,1 milioni di MWh, sono aumentati del 7,3% rispetto a marzo 2014, trainati dal più liquido MI1, con 1,1 milioni di MWh (+6,5%) (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2015	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	49,99	+7,0%	24.437.305	32.890	+1,0%
MI1 (1-24 h)	49,44 (-1,1%)	+6,7%	1.076.094	1.448	+6,5%
MI2 (1-24 h)	48,75 (-2,5%)	+6,4%	526.511	709	-4,2%
MI3 (9-24 h)	53,08 (-1,4%)	-	190.526	385	-
MI4 (13-24 h)	50,15 (-6,7%)	-	78.913	213	-
MI5 (17-24 h)	54,95 (-3,5%)	-	193.852	785	-

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

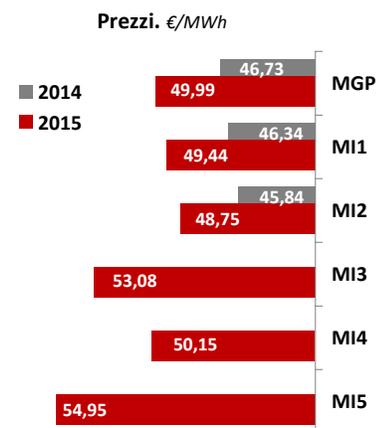
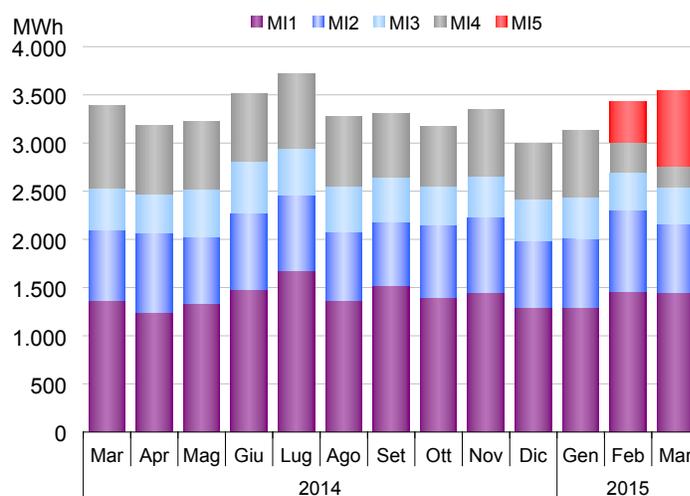
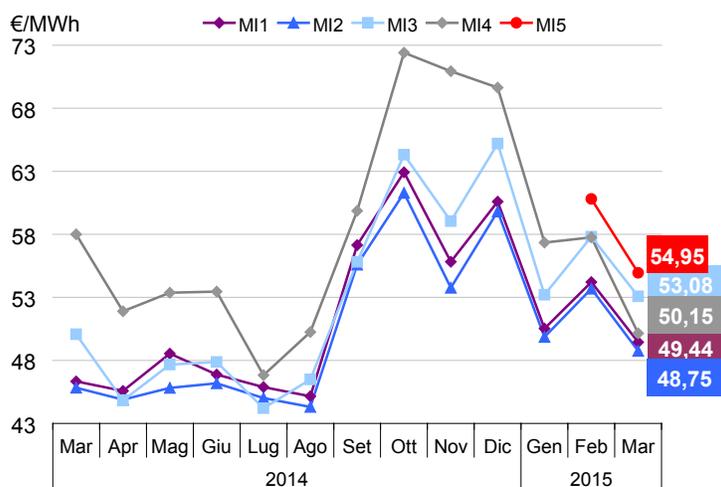


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



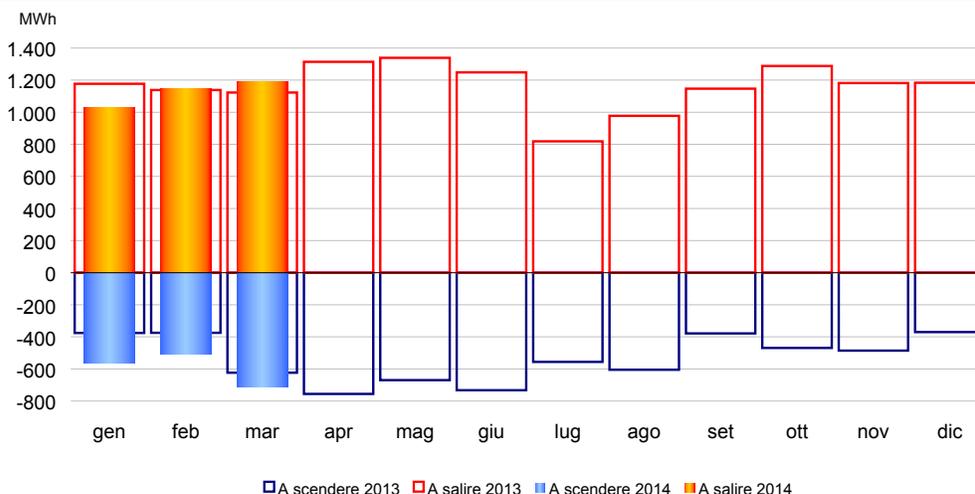
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si attestano a 887 mila MWh, in aumento del 6,4% su base annua. In crescita anche le vendite di Terna sul mercato

a scendere, pari a 530 mila MWh, ai massimi da maggio dello scorso anno (+14,5%) (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 10 negoziazioni in cui sono stati scambiati 50 contratti, tutti baseload, per complessivi 146 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 19,8 milioni di MWh, in calo del 10,7% rispetto al mese precedente. Tutti in calo i prezzi

dei prodotti negoziati nel mese (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto *Aprile 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 45,95 €/MWh sul *baseload*, 52,81 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.381 e 5 MW, per complessivi 2,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

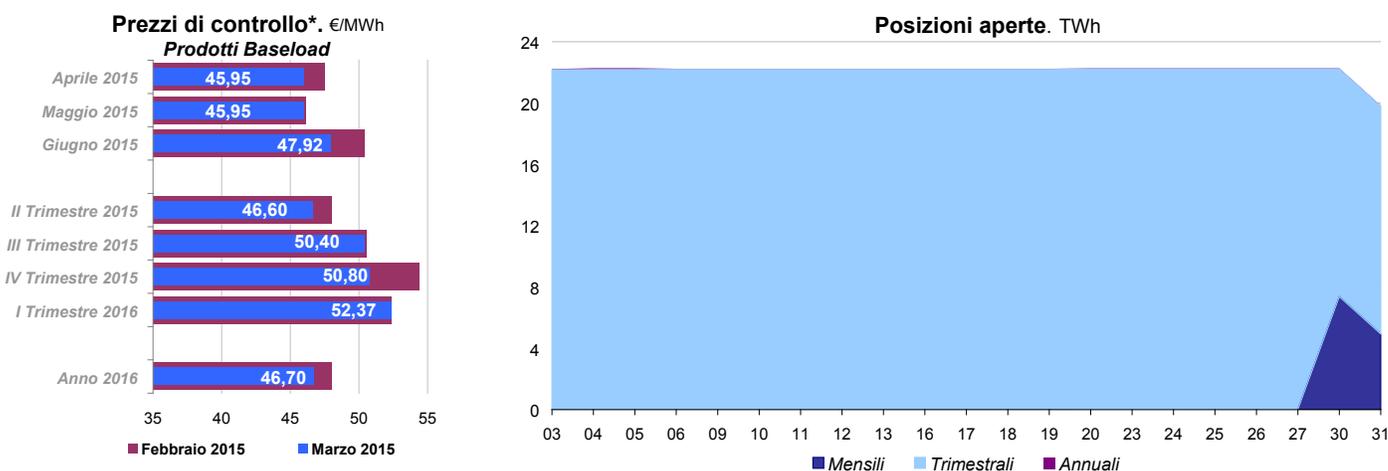
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2015</i>	45,95	-3,2%	3	15	-	15	3.381	2.434.320
<i>Maggio 2015</i>	45,95	-0,4%	1	5	-	5	3.371	2.508.024
<i>Giugno 2015</i>	47,92	-5,0%	-	-	-	-	3.366	2.423.520
<i>Luglio 2015</i>	50,40	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2015</i>	46,60	-2,9%	2	10	-	10	3.366	7.351.344
<i>III Trimestre 2015</i>	50,40	-0,3%	1	5	-	5	3.361	7.421.088
<i>IV Trimestre 2015</i>	50,80	-6,6%	1	5	-	5	3.361	7.424.449
<i>I Trimestre 2016</i>	52,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2016</i>	44,82	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2016</i>	46,70	-2,7%	2	10	-	10	5	43.920
Totale			10	50	-	50		19.821.001
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2015</i>	52,81	+0,0%	-	-	-	-	5	1.320
<i>Maggio 2015</i>	48,66	-0,4%	-	-	-	-	5	1.260
<i>Giugno 2015</i>	54,82	-5,0%	-	-	-	-	5	1.320
<i>Luglio 2015</i>	55,16	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2015</i>	52,15	-2,0%	-	-	-	-	5	3.900
<i>III Trimestre 2015</i>	55,09	-0,3%	-	-	-	-	5	3.960
<i>IV Trimestre 2015</i>	62,08	-6,6%	-	-	-	-	5	3.960
<i>I Trimestre 2016</i>	63,03	+0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2016</i>	49,50	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2016</i>	52,53	-2,7%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		10.500
TOTALE			10	50	-	50		19.831.501

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2015, ammontano a 30,8 milioni di MWh, ancora in calo tendenziale (-4,2%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,3 milioni di MWh, sono diminuite dell'1,9% rispetto allo scorso anno; mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,5 milioni di MWh, si confermano su livelli molto bassi ed in consistente flessione (-24,0%) (Tabella 9).

In ribasso anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 15,5 milioni di MWh (-11,4%), minimo in media oraria da settembre del 2012.

Pertanto il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,98, seppure al secondo calo congiunturale, si conferma su livelli molto alti (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,6 milioni di MWh, segnano una flessione del 7,6% su base annua, in accordo con i relativi sbilanciamenti a programma che, con 7,9 milioni di MWh, si riducono del 14,8%. In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,2 milioni di MWh (-12,4%), con lo sbilanciamento a programma che scende a 3,3 milioni di MWh (-7,2%).

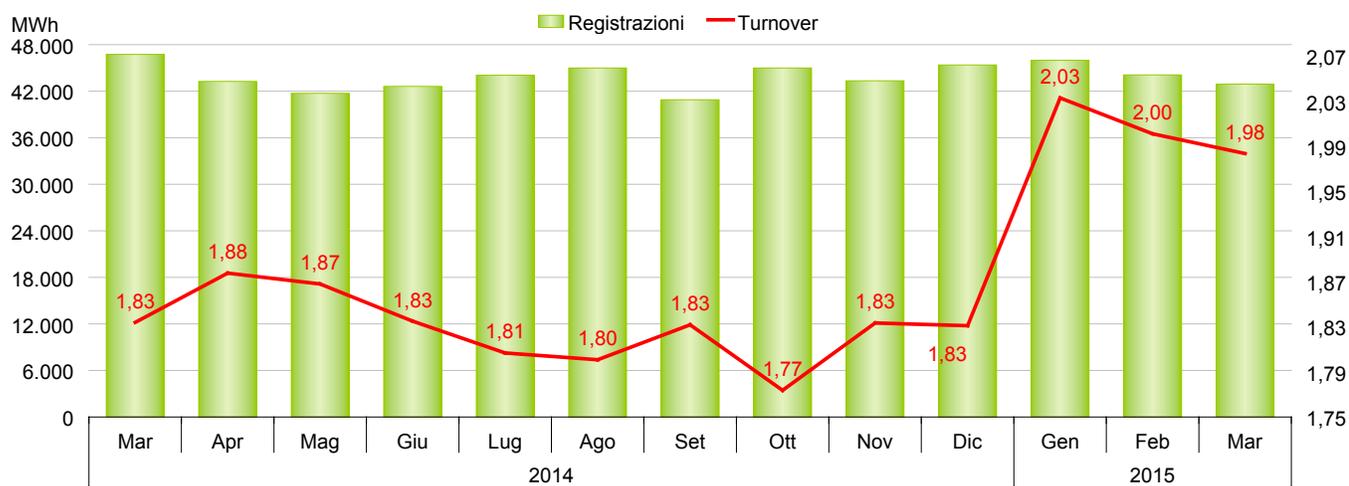
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.417.309	+5,4%	27,3%	Richiesti	8.689.792	-15,8%	100,0%	12.236.140	-12,4%	100,0%
Off Peak	765.788	+21,4%	2,5%	di cui con indicazione di prezzo	2.476.617	-28,7%	28,5%	6	100%	0,0%
Peak	649.216	-18,6%	2,1%	Rifiutati	1.048.369	-49,1%	12,1%	0	-	0,0%
Week-end	470	-60,8%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.045.622	-48,4%	12,0%	-	-	-
Totale Standard	9.832.783	+4,5%	31,9%							
Totale Non standard	18.461.952	-5,0%	59,9%	Registrati	7.641.423	-7,6%	87,9%	12.236.140	-12,4%	100,0%
PCE bilaterali	28.294.735	-1,9%	91,8%	di cui con indicazione di prezzo	1.430.995	-1,0%	16,5%	6,00	100%	0,0%
MTE	2.517.118	-24,0%	8,2%	Sbilanciamenti a programma	7.893.055	-14,8%		3.298.338	-7,2%	
TOTALE PCE	30.811.853	-4,2%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.594.717	-19,5%	
POSIZIONE NETTA	15.534.478	-11,4%								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo i consumi di gas naturale in Italia registrano il terzo aumento su base annua del 2015 trainati ancora dal settore termoelettrico (+20,1%) e dal settore civile (+15,5%). Sul lato offerta, crescono le importazioni di gas naturale (+8,7%), mentre cala ancora la produzione nazionale ai minimi storici. In forte crescita rispetto ad un anno fa anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+42,1%), con il rapporto giacenza/

spazio conferito ai minimi storici (9,8%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato l'8,3% della domanda complessiva di gas naturale (6,0 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con i prezzi del comparto G+1 (23,46 €/MWh) ancora inferiori rispetto alle quotazioni al PSV (24,03 €/MWh).

IL CONTESTO

A marzo prosegue la ripresa dei consumi di gas naturale in Italia, pari a 6.905 milioni di mc, che dopo un 2014 tutto in negativo segnano il terzo rialzo tendenziale consecutivo (+14,3% su marzo 2014). Anche questo mese la crescita è trainata dai consumi del settore termoelettrico, attestatisi a 1.594 milioni di mc, in crescita tendenziale del 20,1%, indotta anche dalla nuova flessione delle fonti rinnovabili. Si confermano in consistente aumento anche i prelievi del settore civile, pari a 3.888 milioni di mc (+15,5%), mentre evidenziano ancora un lieve calo, sebbene il più modesto degli ultimi cinque mesi, i consumi del settore industriale, pari a 1.190 milioni di mc (-0,6%). In aumento le esportazioni, pari a 232 milioni di mc (+52,6%).

Dal lato offerta, la produzione nazionale, in flessione ininterrotta ormai da quasi due anni e mezzo, scende a 554 milioni di mc (-5,5%), mentre tornano a crescere le importazioni di

gas naturale, salite a 4.863 milioni di mc (+8,7%). Tra i punti di entrata, ancora in aumento le importazioni di gas del nord Europa da Passo Gries (563 milioni di mc; +45,1%) e di quello libico da Gela (670 milioni di mc; +27,3%) e crescono anche le importazioni dal rigassificatore di Cavarzere (498 milioni di mc; +117,7%). Restano in flessione, invece, per quanto la più debole da maggio 2014, le importazioni di gas naturale russo da Tarvisio, pari a 2.717 milioni di mc (-1,9%); mentre ancora consistente è la riduzione del gas algerino da Mazara, pari a 414 milioni di mc (-25,6%). Infine, permangono a regime ridotto le importazioni dal rigassificatore di Panigaglia.

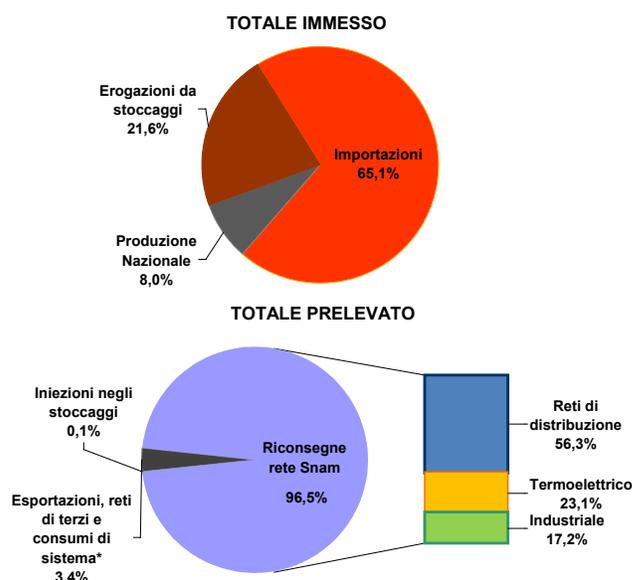
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.496 milioni di mc (+42,1%); ancora esigue le iniezioni, quasi dimezzate rispetto ad un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.863	51,5	+8,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	414	4,4	-25,6%
Tarvisio	2.717	28,8	-1,9%
Passo Gries	563	6,0	+45,1%
Gela	670	7,1	+27,3%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+4,2%
Cavarzere (GNL)	498	5,3	+117,7%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	554	5,9	-5,5%
Erogazioni da stoccaggi	1.496	15,8	+42,1%
TOTALE IMMESSO	6.912	73,2	+13,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>6.673</i>	<i>70,6</i>	<i>+13,3%</i>
Industriale	1.190	12,6	-0,6%
Termoelettrico	1.594	16,9	+20,1%
Reti di distribuzione	3.888	41,2	+15,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>232</i>	<i>2,5</i>	<i>+52,6%</i>
TOTALE CONSUMATO	6.905	73,1	+14,3%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>8</i>	<i>0</i>	<i>-88,8%</i>
TOTALE PRELEVATO	6.912	73,2	+13,1%

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

Nell'ultimo giorno del mese di marzo la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 1.169 milioni di mc, inferiore del 62,6% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta sui minimi del 9,8%, in flessione di 20,6 punti percentuali rispetto all'anno

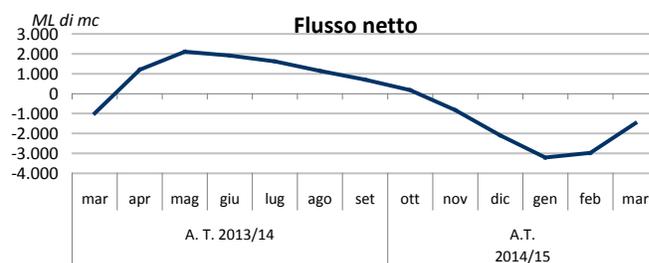
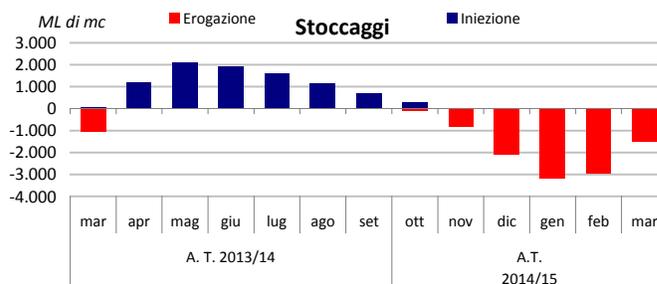
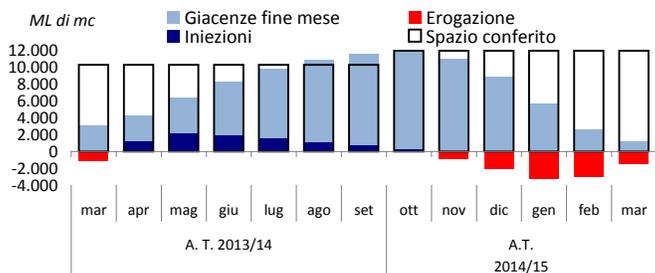
precedente.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), dopo il rimbalzo congiunturale di marzo, torna a flettere riportandosi sui livelli di anno fa a 24,03 €/MWh (-0,4%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2015)	1.169	-62,6%
Erogazione (flusso out)	1.496	+42,1%
Iniezione (flusso in)	8	-88,8%
Flusso netto	1.488	+51,0%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	9,8%	-20,6 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A marzo nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 6,0 milioni di MWh, pari all'8,3% della domanda complessiva di gas naturale (7,2% a marzo 2014). In particolare nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) sono stati scambiati 363

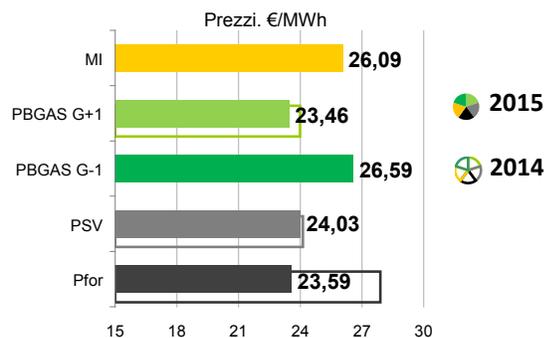
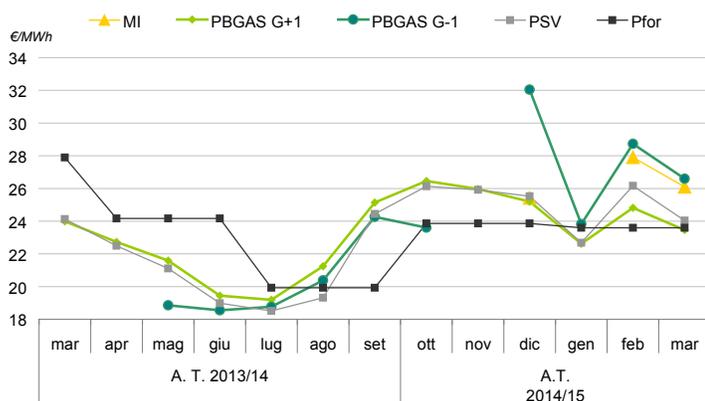
mila MWh ad un prezzo medio pari a 26,09 €/MWh, i restanti 5,7 milioni di MWh nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	26,09	-	23,76	32,80	362.820
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	26,59	-	23,90	36,14	1.690.348
Comparto G+1	23,46	(23,99)	22,57	25,06	3.988.990
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2015-03	-	-	26,246	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-04	-	-	25,350	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-04	-	-	25,350	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-05	-	-	25,002	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-06	-	-	31,470	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-07	-	-	24,018	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	23,525	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,747	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	25,753	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,153	-0,4%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 4,0 milioni di MWh in flessione del 12,9% rispetto ad un anno fa. Il prezzo medio, in flessione tendenziale da oltre un anno, si attesta a 23,46 €/MWh (-2,2%), più basso di 0,57 €/MWh rispetto alle quotazioni registrate a marzo al PSV.

Nei 17 giorni, sui 31 di marzo, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,4 milioni di MWh, di cui il 78,6%, pari a 1,9 milioni di MWh venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 23,30 €/MWh (-1,9% su base annua). Nei restanti 14 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,6 milioni di MWh, di cui il 69,9% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 23,66 €/MWh (-3,1%).

Complessivamente il 75,2% dei volumi scambiati (3,0 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 24,8% da scambi tra operatori, pari a 988 mila MWh.

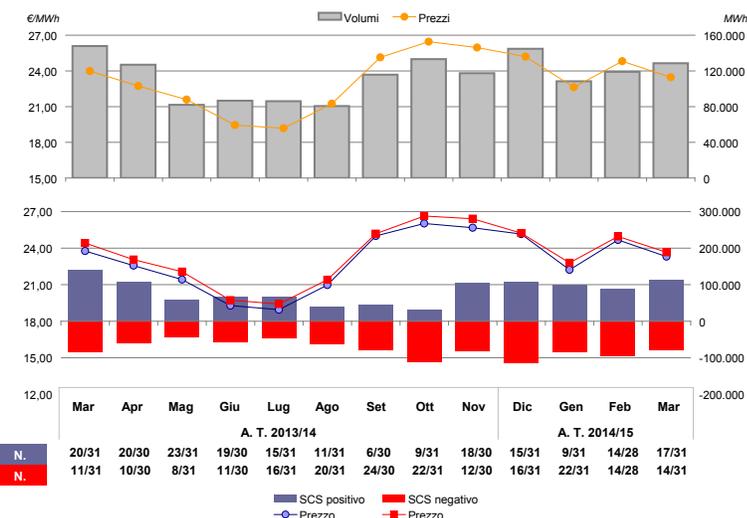
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo. €/MWh	Variazioni %	positivo n.giorni 17/31	negativo n.giorni 14/31
Prezzo. €/MWh	23,46	(-2,2%)	23,30	23,66
Acquisti. MWh	3.988.990	(-12,9%)	2.433.693	1.555.297
RdB	1.087.781	(+17,5%)		1.087.781
Operatori	2.901.208	(-20,6%)	2.433.693	467.515
Vendite. MWh	3.988.990	(-12,9%)	2.433.693	1.555.297
RdB	1.913.319	(-31,4%)	1.913.319	
Operatori	2.075.671	(+15,8%)	520.374	1.555.297

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	49	35	40



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a marzo sono stati scambiati 1,7 milioni di MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 26,59 €/MWh. Nelle sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in acquisto soddisfatta dalle vendite degli operatori che hanno interessato tutte le zone

eccetto *Edison Stoccaggio*. *Stogit* ed *Import* si confermano le zone più liquide con 983 mila MWh scambiati (pari al 58,2% del totale) ad un prezzo medio rispettivamente pari a 23,94 e 27,50 €/MWh, di cui il primo praticamente allineato al PSV (-0,09 €/MWh) ed il secondo superiore di 3,46 €/MWh.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	27,50	-	29,44	23,94	24,97	24,97	26,59*
Volumi. MWh	459.170	-	58.064	523.984	282.681	366.449	1.690.348
Operatori. N.	5	-	1	18	9	10	22

* *Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri*

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Dopo le oscillazioni del primo bimestre, il mese di marzo conferma la generale fase ribassista che i principali mercati energetici europei attraversano ormai da qualche anno. In linea con uno scenario economico che resta caratterizzato da deboli segnali di rilancio, riprende infatti il trend calante

delle quotazioni spot e futures di gas e power le quali, rientrando dal picco realizzato nel mese di febbraio, assorbono le consuete dinamiche stagionali e l'analoga evoluzione discendente osservata nei valori dei prodotti petroliferi.

In lieve flessione congiunturale e in caduta tendenziale, il prezzo spot del Brent si attesta a 56 \$/bbl (-2%, -48%), assecondando la consueta dinamica ribassista osservata nel mese di marzo ma ponendosi su livelli ben lontani da quelli raggiunti nella primavera del 2012 (120 \$/bbl circa). In linea con la commodity di riferimento la tendenza di gasolio e olio combustibile (523 \$/MT, 291 \$/MT, -3/-6%), con il primo che sembra incorporare in modo più intenso le trasformazioni nel mercato a monte. Gli sviluppi dei prezzi spot deludono le aspettative espresse dai mercati il mese scorso e sembrano indurre una revisione al ribasso in quelle future, che permangono più elevate dei corrispondenti valori a pronti (petrolio: 57/66 \$/bbl, -3/-5%; olio combustibile 297/333 \$/MT, -5/-6%; gasolio 524/525 \$/MT).

Perfettamente allineati i riferimenti spot europeo e sudafricano del carbone, piuttosto stabili attorno ai 60 \$/MT

negli ultimi due mesi, e ancora coerenti con il trend ribassista che li interessa da oltre quattro anni e non accenna ad arrestarsi (60,82 \$/MT, -2/-5%). Tale dinamica ribalta inoltre le speranze formulate il mese scorso sui mercati a termine, le cui quotazioni vengono corrette al ribasso e prospettano uno scenario di ulteriori cali (58/60 \$/MT, -3/-5%).

Si impone con vigore la crescita del potere d'acquisto del dollaro sull'euro, in aumento sistematico dall'aprile del 2014, che si manifesta questo mese con un cambio pari a 1,08 \$/€ (in calo rispettivamente del 5% e del 22%), valore riproposto anche nelle previsioni a termine di prossima consegna, ugualmente scontate (-5%). L'effetto della conversione in euro dei prezzi dei prodotti mensili è dunque quello di un progressivo apprezzamento su base congiunturale, rappresentato da rialzi compresi tra l'1% e il 3%.

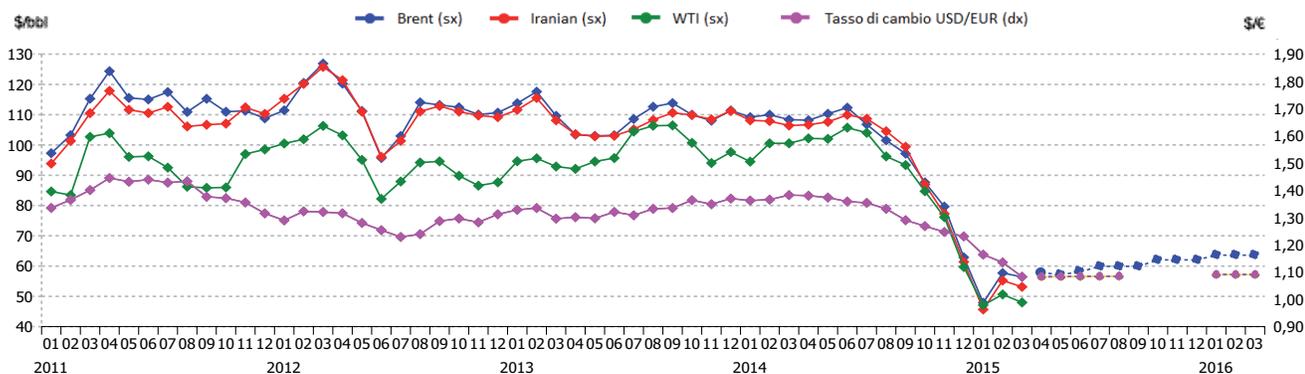
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mar 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 15	Var M-1 (%)	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	56,44	- 2 %	- 48 %	57,05	57,83	- 3 %	57,18	- 5 %	58,12	-	65,50	- 4 %
Brent FOB	€/bbl	52,11	+ 3 %	- 34 %	-	53,39	-	52,77	-	53,61	-	60,04	-
OLIO COMB.	\$/MT	290,68	- 3 %	- 55 %	319,84	296,60	- 5 %	298,17	- 5 %	300,14	-	333,29	- 6 %
0.1 FOB Barge	€/MT	268,35	+ 1 %	- 42 %	-	273,83	-	275,18	-	276,88	-	305,50	-
GASOLIO	\$/MT	523,39	- 6 %	- 42 %	-	525,82	-	523,29	-	524,59	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	483,19	- 1 %	- 26 %	-	485,46	-	482,94	-	483,94	-	-	-
CARBONE	\$/MT	60,82	- 2 %	- 19 %	64,00	59,79	- 3 %	59,04	- 4 %	58,16	-	58,95	- 5 %
ARA Stm 6000K	€/MT	56,15	+ 3 %	+ 3 %	-	55,20	-	54,48	-	53,66	-	54,04	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,08	- 5 %	- 22 %	-	1,08	- 5 %	1,08	- 5 %	1,08	-	1,09	- 5 %

Fonte: Thomson-Reuters

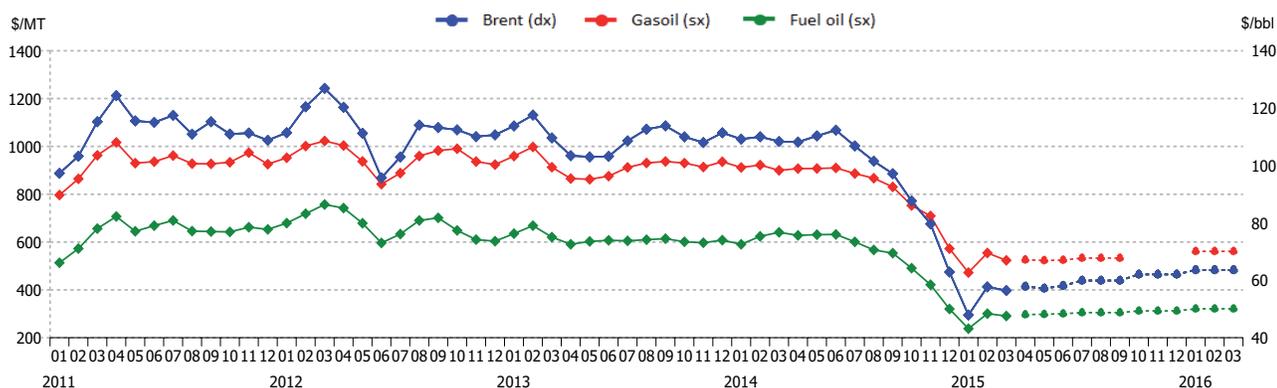
(continua)

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



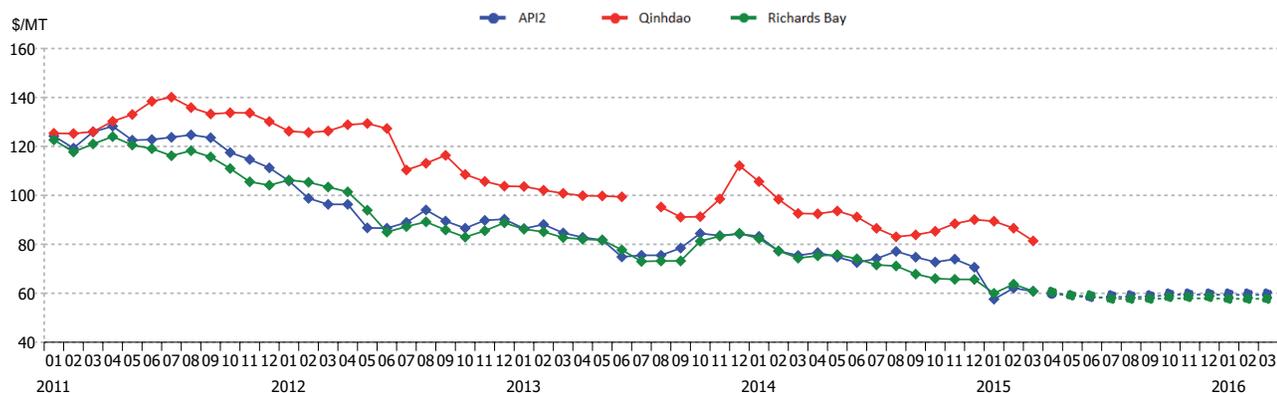
Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

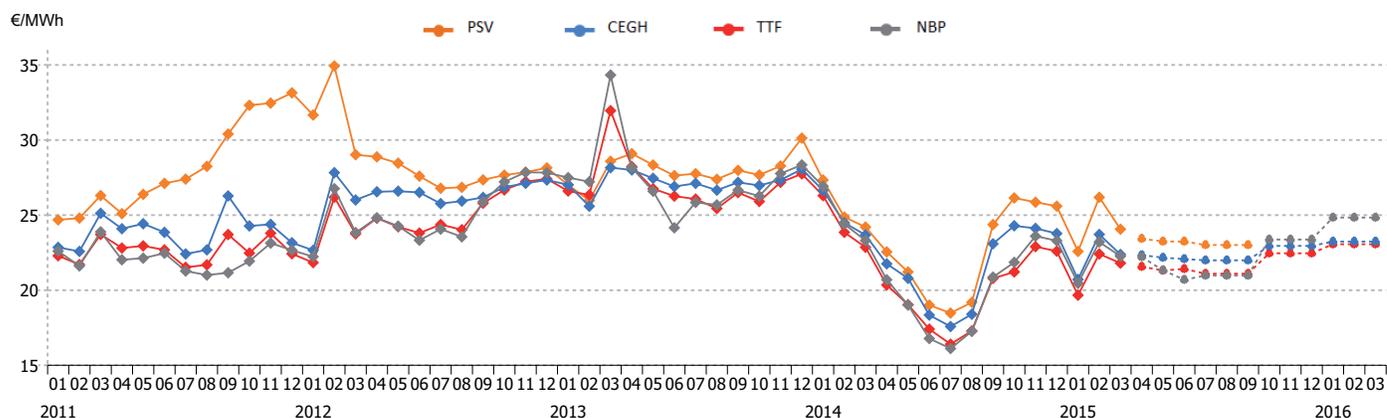
(continua)

Coerenti con la tendenza del greggio, le dinamiche registrate nei principali hub europei del gas risultano altresì del tutto in linea con le fluttuazioni stagionali cui si assiste solitamente alla fine del periodo invernale. In calo congiunturale più o meno consistente, le valorizzazioni del gas naturale risultano comprese tra i 22 €/MWh e i 24 €/MWh e segnano decisi ribassi dopo i picchi raggiunti nel mese di febbraio (-3/-8%) e più

fievoli cali tendenziali (-1/-5%). Il PSV (24 €/MWh, -8%, -1%), sempre superiore agli altri riferimenti, conferma il progressivo allontanamento dagli stessi, in controtendenza rispetto a quanto osservato nel primo trimestre del 2014 (spread PSV-TTF: +2,27 €/MWh). A tendere, le quotazioni restano pressoché stabili attorno ai valori attuali a seguito anche in questo caso di moderate svalutazioni (-1/-2%).

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mar 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 15	Var M-1 (%)	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	24,07	- 8 %	- 1 %	26,30	23,43	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	21,80	- 3 %	- 5 %	23,50	21,56	- 2 %	21,31	-	-	-	21,89	- 2 %
CEGH	AT	22,38	- 6 %	- 5 %	24,20	22,34	-	22,17	-	22,08	-	-	-
NBP	UK	22,26	- 4 %	- 4 %	24,32	22,21	- 1 %	21,33	- 1 %	20,70	-	22,64	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

In linea con il deprezzamento delle materie prime, le quotazioni spot delle principali borse elettriche europee ripiegano su valori decisamente inferiori rispetto allo scorso mese e al contempo descrivono, anche a marzo, intensi aumenti tendenziali. La quotazione italiana si mantiene come al solito al di sopra di tutte le altre, attestandosi su un valore che disattende di poco le aspettative riposte lo scorso mese (50 €/MWh, -8%, +7% previsione a febbraio pari a 51 €/MWh) e, per quanto allineata

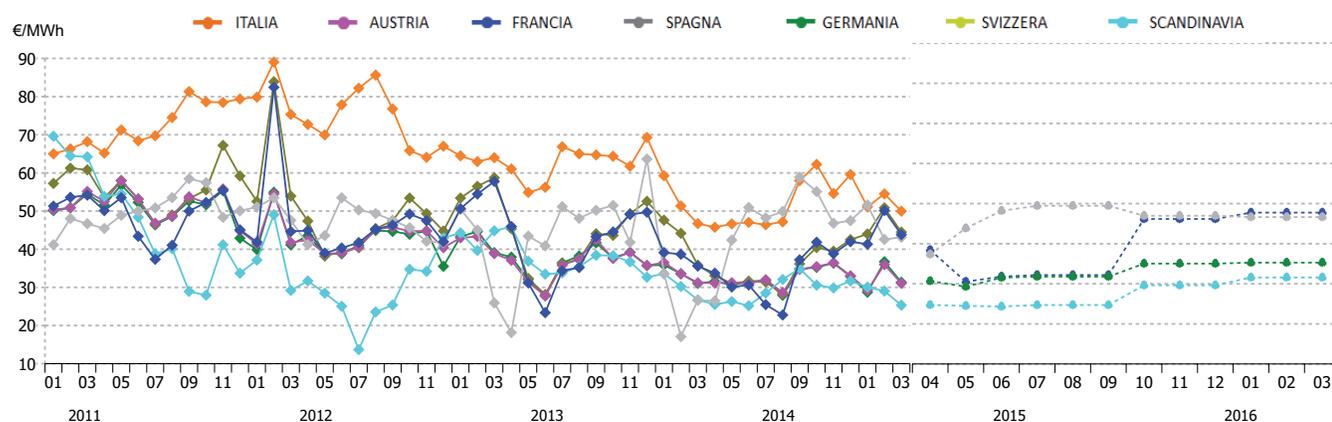
tramite coupling nel 30% delle ore al prezzo francese, se ne allontana maggiormente in virtù del più forte calo congiunturale di quest'ultimo (44 €/MWh, -13%, +23%). Dai mercati a termine scarsi segnali di ripresa: per quanto in alcuni casi rivalutate, le previsioni per aprile e maggio infatti propongono valori tutti al di sotto delle quotazioni a pronti, fenomeno che solo in parte riproduce le attese dinamiche stagionali.

(continua)

Figura 2: Borse elettriche, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mar 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 15	Var M-1 (%)	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	49,99	- 8 %	+ 7 %	51,00	46,59	+ 1 %	46,16	+ 8 %	48,64	-	46,95	- 0 %
FRANCIA	43,81	- 13 %	+ 23 %	45,78	38,43	+ 2 %	30,53	- 1 %	31,81	-	38,86	-
GERMANIA	31,34	- 15 %	+ 1 %	32,57	30,67	- 2 %	29,28	- 4 %	31,54	-	32,26	-
SPAGNA	43,13	+ 1 %	+ 62 %	40,50	37,35	- 0 %	43,84	+ 4 %	48,20	-	45,33	-
AREA SCANDINAVA	25,34	- 13 %	- 5 %	25,22	24,74	- 3 %	24,50	- 2 %	24,33	-	28,24	-
AUSTRIA	31,07	- 14 %	- 0 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	44,52	- 12 %	+ 24 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



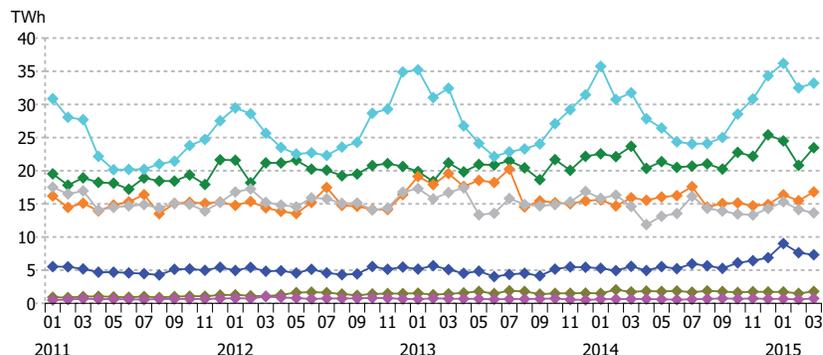
In diffuso aumento tendenziale i volumi scambiati sulle principali borse elettriche europee, con EPEX e Nord Pool che questo mese gestiscono la stessa taglia di transazioni (33 TWh, +5%)

e la borsa italiana che sale a 17 TWh (+5%), massimo dallo scorso luglio.

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mar 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,8	+ 8 %	+ 5 %
FRANCIA	7,3	- 4 %	+ 31 %
GERMANIA	23,5	+ 13 %	- 1 %
SPAGNA	13,7	- 3 %	- 7 %
AREA SCANDINAVA	33,2	+ 2 %	+ 5 %
AUSTRIA	0,7	+ 25 %	+ 13 %
SVIZZERA	1,8	+ 20 %	+ 4 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo 2015 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 348.229 TEE, in aumento rispetto ai 317.996 TEE scambiati a febbraio.

Dei 348.229 TEE sono stati scambiati 101.358 TEE di Tipo I, 195.516 TEE di Tipo II, 41.143 TEE di Tipo II CAR, 45.975 TEE di Tipo III e 237 TEE di Tipo V.

Rispetto al mese di febbraio, si registra una diminuzione dei prezzi medi pari a 2,48 % per i TEE di Tipo I, del 2,31 % per i TEE di Tipo II, del 3,70 % per i TEE di Tipo II-CAR, e del 2,76 % per i TEE di Tipo III.

In particolare, analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati

ad una media di 104,32 € (rispetto a 106,97 € di febbraio), i titoli di Tipo II, ad una media di 104,19 € (rispetto a € 106,65 di febbraio), i titoli di Tipo II-CAR, ad una media di 103,85 € (107,84 € a febbraio), i titoli di Tipo III sono stati quotati ad una media di 104,18 € (rispetto a 107,14 € di febbraio).

Il prezzo medio dei TEE di Tipo V, per la prima volta sulla piattaforma nel 2015, è stato pari a 104,00 €.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.104.570 TEE (328.179 di Tipo I, 622.356 di Tipo II, 24.293 di Tipo II CAR, 129.686 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 33.378.043 TEE.

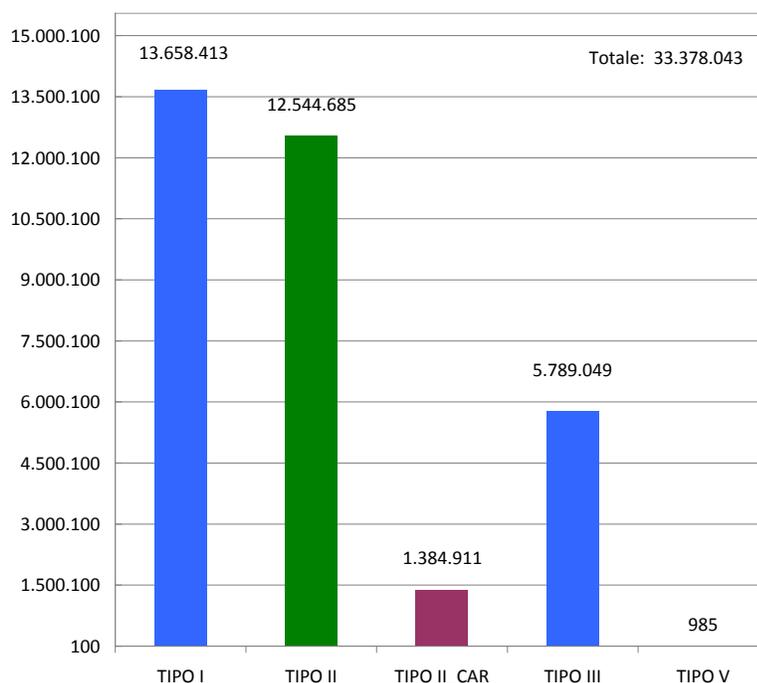
TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n.TEE)	101.358	195.516	41.143	45.975	237
Valore Totale (€)	10.573.312,44	20.370.929,45	4.272.518,69	4.789.786,82	24.648,00
Prezzo minimo (€/TEE)	102,00	102,70	103,56	101,10	104,00
Prezzo massimo (€/TEE)	106,50	106,50	105,80	106,50	104,00
Prezzo medio (€/TEE)	104,32	104,19	103,85	104,18	104,00

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine marzo 2015 (dato cumulato)

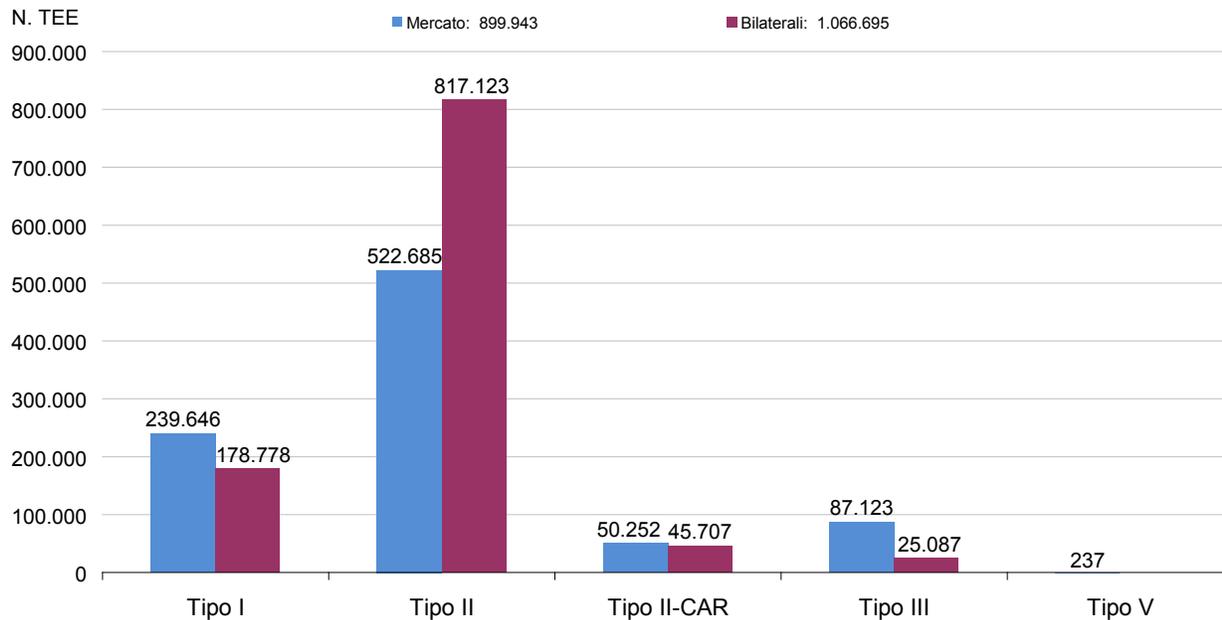
Fonte: GME



(continua)

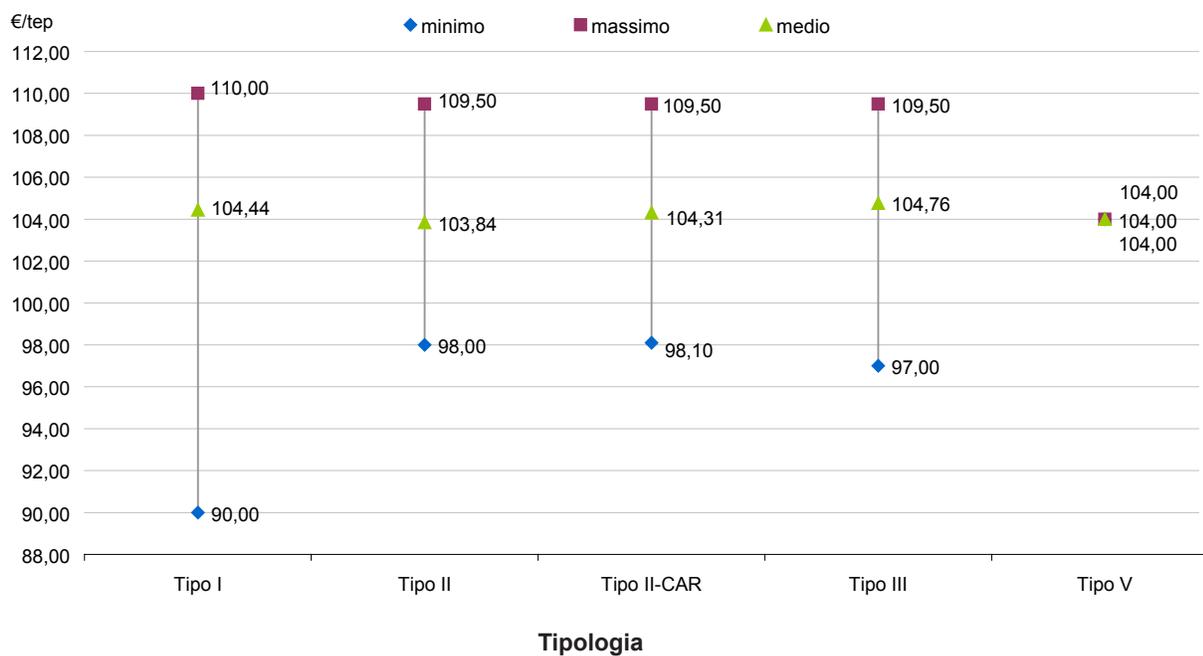
TEE scambiati dal 1 gennaio 2015

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

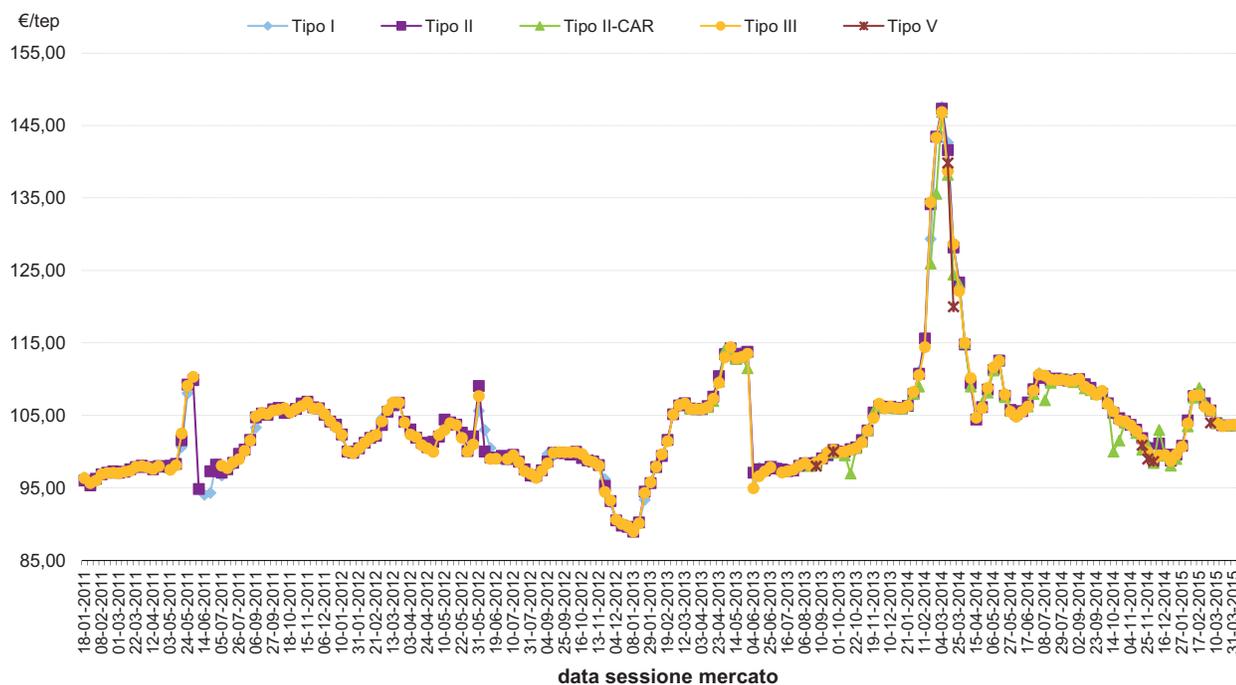
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011)

Fonte: GME



Nel corso del mese di marzo 2015 sono stati scambiati 337.224 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (365.305 TEE nel mese di febbraio 2015).

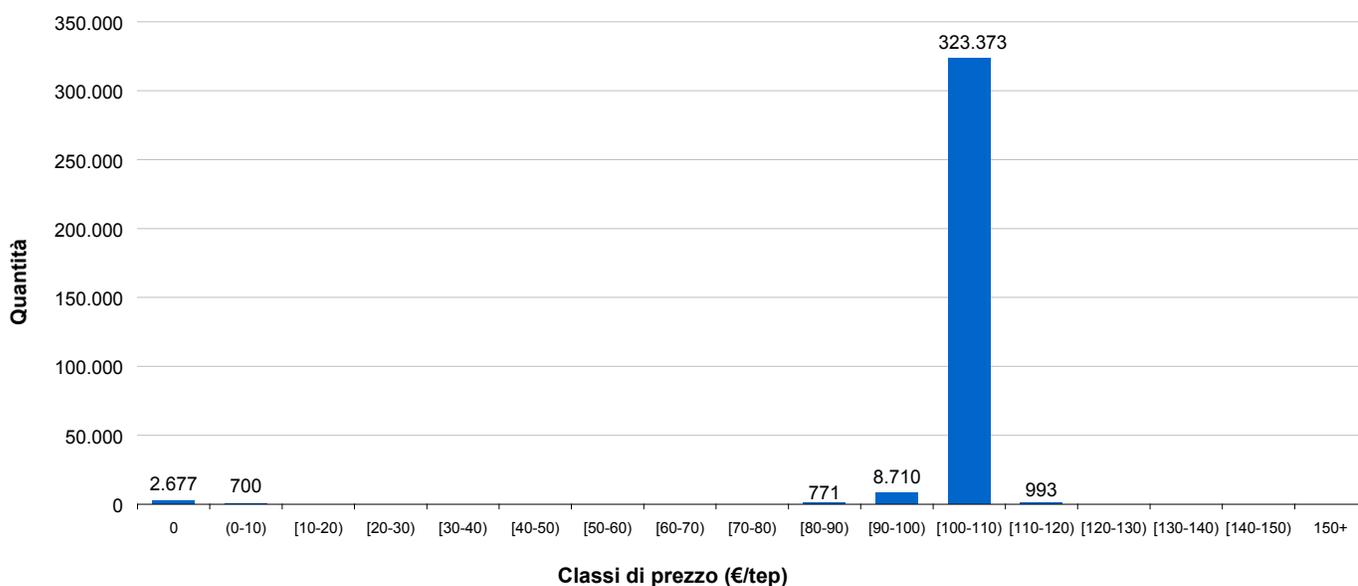
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 103,41 €/tep (100,98 €/tep lo scorso febbraio),

minore di 0,78 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 104,19 €/tep (106,82 €/tep a febbraio).

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - marzo 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di marzo 2015, sono stati scambiati 707.489 CV, in diminuzione, rispetto ai 728.745 CV scambiati nel mese di febbraio.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2014 IV Trim, con 408.156 certificati (369.072 i CV 2014 IV Trim scambiati a febbraio), dei CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 127.483 CV (68.080 i CV 2013 IV Trim relativi allo scorso mese) e dei CV 2014 III Trim con 62.225 titoli sulla piattaforma (129.857 i CV 2014 III Trim, a febbraio).

I CV 2012 hanno raggiunto un volume totale pari a 58.308 titoli (93.489 i CV 2012, presenti sulla piattaforma nel mese a confronto), mentre i CV 2013 III Trim hanno registrato una quota pari a 25.493 CV (19.682 i CV 2013 III Trim, a febbraio).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 I Trim con 11.908 CV (8.102 i CV 2013 I Trim presenti il mese scorso sulla piattaforma), i CV 2013 TRL IV Trim, con 6.982 titoli (1.860 i CV 2013 TRL IV Trim, a febbraio), e i CV 2014 II Trim, con 4.325 certificati (20.354 i CV 2014 II Trim, scambiati a febbraio).

Chiudono l'elenco dei volumi presenti sulla piattaforma di scambio nel mese di marzo, i CV 2013 I Trim con 1.609 titoli (5.167 i CV 2013 I Trim, nel mese scorso), e i CV 2013 II Trim con 1.000 certificati (13.082 i CV 2013 II Trim a febbraio).

In relazione al confronto fra i prezzi medi, rispetto al mese

precedente, è stato osservato un aumento di 1,40 €/MWh per i CV 2012 scambiati a 89,99 €/MWh.

In aumento anche i CV 2014 I Trim che hanno registrato un prezzo medio pari a 97,14 €/MWh, in crescita di 0,21 €/MWh rispetto al mese scorso, mentre i CV 2014 III Trim, scambiati ad un prezzo medio di 97,11 €/MWh hanno registrato un incremento di 0,16 €/MWh. Infine, i CV 2014 IV Trim, quotati ad un prezzo medio di 96,88 €/MWh, hanno ottenuto un rialzo di 0,35 €/MWh, rispetto al mese precedente.

In diminuzione, invece, il prezzo medio dei CV 2013 I Trim, pari a 91,15 €/MWh, che ha registrato un calo di 1,31 €/MWh, rispetto a febbraio, il prezzo medio dei CV 2013 II Trim che è stato pari a 90,60 €/MWh con una diminuzione di 1,98 €/MWh, e il prezzo medio dei CV 2013 III Trim, pari a 90,35 €/MWh, che ha segnato un regressione di 1,22 €/MWh. I CV 2013 IV Trim e i CV 2013 TRL IV Trim sono stati scambiati ad una media pari a 89,71 €/MWh e a 85,98 €/MWh ciascuno, minore, rispettivamente, di 0,56 €/MWh e di 2,52 €/MWh, rispetto a quella registrata a febbraio. Infine, i CV 2014 II Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio di 97,02 €/MWh, in diminuzione di 0,01 €/MWh rispetto al mese scorso.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Marzo 2015.

1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

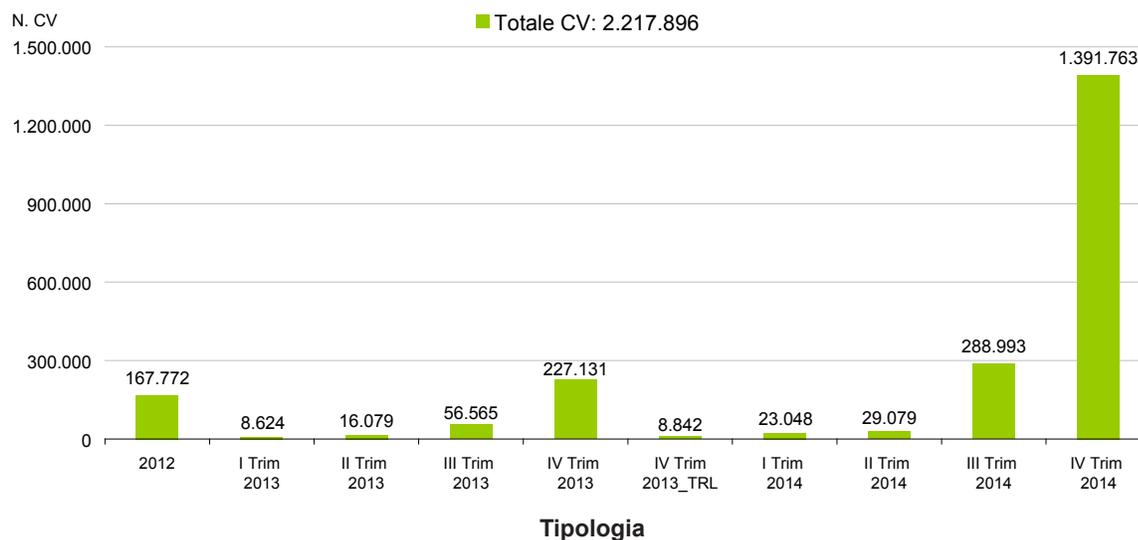
CV, risultato del mercato GME - febbraio 2015

Fonte: GME

	Periodo di riferimento									
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	58.308	1.609	1.000	25.493	127.483	6.982	11.908	4.325	62.225	408.156
Valore Totale (€)	5.247.397,50	146.658,16	90.600,00	2.303.188,15	11.437.056,73	600.291,00	1.156.684,20	419.606,15	6.042.679,69	39.541.627,75
Prezzo minimo (€/CV)	85,00	89,24	90,60	89,40	88,50	84,85	97,00	97,00	96,80	96,41
Prezzo massimo (€/CV)	93,50	91,75	90,60	93,00	93,00	86,00	97,17	97,15	97,17	97,02
Prezzo medio (€/CV)	89,99	91,15	90,60	90,35	89,71	85,98	97,14	97,02	97,11	96,88

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

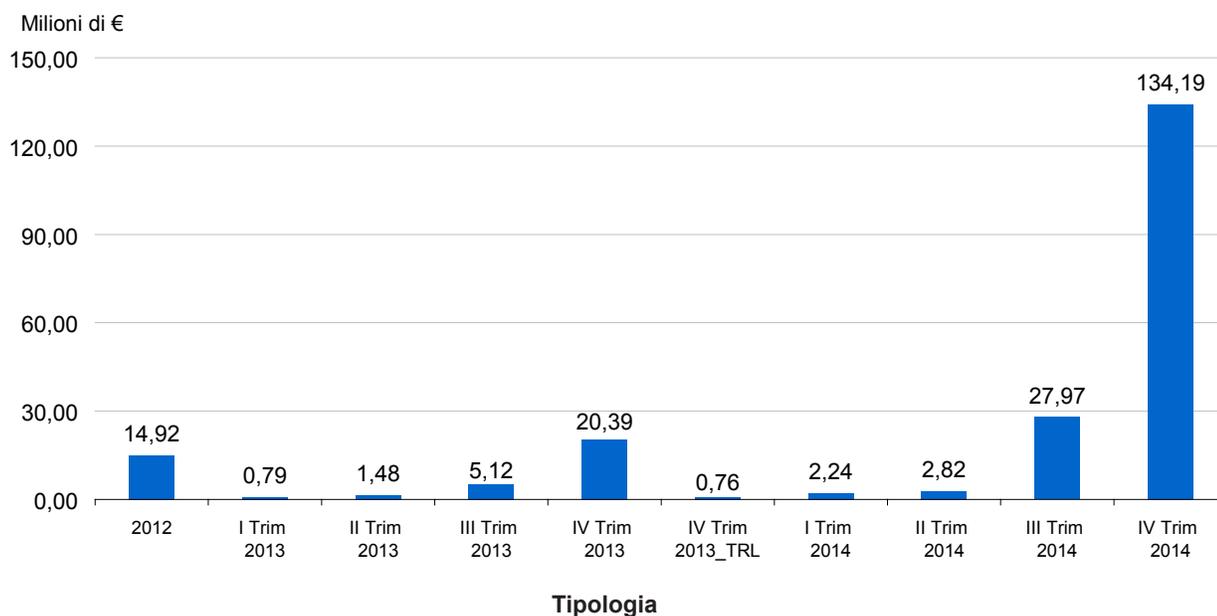
Fonte: GME



(continua)

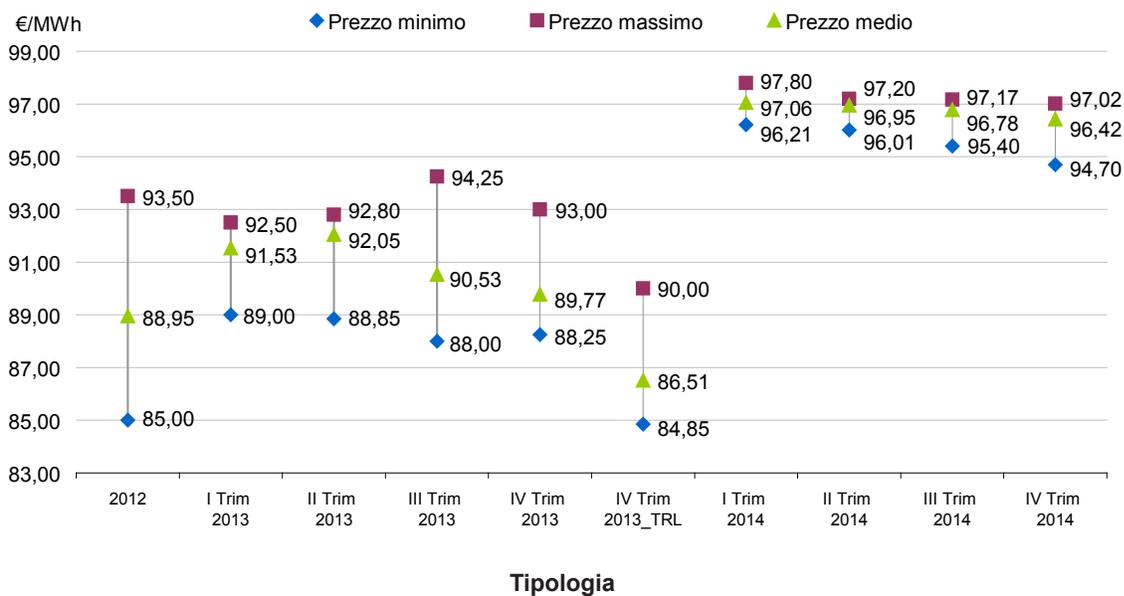
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di marzo 2015 sono stati scambiati 7.015.394 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (2.298.401 CV nel mese di febbraio).

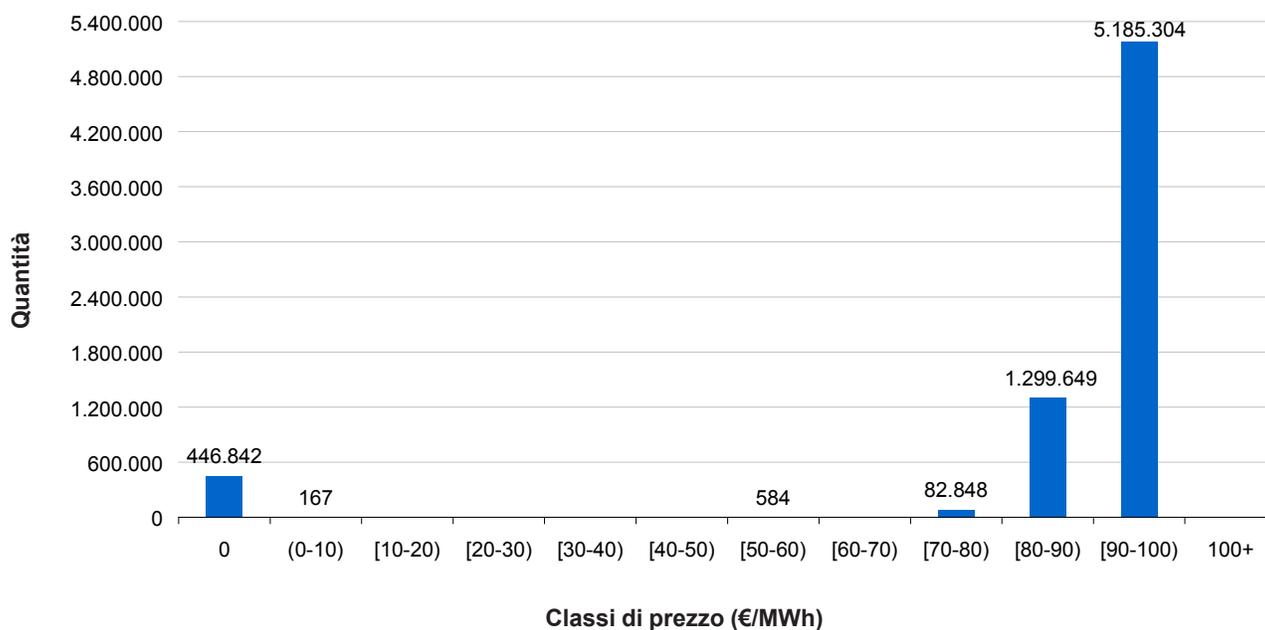
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 87,41€/MWh,

minore di 7,27 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (94,68 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - marzo 2015

Fonte: GME



Mercato delle Garanzie d'Origine

A cura del GME

■ Nei primi tre mesi del 2015, sono state effettuate tre sessioni di mercato GO e due sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

L'andamento degli scambi ha evidenziato una scarsità delle transazioni di mercato nei primi mesi dell'anno, registrando una inversione di tendenza, alla fine del primo trimestre.

Nel mese di gennaio 2015, infatti, sono state scambiate, a prescindere dalla tipologia, 2.000 GO ad un prezzo medio pari a 0,08 €/MWh. Nel mese di febbraio, il numero delle garanzie negoziate sulla piattaforma sono state pari a 1.035 GO, quotate ad un prezzo medio di 0,08 €/MWh ed infine, nel mese di marzo, è stato rilevato il buon andamento dei volumi, con 99.968 GO movimentate sulla piattaforma, anche in considerazione della scadenza dell'obbligo del 31 marzo di consegna delle GO al

GSE.

Nel mese di marzo si registra, tuttavia, una diminuzione del prezzo medio pari a 0,05 €/MWh, rispetto al mese precedente. In totale sul Mercato delle GO, nei primi tre mesi del 2014, sono state scambiate 103.003 GO.

La Garanzia d'Origine maggiormente scambiata è stata la tipologia 2014_Eolico_AltriMesi con un volume pari a 55.725.

Il prezzo medio ponderato delle GO scambiate nelle sessioni di mercato nel 2015, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,05 €/MWh.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel primo trimestre 2015.

GO, risultati del mercato GME primo trimestre 2015

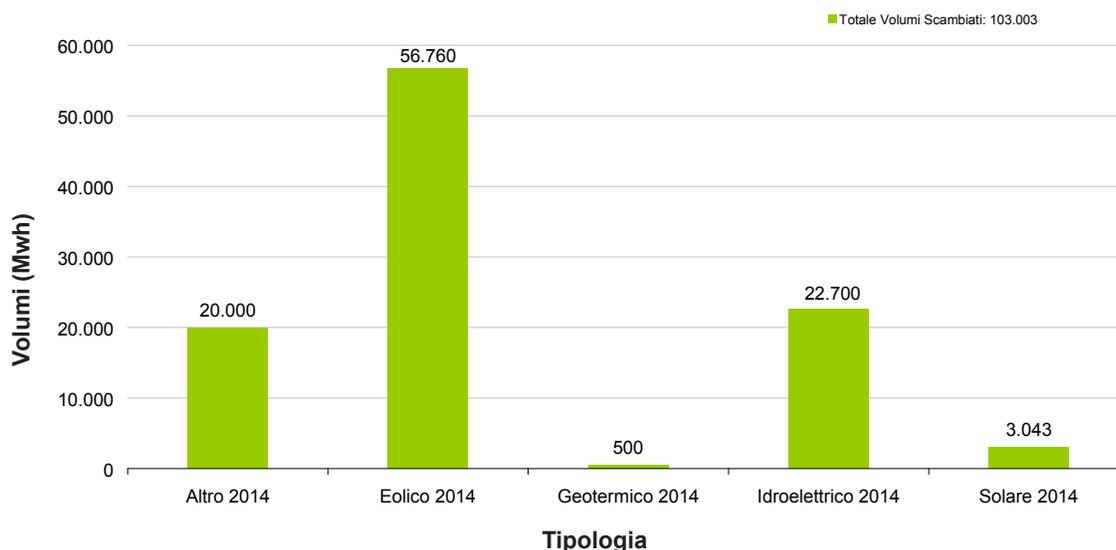
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	1.035	83	0,08	0,08	0,08
	AltriMesi 2014	55.725	2.763	0,04	0,05	0,05
Geotermoelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2014	500	40	0,08	0,08	0,08
Idroelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2014	22.700	1.312	0,05	0,08	0,06
Solare	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2014	3.043	183	0,06	0,06	0,06
Altro	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2014	20.000	1.000	0,05	0,05	0,05

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

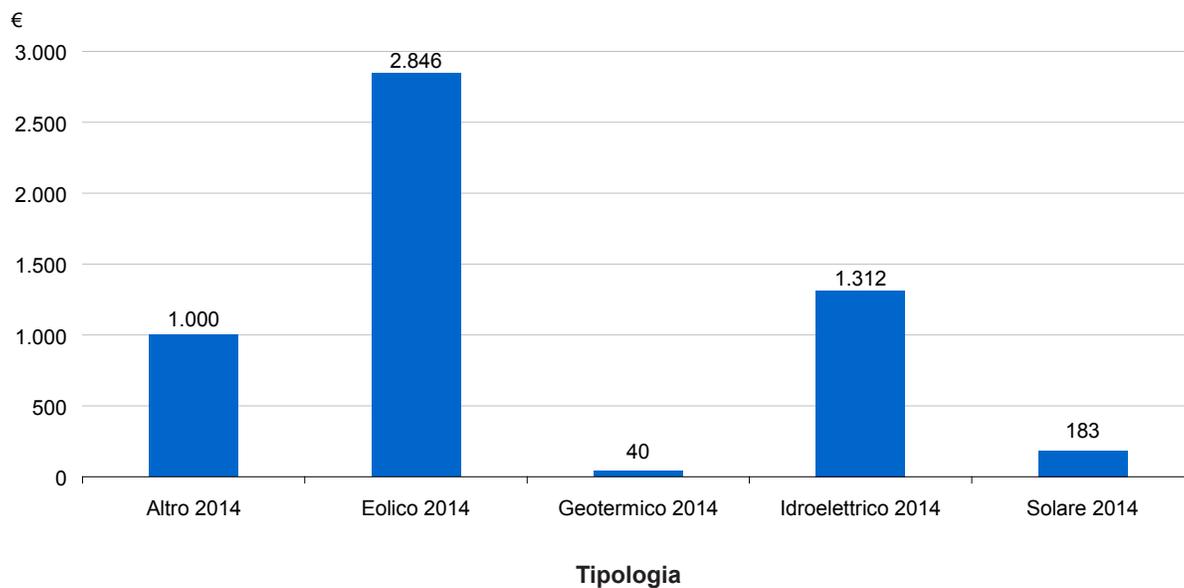
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a marzo 2015)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014)

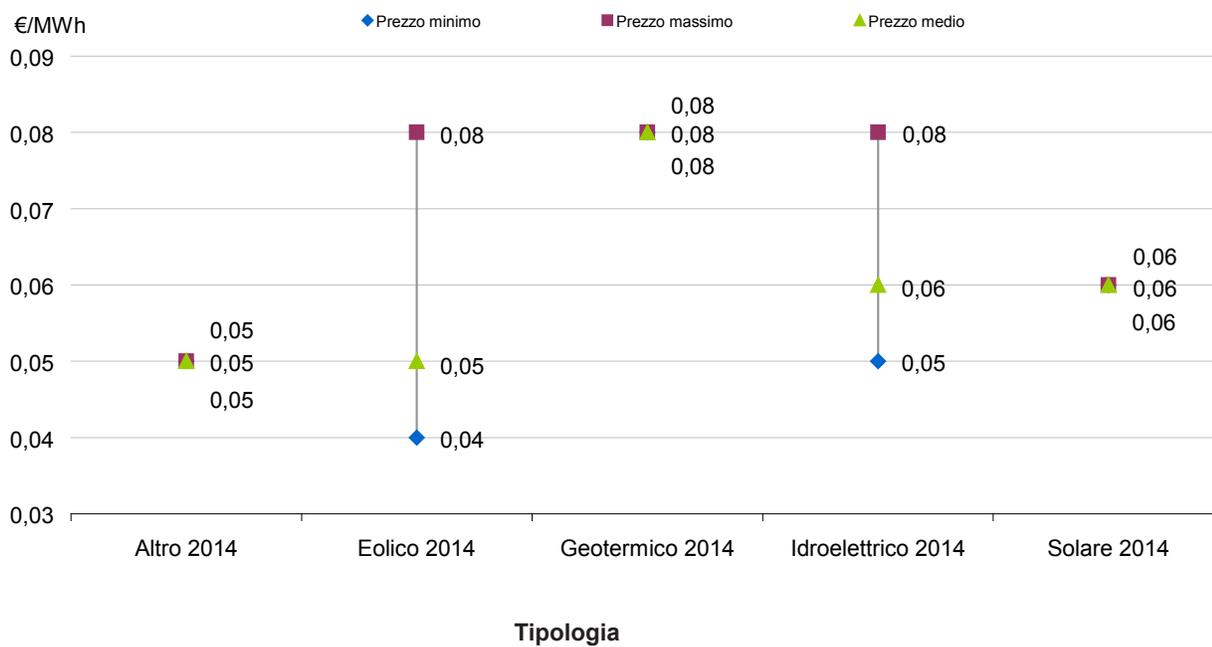
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2014)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

L'andamento trimestrale degli scambi bilaterali sulla piattaforma delle GO è stato notevolmente consistente rispetto ai volumi di mercato. Con l'esclusione del mese di febbraio, infatti, che ha segnato un leggero calo con 3.829.978 GO, rispetto agli scambi registrati nel mese di gennaio (pari a 9.108.477 GO), nel mese di marzo 2014 sono state scambiate 27.311.669 GO.

In totale, nel primo trimestre 2014 sono stati scambiati,

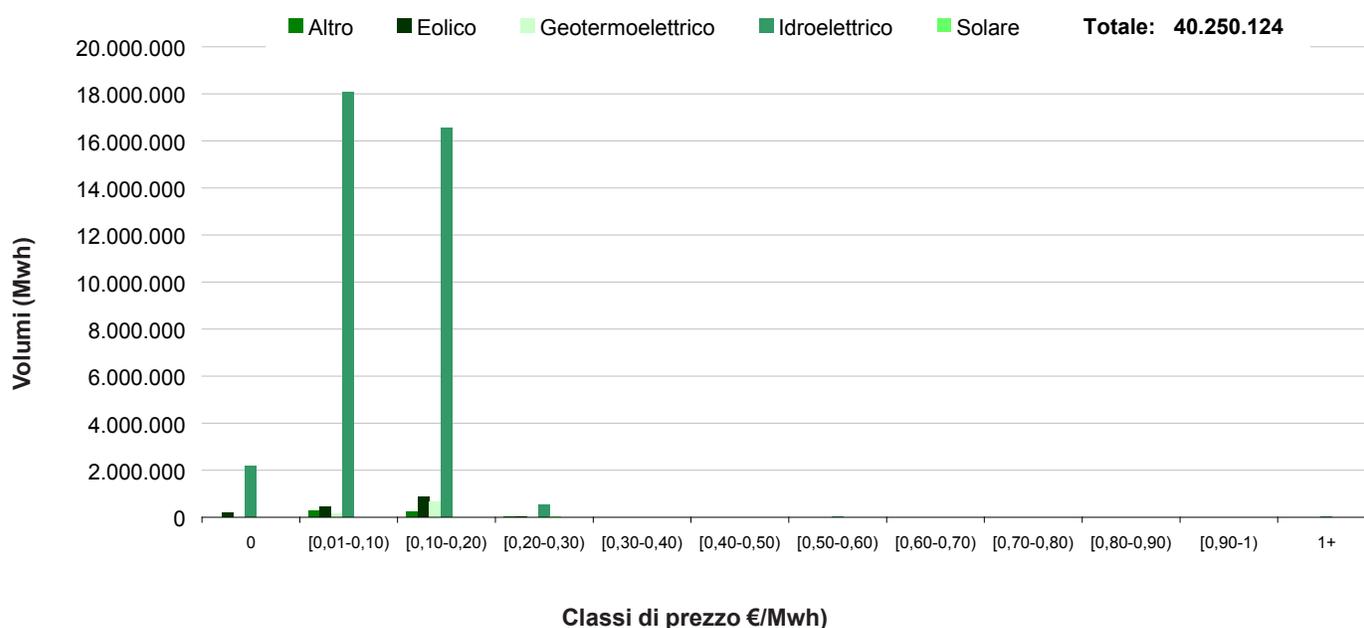
attraverso contratti bilaterali 40.250.124 GO delle varie tipologie.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,10 €/MWh, maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,05 €/MWh).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi dei GO scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-marzo 2015)

Fonte: GME



Aste GSE

Le due sessioni d'asta svolte dal GSE nel primo trimestre 2015 hanno consentito l'assegnazione di 1.418.000 GO sul

mercato per un totale di 39.780.368 GO offerte.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO.

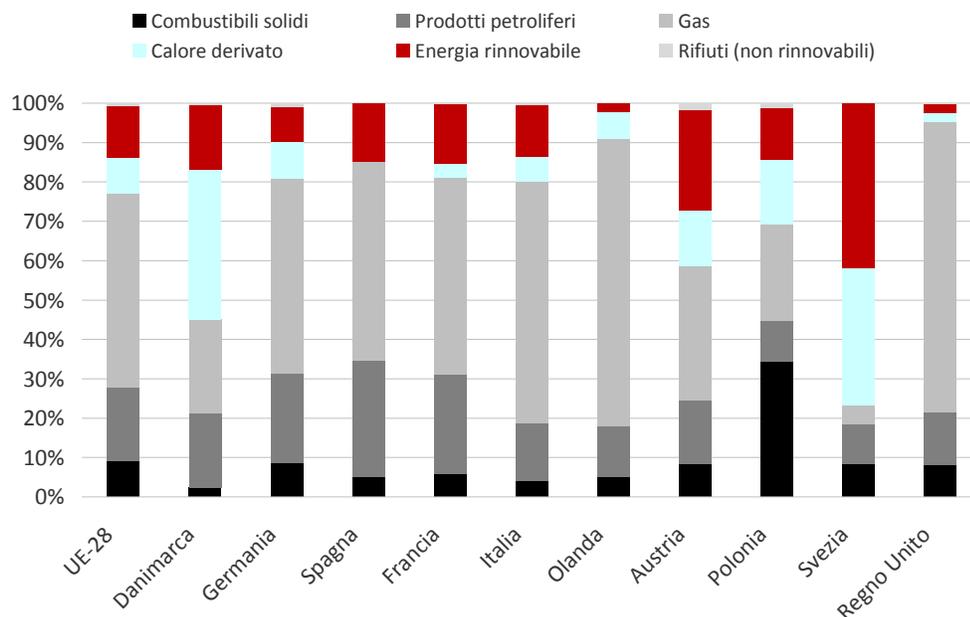
data	tipologia	periodo di produzione	prezzo medio ponderato (€/MWh)	prezzo minimo	prezzo massimo	quantità assegnata (MWh)	offerta dal GSE
20/01/2015	Altro_Gennaio	2014	0,08	0,08	0,08	30.000	1.804.232
20/01/2015	Eolico_Gennaio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	604.885
20/01/2015	Idroelettrico_Altri mesi	2014	0,09	0,09	0,09	100.000	4.116.395
20/01/2015	Idroelettrico_Febbraio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	373.396
20/01/2015	Idroelettrico_Gennaio	2014	0,07	0,07	0,07	40.000	429.995
20/03/2015	Altro_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	200.000	15.392.805
20/03/2015	Eolico_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	504.000	4.022.024
20/03/2015	Solare_Altri mesi	2014	0,06	0,06	0,07	484.000	13.036.636
TOTALE						1.418.000	39.780.368

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

di Mario Cirillo - REF-E

(continua dalla prima)

Figura 1 – Mix energetico per *heating and cooling* (% sul consumo finale di energia)



Fonte: elaborazioni di REF-E su dati Eurostat

La climatizzazione degli edifici e il ruolo del sistema elettrico

La domanda di energia negli edifici europei è stata di circa 440 Mtoe nel 2012, pari al 40% del consumo di energia finale dell'UE-28⁴. In termini relativi il peso del segmento degli edifici è cresciuto in modo significativo nell'ultimo decennio (nel 1990 rappresentava il 35% del consumo finale), anche a causa della contrazione della domanda dell'industria. Circa il 75% del consumo di energia negli edifici è attribuibile alla climatizzazione invernale ed estiva (rispettivamente 70% e 5%).

Gli scenari di decarbonizzazione della IEA⁵ mettono in evidenza un potenziale di riduzione della domanda finale molto significativo, sia negli edifici del segmento residenziale, sia in quelli del terziario. Allo stesso modo, le proiezioni assumono un sensibile incremento dell'efficienza media degli apparecchi per la climatizzazione. Questi due effetti, cui si sommerebbe lo *switching* verso una generazione a più bassa intensità di carbonio, contribuirebbero al perseguimento degli

obiettivi di politica climatica di lungo termine, secondo cui le emissioni di gas climalteranti si ridurrebbero del 80-95%⁶. Per le città la sfida riguarda anche la riduzione delle emissioni inquinanti, da fonti di generazione prevalentemente diffuse sul territorio.

Data la scarsa importanza delle nuove costruzioni, il successo delle politiche di promozione dipenderà dalla capacità di produrre un'accelerazione dei tassi di riqualificazione energetica degli edifici, e di sostituzione del parco impianti di climatizzazione. In effetti, gli scenari *business as usual* indicano che una quota compresa tra il 75% e il 90% degli edifici che saranno utilizzati nel 2050 è già stato realizzato, e che di questi circa la metà non subirà alcun intervento di riqualificazione⁷. Per quanto concerne gli impianti di climatizzazione, poi, la lunga vita utile pone al *policy maker* il problema di scongiurare il rischio di *lock-in* rispetto alle tecnologie convenzionali o comunque all'investimento, oggi, in tecnologie che non rappresentano le migliori disponibili.

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

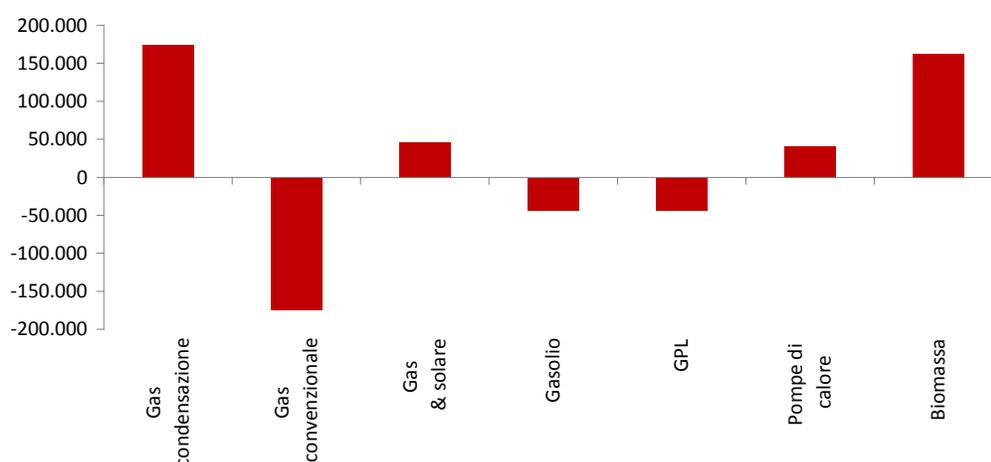
(continua)

Le tecnologie per la climatizzazione residenziale in Italia

Se il mix di impianti installati ha subito importanti cambiamenti anche nel 2013⁸, questi si riflettono in misura piuttosto ridotta sul consumo di energia, e in particolare sulla domanda di gas. Le tecnologie che impiegano fonti rinnovabili e garantiscono elevati rendimenti di combustione appaiono in forte penetrazione

(la Figura 2 sintetizza i saldi tra apparecchi installati e sostituiti del segmento degli impianti autonomi); non è affatto trascurabile, poi, il numero di nuove utenze domestiche delle reti di teleriscaldamento (queste ammonterebbero a quasi 100000 nell'ultimo biennio⁹).

Figura 2 – Saldo tra apparecchi installati e sostituiti in Italia nel 2013 – segmento impianti autonomi



Fonte: elaborazioni REF-E su dati indagine imprese di installazione

Da un lato, però, le tecnologie efficienti come caldaie a condensazione e pompe di calore non sono in tutti i casi abbinate a sistemi di distribuzione del calore efficienti (ad esempio pannelli radianti). Dall'altro, gli apparecchi che impiegano fonti rinnovabili sono prevalentemente destinate a coprire una quota parziale del fabbisogno di riscaldamento (stufe a biomassa), o addirittura sono installate in prevalenza per soddisfare un bisogno di condizionamento (i sistemi di pompe di calore cosiddetti “split”). Più a valle nel sistema di riscaldamento, sono ancora scarsamente diffuse tecnologie di submetering e applicazioni domotiche che permettano di monitorare i consumi e regolare gli impianti in modo più aderente ai bisogni. Da questo quadro risulta un impatto ancora fortemente ridotto del mutamento del mix tecnologico sulla domanda di gas, che dovrebbe essere limitato a poco più di 100 Mmc (il consumo di gas delle utenze domestiche si è aggirato, nel 2013, attorno a 20000 Mmc). Se nelle aree meno popolate e poco industrializzate il calore per riscaldamento continuerà ad essere offerto in modo diffuso, per le città (ad eccezione di quelle situate nelle regioni più calde) si prevede un netto cambio di modello, caratterizzato da uno sfruttamento estensivo del potenziale di cogenerazione e teleriscaldamento. Accanto al gas, giocheranno un ruolo importante la biomassa e i rifiuti, il calore residuo da processi di produzione, e l'energia prodotta da pompe di calore attraverso i vettori elettrico e gas.

Una quota non trascurabile di gas potrebbe essere ottenuta a livello locale, sfruttando la digestione anaerobica di materia organica e le successive raffinazione e immissione in rete. La produzione combinata di elettricità e calore, e lo sfruttamento del vettore elettrico per alimentare le pompe di calore (di piccola e grande taglia) configurano una maggiore integrazione tra produzione e distribuzione di calore e sistema elettrico. In effetti non solo le prime saranno “alimentate” dal secondo, ma gli impianti per la generazione di energia termica saranno in grado di fornire servizi di flessibilità importanti per gestire la crescente variabilità della generazione rinnovabile. Oltre agli accumuli di energia elettrica, anche lo stoccaggio del calore potrà aiutare il sistema elettrico, e contribuirà ad ottimizzare il dimensionamento e funzionamento della capacità cogenerativa, anche in termini economici, ossia in relazione all'andamento (nell'arco del giorno) dei prezzi sul mercato elettrico¹⁰. Infine, la produzione decentrata di gas (biometano) per l'immissione in rete andrà a interagire sia con il sistema elettrico, sia con le reti di calore.

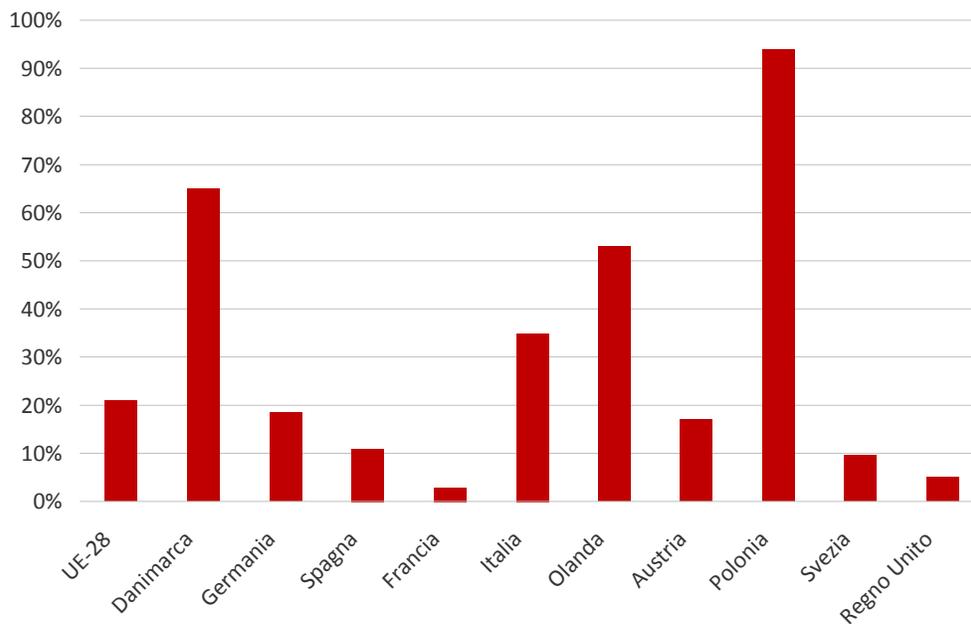
Quanta cogenerazione e quanto teleriscaldamento in Italia?

La quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione in Italia è piuttosto elevata (Figura 3), anche se meno della metà della stessa è classificabile come cogenerazione “ad alto rendimento”¹¹.

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

(continua)

Figura 3 – Energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione nel 2012 (%)

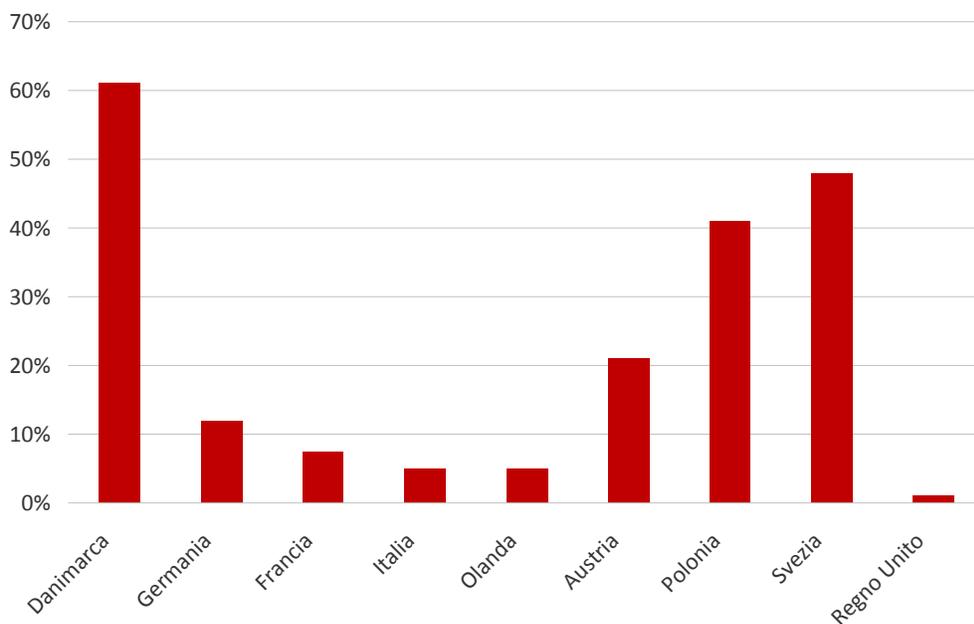


Fonte: IEA Energy technology perspectives 2014

I dati sulle utenze domestiche allacciate a reti di TLR mostrano una penetrazione più contenuta rispetto ai principali Stati membri (Figura 4). Questo risultato è collegabile all'impiego prevalente del calore prodotto in cogenerazione nei processi

industriali, oltre che al clima della nostra penisola, di fatto divisa a metà se si osserva “l'indice del calore” in relazione al livello di fabbisogno che rende sostenibile l'investimento in infrastrutture di generazione e distribuzione di calore¹².

Figura 4 – Popolazione allacciata alla rete di teleriscaldamento nel 2011 (%)



Fonte: Euroheat and Power

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

(continua)

In effetti, c'è da attendersi che nelle aree centro-meridionali del nostro Paese la produzione di calore per riscaldamento continui ad avvenire in modo diffuso, mentre in quelle centro-settentrionali continuerà la tendenza di ampliamento delle infrastrutture di rete. In merito il GSE pubblicherà la propria valutazione sul “potenziale nazionale della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti” affidata al Gestore dal Decreto Legislativo 102/2014, in attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Il GSE opererà un'analisi costi-benefici finalizzata all'individuazione delle soluzioni più efficienti in termini di uso delle risorse e di costi (“potenziale economico” di cogenerazione e teleriscaldamento).

La transizione europea verso il nuovo modello per il settore *heating and cooling* dovrà fare i conti con una serie di ostacoli. Per quanto concerne i sistemi diffusi, le tecnologie convenzionali rappresentano ancora opzioni di investimento a basso costo; al contrario, i costi di capitale delle tecnologie più efficienti sono difficilmente recuperabili attraverso gli incentivi in conto capitale attualmente previsti e i risparmi energetici (e perciò i minori costi operativi) conseguibili. Sullo sviluppo di infrastrutture di rete pesano i lunghi tempi di ritorno, i consistenti impegni finanziari e i rischi connessi (il riscaldamento resta e resterà un mercato “libero”) e, soprattutto in prospettiva, possono non essere trascurabili le “distorsioni” introdotte da meccanismi di *pricing* o regolazione delle esternalità negative climatiche e

ambientali¹³.

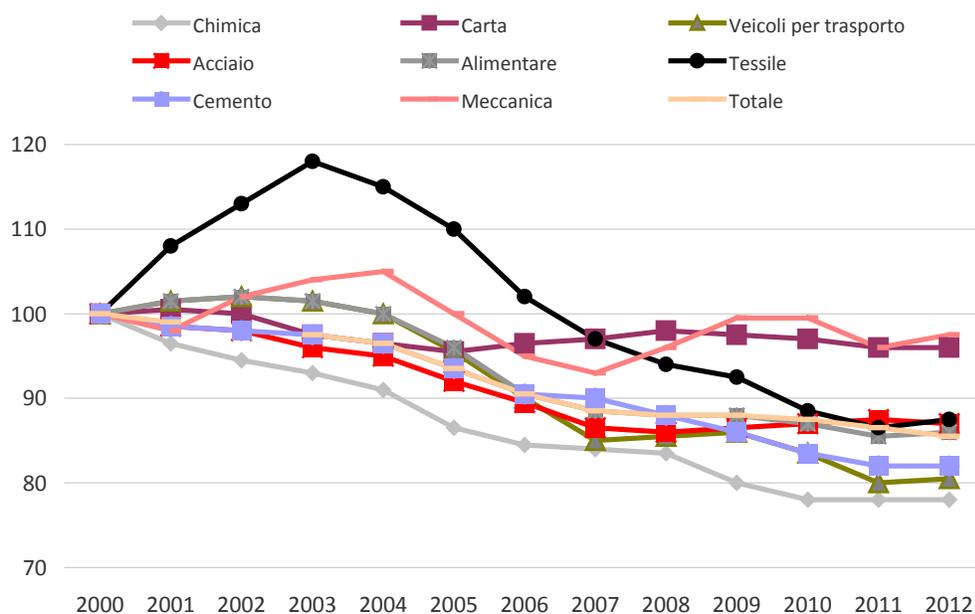
L'energia termica nell'industria

I parametri rilevanti per migliorare l'efficienza nell'impiego di energia termica nel settore industriale sono sostanzialmente tre:

- il processo di produzione e le tecnologie che permettono di svolgere le attività core dell'industria, che assumono particolare rilevanza per le produzioni a più alto contenuto energetico;
- i processi e servizi di supporto, ad esempio gli edifici ad uso ufficio, magazzino, ecc.;
- l'insieme delle regole e dei processi organizzativi per la gestione dell'energia.

I risultati ottenuti dall'industria europea, così come il potenziale di miglioramento dell'efficienza, sono differenti tra comparti (Figura 5), anche in ragione della differente intensità energetica dei processi, oltre che per taglia di impresa. Complessivamente, però, l'industria UE sembra aver realizzato un significativo miglioramento delle prestazioni energetiche nell'ultimo decennio e ciò ha permesso il contenimento del costo dell'energia per unità di valore aggiunto, su livelli simili ai paesi concorrenti occidentali e significativamente più bassi di quelli dei paesi in transizione e in via di sviluppo¹⁴.

Figura 5 – Indice ODEX¹⁵ per settore industriale nella UE-28 (2000=100)



Fonte: Enerdata 2013

QUANTO “VALE” IL MERCATO DEL HEATING AND COOLING?

(continua)

Analisi di recente pubblicazione confermano come tra le misure che promettono le maggiori opportunità di risparmio non vi siano unicamente gli interventi e gli investimenti sul processo core delle aziende di produzione, ma compaiono, ad esempio, azioni di impiego razionale delle fonti energetiche (ad esempio il calore residuo, o ancora la cogenerazione), e la realizzazione di energy management systems in linea con gli standard volontari di riferimento¹⁶.

Come per il segmento degli edifici, gli ostacoli alla realizzazione degli obiettivi di lungo termine sono principalmente di natura finanziaria, ma non sono da sottovalutare gli aspetti di organizzazione, consapevolezza/sensibilità rispetto al potenziale di efficienza e sviluppo delle relative competenze.

Leve di azione per lo sviluppo nel lungo termine

Nel quadro disegnato per gli edifici, gli strumenti di promozione,

sia obbligatori (requisiti minimi di prestazione), sia volontari (incentivi), dovranno probabilmente essere rimodulati con l'obiettivo di estenderne l'applicazione agli immobili esistenti e di promuovere interventi di vera e propria riqualificazione energetica che riguardino gli impianti nella propria interezza, nonché l'interazione degli stessi con gli edifici. L'azione del *policy maker* dovrà essere piuttosto tempestiva, per minimizzare i volumi di investimento che saranno “affondati” in tecnologie convenzionali e superabili nel breve-medio termine.

Per l'industria sarà cruciale l'offerta di servizi, anche finanziari, da parte di soggetti che possiedono sia una buona conoscenza dei processi produttivi, sia competenza per supportare l'industria sugli aspetti e gli impatti connessi alle cosiddette *utility* e su quelli organizzativi.

¹ Il termine *heating and cooling*, a livello europeo, si riferisce a tutti gli usi diversi dall'impiego delle risorse energetiche per la generazione elettrica e per il trasporto. In altre parole, ci si riferisce al riscaldamento e raffrescamento degli edifici e al calore di processo usato come input nel settore industriale.

² Commissione Europea, *Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici*, COM(2015) 80 final.

³ I dati Eurostat sul 2013 indicano come i 28 Stati membri stiano percorrendo una traiettoria in linea con quella necessaria al raggiungimento dei target 2020, di efficienza energetica ed energia rinnovabile, soprattutto per quanto concerne i settori della generazione elettrica e del *heating and cooling* (rispetto al trasporto, al contrario, i dati illustrano un significativo ritardo della gran parte dei paesi). Si veda, ad esempio, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.

⁴ IEA Energy Technology Perspectives 2014 e Eurostat.

⁵ IEA, *Energy technology perspectives 2014*.

⁶ European Commission, *Energy Roadmap 2050*, COM(2011) 885 final.

⁷ EEFIG, *Energy efficiency, the first fuel for the EU economy – How to drive new finance for energy efficiency investments*.

⁸ REF-E, *Mercato del riscaldamento e della climatizzazione nel settore residenziale – 2013*, febbraio 2015.

⁹ Stime di REF-E su dati AIRU.

¹⁰ Il più diretto e significativo vantaggio del ricorso allo stoccaggio di calore resta l'ottimizzazione del dimensionamento della capacità di produzione dell'energia termica, e del suo funzionamento (più efficiente gestione dei picchi di domanda, minimizzando l'impiego di boiler).

¹¹ GSE, dato riferito al 2012.

¹² Euroheat & Power, *The European heat market – Final report*, 2006.

¹³ Agli impianti di teleriscaldamento di taglia maggiore di 20 MW si applica il sistema europeo di *emission trading*. Inoltre, alla produzione di energia termica su ampia scala si applica la disciplina sulle emissioni degli impianti industriali. Si tratta di oneri che non si applicano agli apparecchi di piccola taglia.

¹⁴ Commissione Europea, *Heating and cooling in the European energy transition – Challenges and facts*. Oltre agli sforzi di miglioramento dell'efficienza pesano, sui risultati illustrati, la struttura dell'economia e il valore aggiunto della produzione.

¹⁵ L'indice ODEX è stato sviluppato nell'ambito del progetto ODYSSEE-MURE per misurare le variazioni di efficienza energetica a livello settoriale (industria, trasporto, civile) e dell'intera economia, tenendo conto dei cambiamenti nei livelli di attività economica e nella struttura della stessa.

¹⁶ ICF International, *Heating and cooling for industry*, 2015

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori del GME | “Recepimento obblighi di legge introdotti dall’art. 1, commi da 209 a 214, della Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (c.d. Legge Finanziaria 2008) in materia di fatturazione elettronica” | pubblicato il 30 marzo 2015 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=202>**

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto a tutti gli operatori iscritti alle piattaforme e/o mercati dal medesimo gestiti che, a seguito dell’entrata in vigore, a partire dal 31 marzo 2015, dell’obbligo di fatturazione elettronica nei confronti di tutti gli operatori qualificati quali amministrazioni pubbliche - di cui all’Art. 1, comma 209 della Legge 24 dicembre 2007, n. 244 - disposto dal D.L. 24 aprile 2014 n. 66, si è reso necessario modificare alcune regole di funzionamento di taluni mercati e/o piattaforme di negoziazione dal medesimo gestiti al fine di adeguare le previsioni ivi contenute a quelle dettate dal Legislatore in tema di fatturazione elettronica nei confronti degli operatori qualificati quali amministrazioni pubbliche (nel seguito: Operatori PA).

Segnatamente, mediante il comunicato de quo, il GME ha anticipato, in data 30 marzo u.s., a mero fine conoscitivo, la pubblicazione delle nuove versioni dei documenti regolatori incisi dalle predette disposizioni in materia di fatturazione elettronica che, come previsto dalle disposizioni di legge applicabili, sono entrate ufficialmente in vigore a partire dalla data del 31 marzo 2015.

In particolare, la documentazione regolatoria oggetto delle richiamate modifiche, è costituita da:

- le Regole di funzionamento del mercato dei Titoli di efficienza energetica (Regole MTEE) come da ultimo modificate, ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, dall’ Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) con delibera n. 134/2015/R/efr del 26 Marzo 2015 (vedi news successiva);
- il Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (Regolamento della P-GO), adeguato ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento;
- il Regolamento della Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (Regolamento PBCV), modificato ai sensi dell’articolo 3, comma 3.4, del medesimo Regolamento;
- la Disposizione tecnica di funzionamento (DTF) n. 06 PCE rev10, modificata ai sensi dell’articolo 4, comma 4.4, del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (Regolamento PCE);

- le Disposizioni tecniche di funzionamento:

- DTF N. 08 ME rev7;
- DTF N. 10 MGAS rev1;
- DTF N. 03 P-GAS rev4;

- DTF N. 03 PB-GAS rev3;
- DTF N. 01 MTEE rev3;
- DTF N. 04 MTEE rev4;
- DTF N. 04 MCV rev 9;
- DTF N. 01 PBCV rev4;
- DTF N. 03 PBCV rev7;
- DTF N. 02 P-GO rev2;
- DTF N. 03 P-GO rev2;
- DTF N. 04 P-GO rev3;
- la Guida per l’utente del Registro dei TEE (GUR TEE).

■ **Delibera 26 marzo 2015 134/2015/R/efr | “Approvazione dell’aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)” | pubblicata il 27 marzo 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/134-15.htm>**

Con la delibera de qua, l’AEEGSI ha approvato l’aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) predisposte dal GME al fine di adeguare le disposizioni ivi previste alle previsioni di cui alla legge 244/07 e al decreto legge 66/14 che, nell’ambito dell’ordinamento italiano, hanno introdotto, a valere dal 31 marzo u.s., l’obbligo di applicazione delle norme relative alla fatturazione elettronica nei confronti della Pubblica Amministrazione.

In argomento, si ricorda che l’articolo 1, comma 210, della legge 244/07 ha infatti espressamente previsto che le amministrazioni e gli enti rientranti nell’alveo di cui al comma 209 del medesimo articolo, oltre la citata data sopra richiamata, non possano “accettare le fatture emesse o trasmesse in forma cartacea né possano procedere ad alcun pagamento, nemmeno parziale, sino al [loro] invio in forma elettronica”.

Stante tale obbligo, nei casi di transazioni sul mercato dei TEE nelle quali l’operatore acquirente risulti un’amministrazione pubblica, oppure un ente individuato dall’articolo 1, comma 209, della legge 244/07, ovvero nei casi in cui risultino applicabili le disposizioni dell’articolo 1, comma 210, il GME potrà procedere al corrispondente pagamento in favore del venditore unicamente dopo aver accertato - mediante procedure dettagliate nell’ambito delle DTF del MTEE - che sia stata effettivamente emessa ed inviata all’acquirente “Operatore PA” la relativa fattura in formato elettronico.

L’approvazione de qua da parte del Regolatore della proposta di aggiornamento delle Regole del MTEE, prevede inoltre l’introduzione, nelle medesime Regole, del cosiddetto “iter di modifica urgente”, nei casi di mero recepimento di modifiche normative oltre che, in linea con quanto già previsto in tutti gli altri regolamenti dei mercati gestiti dal GME, nei casi in cui si rendano necessari interventi urgenti finalizzati a salvaguardare il regolare funzionamento del mercato.

Novità normative di settore

A cura del GME

Segnatamente, l'iter di modifica urgente prevede che la modifica al testo delle Regole MTEE, disposta dal GME, diviene efficace all'atto della pubblicazione sul sito internet del GME e venga tempestivamente trasmessa all'Autorità, per l'approvazione. Rimane comunque ferma la possibilità, in capo all'Autorità, di non procedere all'approvazione della modifica *urgente* comportandone la decadenza dalla data di comunicazione al GME del provvedimento di diniego da parte dell'Autorità.

■ **Deliberazione 5 marzo 2015 86/2015/E/com** | **“Istituzione del registro nazionale degli operatori di mercato di cui all'articolo 9 del Regolamento UE 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT)”** | pubblicata il 10 marzo 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/086-15.htm>

Con il provvedimento in oggetto - facendo seguito all'adozione da parte della Commissione del Regolamento di esecuzione 1348/2014 del 17 dicembre 2014 - l'AEEGSI ha istituito, con decorrenza 17 marzo 2015, il registro nazionale degli operatori presso il quale sono tenuti ad accreditarsi gli operatori di mercato soggetti all'obbligo di reporting, nei confronti di ACER, dei dati e delle informazioni relative agli ordini di compravendita presentati ed alle transazioni concluse sui mercati energetici all'ingrosso (articolo 8 del Regolamento REMIT).

In particolare, in attuazione di quanto disposto all'articolo 9 del REMIT è previsto che:

- gli operatori di mercato debbano effettuare la registrazione presso il predetto registro prima di compiere operazioni sui mercati all'ingrosso dell'energia suscettibili di segnalazione nei confronti di ACER;
- le autorità nazionali trasmettano le informazioni contenute nei propri registri nazionali all'ACER, secondo un formato dalla stessa definito, la quale provvederà ad istituire un registro europeo degli operatori di mercato.

Le modalità operative definite dall'AEEGSI nel manuale di funzionamento ed uso del Registro REMIT allegato alla deliberazione in oggetto, prevedono che:

- gli operatori tenuti ad effettuare l'iscrizione potranno accedere al Registro REMIT utilizzando le medesime credenziali di accesso attribuite dall'AEEGSI per l'Anagrafica degli esercenti i servizi di pubblica utilità del settore energetico (Anagrafica Operatori);
- gli operatori di mercato registrati sono tenuti ad aggiornare tempestivamente eventuali variazioni dei dati forniti;
- a decorrere dalla data di avvio della piattaforma, gli operatori potranno compilare solo le sezioni 1, 2 e 3 relative alla gestione, rispettivamente, dei dati anagrafici, delle persone e dei beneficiari/controllori della società, mentre la sezione

4 riguardante la struttura societaria dovrà essere compilata successivamente alla prima pubblicazione da parte dell'ACER dell'elenco degli operatori di mercato ai sensi REMIT;

- a partire dal 7 ottobre 2015 il GME segnalerà all'AEEGSI gli operatori attivi sui mercati energetici gestiti dal medesimo GME senza essere iscritti al registro REMIT;
- nei confronti dell'operatore soggetto all'obbligo di reporting di cui al REMIT che compia operazioni sui mercati energetici all'ingrosso senza aver preventivamente provveduto all'iscrizione presso il registro nazionale, l'AEEGSI potrà irrogare sanzioni pecuniarie amministrative per un importo non superiore a 200.000 euro, conformemente a quanto previsto all'articolo 22, comma 7 della legge 161/2014.

■ **Comunicato del GME** | **“Remit: Piattaforma per il servizio di data reporting e Piattaforma per la disclosure delle informazioni privilegiate”** | pubblicato il 1 aprile 2015 | **Download**
<https://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=203>

In attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 8 del Regolamento Europeo 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) e all'articolo 6 del Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 del 17 dicembre 2014 (Implementing Acts) relativamente all'adempimento dell'obbligo di reporting nei confronti di ACER dei dati e delle informazioni inerenti le operazioni effettuate sui prodotti energetici all'ingrosso, con il presente comunicato il GME ha reso note le modalità operative mediante le quali intende rendere disponibile alla platea di soggetti interessati, in qualità di RRM, il servizio di data reporting ai fini dell'adempimento del predetto obbligo di comunicazione a decorrere dal 7 ottobre 2015, permettendo di fatto agli operatori di avvalersi di un unico interlocutore per l'adempimento dei propri obblighi di segnalazione.

In aggiunta il GME, facendo seguito anche alle proposte formulate dall'AEEGSI nell'ambito del documento di consultazione 101/2014/R/com, intende procedere alla costituzione di un'apposita piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, attraverso la quale gli operatori possano adempiere agli obblighi ad essi imposti dal REMIT non solo in tema di pubblicazione tempestiva ed efficace di tali informazioni (articolo 4) ma anche di trasmissione delle stesse ad ACER e alle Autorità nazionali di regolazione (articolo 8). Tale servizio, oltre a semplificare l'assolvimento dei predetti obblighi da parte degli operatori, rappresenterà un valido strumento di trasparenza e agevolerà il monitoraggio dei fenomeni di insider trading da parte del GME, AEEGSI e ACER.

Novità normative di settore

A cura del GME

Con specifico riferimento al servizio di data Reporting ed alla relativa piattaforma attualmente in corso di sviluppo da parte del GME, fermo restando che tutti i dettagli operativi verranno resi noti nel corso dei prossimi mesi, si rappresenta che:

- tale servizio sarà esclusivamente rivolto ai soggetti che abbiano preventivamente acquisito la qualifica di operatore nell'ambito dei mercati/piattaforme dell'energia gestiti dal GME;
- gli operatori potranno avvalersi dell'intermediazione del GME sia per la predisposizione del report che per la relativa trasmissione ad ACER, con riferimento non solo alle operazioni effettuate nell'ambito dei mercati del GME ma anche a quelle effettuate su altri mercati/piattaforme ovvero concluse bilateralmente. In tale ultimo caso sarà onere dell'operatore fornire al GME tutti i dati e le informazioni necessarie ai fini dell'espletamento del servizio di reporting.

Più in dettaglio la Piattaforma Data Reporting (PDR) organizzata e gestita dal GME, oltre a trasmettere ad ACER i contratti registrati presso GME nel formato indicato da ACER ai fini del data reporting, consentirà agli operatori di:

- inserire, ai fini delle predisposizione del report giornaliero, eventuali contratti conclusi al di fuori dei mercati/piattaforme del GME, purché in formato ACER;
- visualizzare il report giornaliero in formato ACER, predisposto dal GME, contenente i dati e le informazioni relative alle operazioni effettuate sui mercati energetici all'ingrosso gestiti dal GME nonché al di fuori degli stessi (a seconda del servizio richiesto dall'operatore al GME);
- scaricare già nel formato previsto da ACER il report contenente i contratti conclusi/registrati presso i mercati del GME ivi inclusi gli ordini di compravendita, al fine di trasmettere

lo stesso ad ACER in maniera autonoma o attraverso l'intermediazione di un altro RRM;

- ricevere dal GME le attestazioni di avvenuta ricezione che il sistema ACER restituirà agli RRM per certificare la corretta ricezione dei dati.

Con riferimento al servizio per la disclosure delle informazioni privilegiate, mediante la costituzione dell'apposita Piattaforma di pubblicazione (PIP), il GME metterà a disposizione degli operatori i seguenti servizi:

- caricamento delle informazioni privilegiate;
- pubblicazione, nella sezione pubblica del sito della piattaforma, delle informazioni privilegiate;
- trasmissione tempestiva ad ACER delle informazioni privilegiate, nonché delle comunicazioni di eventuale giustificato ritardo nella pubblicazione da parte degli operatori;
- archiviazione delle informazioni privilegiate pubblicate e possibilità di scaricamento da parte degli operatori.

L'accesso alla predetta piattaforma sarà rivolto a tutti gli operatori dei mercati/piattaforme del GME, nonché a tutti gli operatori attivi nell'ambito di altri mercati organizzati di prodotti energetici all'ingrosso e nei mercati del bilanciamento, al fine di favorire la più ampia partecipazione possibile e garantire un'efficiente centralizzazione delle informazioni.

A completamento, il GME rende infine noto che, al fine di rendere più agevole l'accesso alle informazioni relative al Monitoraggio dei mercati, è stata istituita una nuova sezione del sito web dedicata al Monitoraggio ove saranno rese disponibili tutte le informazioni relative alle attività svolte dal GME in tale ambito anche in attuazione della normativa di settore (TIMM, REMIT).

Agenda GME

■ 5 maggio

Forum Efficienza energetica 2015

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

Gli appuntamenti

21 aprile

Confrontare le offerte e contrattualizzare l'acquisto di energia e di gas nell'attuale contesto di mercato e regolatorio

Milano, Italia

Organizzatore: Studio Legale Macchi di Cellere Gangemi

www.businessinternational.it

21 aprile

SEMINARIO: La presentazione dei progetti per l'ottenimento dei Certificati Bianchi

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE

ww.fire-italia.org

21 Aprile

Tavolo degli Esperti – I Certificati Bianchi: a che punto siamo

Milano, Italia

Organizzatore: Energy lab

www.energylabfoundation.org

23 Aprile

7a Giornata sull'efficienza energetica nelle industrie

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Megalia

www.megaliafoundation.it

22 aprile

IDC SMART ENERGY FORUM 2015

Milano, Italia

Organizzatore: Event group

www.event.com

27 - 30 Aprile

Energy Storage World Forum

Roma, Italia

Organizzatore: Dufrense

www.energystorageforum.com

28 Aprile

GIORNATA STUDIO: Audit energetico in azienda

Varese, Italia

Organizzatore: FIRE

www.fire-italia.org

29 aprile

Energy Manager's Forum

Bristol, Inghilterra

Organizzatore: ManagEnergy

www.managenergy.net

28-30 maggio

Festival dell'energia

Milano, Italia

Organizzatore: Festival dell'Energia

www.festivaldellenergia.it

25-28 Maggio

World Forum on Energy Regulation-WFER VI

Istanbul, Turchia

Organizzatore: The World Forum on Energy Regulation

www.wfer2015.org

30 Giugno

Energy Management Conference

Milano, Italia

Organizzatore: Soiel International

www.soiel.it

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.