

APPROFONDIMENTI

COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

Di Pia Saraceno, Beatrice Petrovich - REF-E

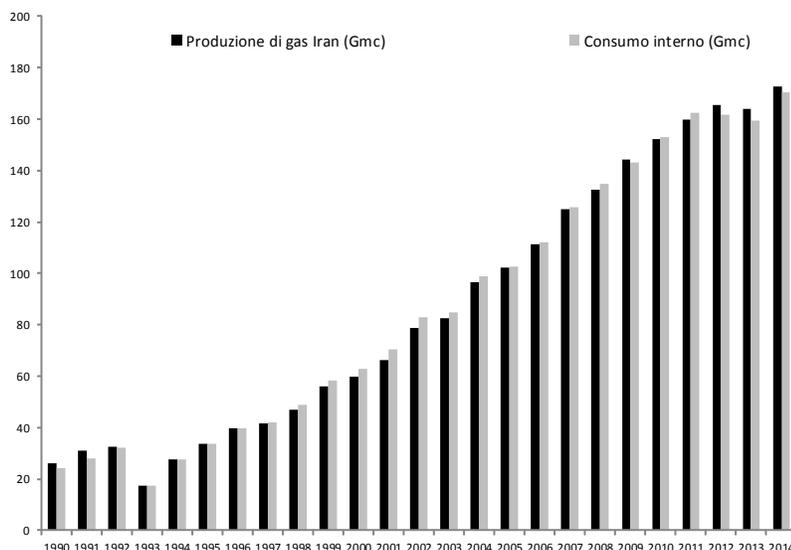
L'accordo sul nucleare iraniano, firmato il 14 luglio 2015, e la connessa fine graduale delle sanzioni internazionali¹, porterà anche allo stop del divieto di esportazione delle risorse energetiche del paese verso l'Europa e del divieto di investimento per le aziende europee nel settore energetico iraniano. Oltre che ricco di petrolio (circa 9% delle riserve provate mondiali di greggio²), l'Iran detiene il primato mondiale per riserve provate di gas naturale: il potenziale stimato a fine 2014 è di 35 Tmc, superiore a quello di Russia (32.6 Tmc) e Qatar (24.5 Tmc)³ e pari al 18% delle riserve provate mondiali.

Un potenziale ancora non sfruttato

Tale dotazione è a oggi poco sfruttata. Infatti, nonostante negli ultimi vent'anni la produzione di gas iraniano sia cresciuta a ritmi consistenti (il CAGR dal 2004 al 2014 è del 6%, Figura 1), nel 2014 essa era comunque pari a un ammontare ancora molto ridotto rispetto al potenziale: 170 Gmc⁴ (a termine di paragone la Russia, con un simile dotazione di risorse, produce oltre 575 Gmc all'anno⁵). Al ritmo attuale di produzione, molto limitato rispetto al potenziale, le risorse esistenti si esaurirebbero in oltre 100 anni.

Figura 1. Produzione e consumo di gas naturale in Iran (Gmc)

Fonte: BP statistical Report 2015



► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2015

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

APPROFONDIMENTI

Come cambia lo scenario del gas in Europa con la fine delle sanzioni all'Iran?
di Di Pia Saraceno, Beatrice Petrovich
- REF-E pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio, la decisa crescita della domanda di energia elettrica, sostenuta da temperature abbondantemente superiori alle medie stagionali in larga parte del mese, ha spinto gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima ai massimi degli ultimi tre anni. In evidenza la crescita delle importazioni (+25,3%) e le vendite degli impianti a gas che mettono a segno ancora un significativo incremento su base annua (+48,1%), giovandosi anche della flessione delle fonti rinnovabili, in particolare eolica (-50,1%) ed idraulica (-17,6%). La liquidità del mercato scende

a 67,6%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), dopo la fase di stagnazione sotto i 50 €/MWh dei mesi precedenti, con un balzo di quasi 20 €/MWh sale a 67,77 €/MWh ai massimi da gennaio 2014; dello stesso ordine di grandezza l'aumento su base annua. Anche il Mercato a Termine dell'energia elettrica registra un generale rialzo dei prezzi, più accentuato per i prodotti mensili; stabile invece a 48,90 €/MWh il prezzo dell'*annuale 2016 baseload*.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) registra consistenti rialzi sia su giugno (+19,13 €/MWh, +39,3%) che su un anno fa (+21,35 €/MWh, +46,0%), portandosi a 67,77 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela sensibili rincari su base annua sia nelle *ore di picco* (+28,08, +57,0%) che in quelle *fuori picco* (+17,38, +38,8%) con prezzi attestatisi rispettivamente a 77,37 €/MWh

ed a 62,10 €/MWh, entrambi ai massimi da gennaio 2014. In aumento il rapporto *picco/baseload* che si attesta a 1,14 (1,06 a luglio 2014). Piuttosto elevati anche il prezzo orario minimo (34,87 €/MWh, il più alto da ottobre 2011), e quello massimo (144,57 €/MWh, record annuale). (Grafico 1 e Tabella 1).

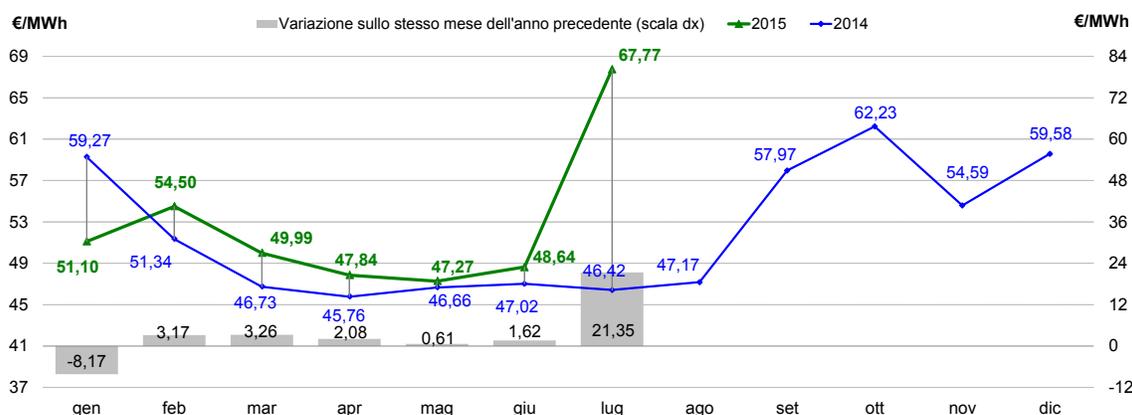
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	67,77	46,42	+21,35	+46,0%	25.422	+7,5%	37.583	+8,4%	67,6%	68,2%
<i>Picco</i>	77,37	49,29	+28,08	+57,0%	31.188	+10,1%	44.541	+8,4%	70,0%	68,9%
<i>Fuori picco</i>	62,10	44,73	+17,38	+38,8%	22.021	+5,4%	33.479	+8,4%	65,8%	67,6%
<i>Minimo orario</i>	34,87	24,08			15.406		24.752		59,7%	59,3%
<i>Massimo orario</i>	144,57	63,48			35.485		49.615		73,5%	78,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



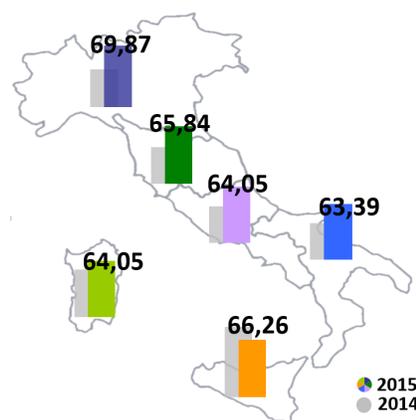
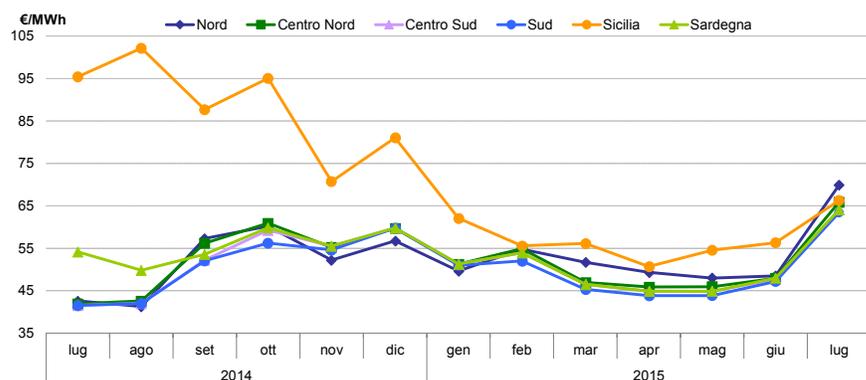
(continua)

Anche i prezzi di vendita zionali segnano, a luglio, decisi rincari sia sul mese che sull'anno, con la sola eccezione della *Sicilia* che registra ancora un sensibile calo tendenziale (-30,6%) attestandosi a 66,26 €/MWh. Il *Nord* esibisce l'incremento su base annua più marcato (+64,0%) e si porta, con 69,87 €/MWh, ai massimi da

ottobre 2012, tornando a rappresentare, dopo oltre nove anni, la zona dal prezzo di vendita più alto. Nelle altre zone peninsulari ed in *Sardegna* i prezzi, tutti ai massimi da oltre un anno e mezzo, oscillano tra 63 e 66 €/MWh; il più basso sempre al *Sud* pari a 63,39 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, sostenuti per buona parte del mese da temperature sopra le medie stagionali, registrano significativi incrementi sia su giugno (+14,7%) che su luglio 2014 (+8,4%) portandosi a 28,0 milioni di MWh, valore più alto degli ultimi tre anni. In aumento sia gli scambi nella borsa elettrica, pari a 18,9

milioni di MWh (+7,5%), che gli scambi *over the counter*, registrati sulla PCE e nominati su MGP, saliti a 9,0 milioni di MWh (10,3%), entrambi ai massimi da oltre un anno e mezzo (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in calo sia rispetto a giugno (-2,2 p.p.) che ad un anno fa (-0,6 p.p.), scende a 67,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.913.897	+7,5%	67,6%
Operatori	11.307.550	+6,3%	40,4%
GSE	3.764.708	-13,1%	13,5%
Zone estere	3.841.638	+46,0%	13,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	9.047.834	+10,3%	32,4%
Zone estere	569.756	-35,9%	2,0%
Zone nazionali	8.478.078	+15,9%	30,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.961.730	+8,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.847.214	-25,3%	
OFFERTA TOTALE	43.808.944	-6,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

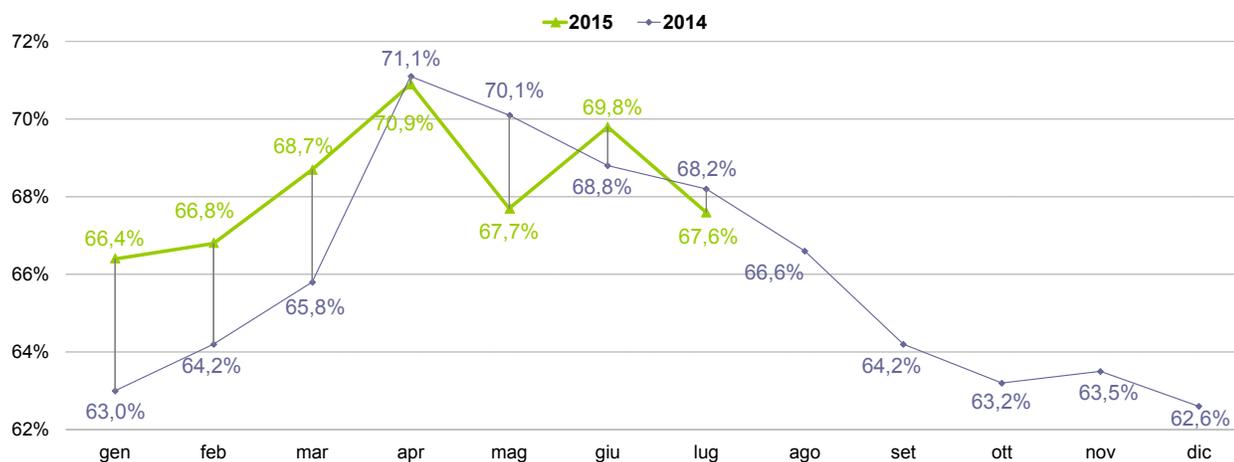
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.913.897	+7,5%	67,6%
Acquirente Unico	2.853.349	+24,2%	10,2%
Altri operatori	11.635.115	+40,8%	41,6%
Pompaggi	3.282	-	0,0%
Zone estere	252.819	-11,2%	0,9%
Saldo programmi PCE	4.169.331	-38,3%	14,9%
PCE (incluso MTE)	9.047.834	+10,3%	32,4%
Zone estere	720	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.470.824	-23,6%	8,8%
Zone nazionali altri operatori	10.745.621	-8,3%	38,4%
Saldo programmi PCE	-4.169.331	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.961.730	+8,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.376.533	-55,2%	
DOMANDA TOTALE	29.338.264	+1,6%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali segnano l'incremento più intenso mai registrato (+8,6%) portandosi a 27,7 milioni di MWh, massimo da agosto 2012. In consistente crescita gli acquisti su tutte le zone continentali; in evidenza il Nord che con una media di quasi 21.200 MWh (+1.720 MWh rispetto ad un anno fa) si attesta sui livelli più alti degli ultimi 7 anni; in controtendenza, invece, le isole (-14,7% la Sicilia; -25,5% la Sardegna). In calo, anche, gli acquisti

sulle zone estere pari a 256 mila MWh (-11,0%) (Tabella 4). Ai massimi degli ultimi tre anni anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che con un incremento del 5,7% salgono a 23,6 milioni di MWh. A livello zonale, vendite in calo solo al Centro Nord (-3,1%) e sulle isole (-2,6% la Sicilia; -9,5% la Sardegna). In ripresa le importazioni che salgono a 4,4 milioni di MWh (+25,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.940.420	28.146	-5,9%	11.630.790	15.633	+4,6%	15.759.580	21.182	+8,8%
Centro Nord	2.551.875	3.430	-25,2%	1.564.099	2.102	-3,1%	2.588.291	3.479	+16,0%
Centro Sud	5.077.921	6.825	-19,9%	2.868.687	3.856	+9,6%	4.202.190	5.648	+19,6%
Sud	6.723.398	9.037	-5,5%	5.179.930	6.962	+14,9%	2.889.485	3.884	+15,8%
Sicilia	2.741.196	3.684	-0,3%	1.536.994	2.066	-2,6%	1.452.339	1.952	-14,7%
Sardegna	1.354.731	1.821	-2,9%	769.836	1.035	-9,5%	816.306	1.097	-25,5%
Totale nazionale	39.389.541	52.943	-9,0%	23.550.336	31.654	+5,7%	27.708.191	37.242	+8,6%
Estero	4.419.403	5.940	+18,5%	4.411.394	5.929	+25,3%	253.539	341	-11,0%
Sistema Italia	43.808.944	58.883	-6,8%	27.961.730	37.583	+8,4%	27.961.730	37.583	+8,4%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano, anche a luglio, una flessione tendenziale, la più intensa degli ultimi quattro anni, attestandosi a 8,4 milioni di MWh (-18,7%). Cali in doppia cifra si registrano per le vendite degli impianti eolici (più che dimezzati e ai minimi degli ultimi tre anni), solari (-11,2%) ed idroelettrici (-17,6%). Consistente incremento, invece, per le vendite da impianti a fonti

tradizionali, ed in particolare da impianti a gas, che, con un aumento del 48,1% si portano ai massimi da settembre 2012 (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 35,6% (46,3% un anno fa) a vantaggio degli impianti termoelettrici tradizionali, con la quota del gas che sale al 42,9% (+12,3 punti percentuali), massimo da inizio 2014 (Grafico 4).

(continua)

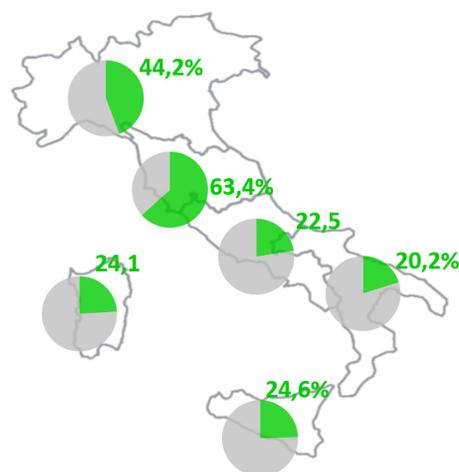
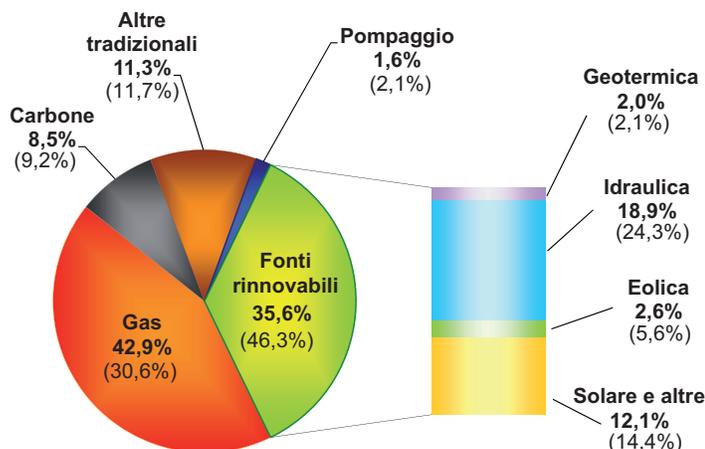
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	8.243	+43,5%	770	-3,9%	2.945	+24,2%	5.557	+32,0%	1.557	+0,8%	785	+4,2%	19.858	+28,7%
Gas	6.305	+60,5%	656	-5,9%	1.196	+112,2%	3.448	+61,7%	1.466	+0,7%	502	+30,0%	13.572	+48,1%
Carbone	911	+22,6%	4	-90,1%	1.548	-3,6%	-	-	-	-	231	-36,5%	2.694	-2,2%
Altre	1.027	-4,4%	111	+74,3%	202	+0,0%	2.108	+1,5%	91	+2,7%	53	+1027,7%	3.592	+2,4%
Fonti rinnovabili	6.917	-19,5%	1.332	-2,6%	866	-21,7%	1.405	-24,0%	508	-11,6%	249	-35,1%	11.279	-18,7%
Idraulica	4.874	-21,8%	267	-10,8%	320	-15,3%	344	+42,1%	127	+58,0%	55	+74,1%	5.987	-17,6%
Geotermica	-	-	636	-0,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	636	-0,5%
Eolica	11	+80,6%	10	-3,2%	122	-54,0%	436	-50,8%	180	-32,7%	79	-67,5%	837	-50,1%
Solare e altre	2.033	-13,8%	419	+0,1%	424	-8,4%	626	-13,3%	201	-11,4%	116	+4,8%	3.819	-11,2%
Pompaggio	472	-20,9%	-	-100,0%	44	+13,5%	-	-	0,02	-88,5%	-	-100,0%	517	-19,6%
Totale	15.633	+4,6%	2.102	-3,1%	3.856	+9,6%	6.962	+14,9%	2.066	-2,6%	1.035	-9,5%	31.654	+5,7%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING

A luglio il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.248 MWh, di cui 1.683 MWh sul confine francese (74,9% del totale), 389 MWh su quello sloveno e 176 MWh su quello austriaco, con un flusso di energia in import per la quasi totalità delle ore su tutte le frontiere (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), pressoché invariata sulla frontiera austriaca (-0,2%), è diminuita del

12,6% su quella slovena, ed è aumentata del 13,5% su quella francese. Sulle frontiere austriaca e francese è stato allocato, attraverso il market coupling, rispettivamente il 66,8% e l'80,4% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita il 29,4 ed il 18,2% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per l'84,6% tramite market coupling (67,3% nel 2014) e solo per l'1,9% 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	1.706 (-)	1.685 (-)	99,6% (-)	96,2% (-)	1.328 (-)	1.220 (-)	0,4% (-)	0,1% (-)
Italia - Austria	176 (-)	176 (-)	100,0% (-)	100,0% (-)	166 (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	446 (521)	396 (401)	97,3% (87,5%)	64,4% (45,0%)	639 (575)	133 (213)	2,7% (12,5%)	- (1,5%)

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

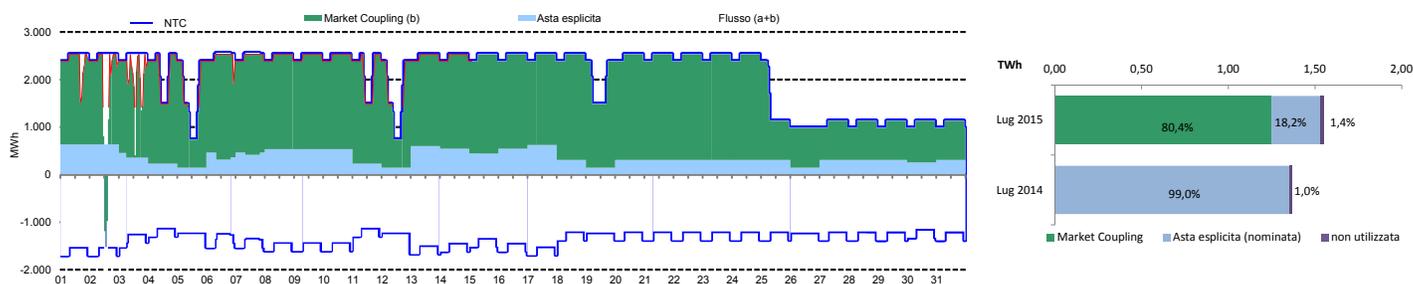


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

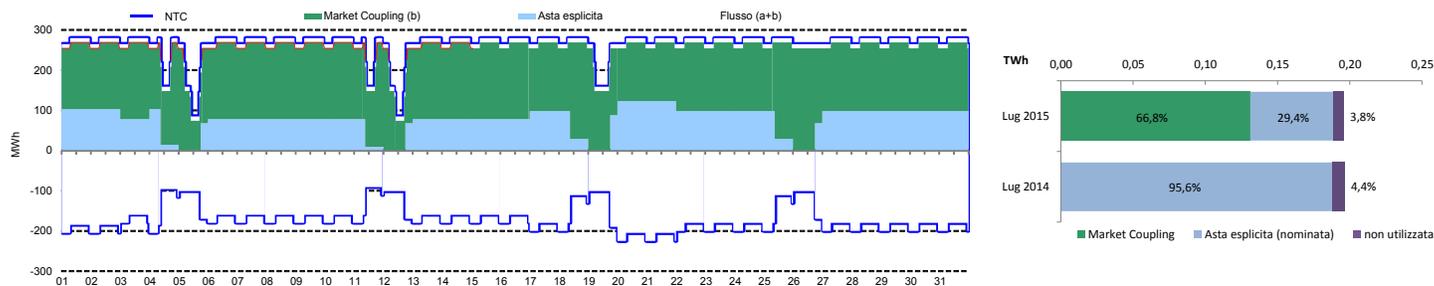
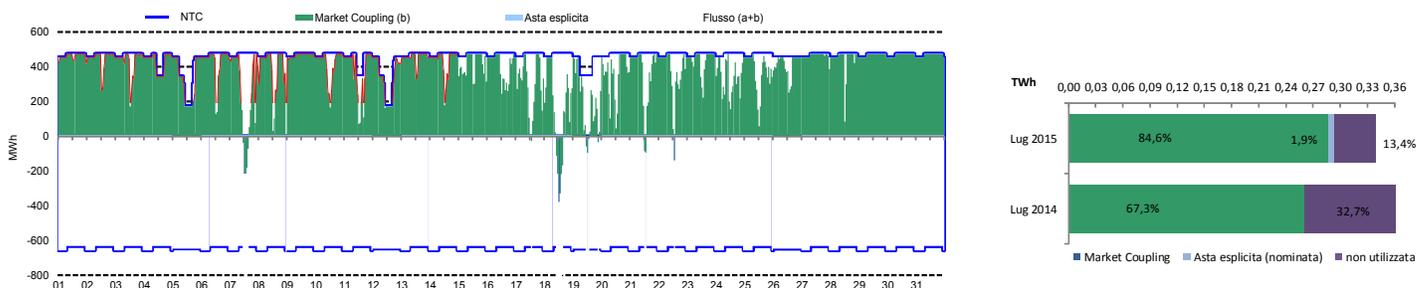


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A luglio i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) sono oscillati tra 67,26 €/MWh di MI1 e 74,98 €/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). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi hanno registrato un significativo

incremento rispettivamente del 46,6 e del 50,5%. Il confronto con MGP rivela prezzi in linea o più bassi nelle prime quattro sessioni di MI; più alto, invece, il prezzo di MI5 (+2,2%) (Tabella 7 e Grafico 9). I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero raggiungono il loro massimo storico a quota 2,3 milioni di MWh, in aumento del 2,2% rispetto a luglio 2014. In evidenza MI3 ed MI5, ai rispettivi massimi storici pari rispettivamente a 262 e 224 mila MWh (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)	67,77	+46,0%	27.961.730	37.583	+8,4%
MI1 (1-24 h)	67,26 (-0,8%)	+46,6%	1.140.525	1.533	-8,2%
MI2 (1-24 h)	67,74 (-0,0%)	+50,5%	538.354	724	-8,4%
MI3 (9-24 h)	70,20 (-1,3%)	-	262.320	529	-
MI4 (13-24 h)	68,12 (-4,0%)	-	87.066	234	-
MI5 (17-24 h)	74,98 (+2,2%)	-	224.477	905	-

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

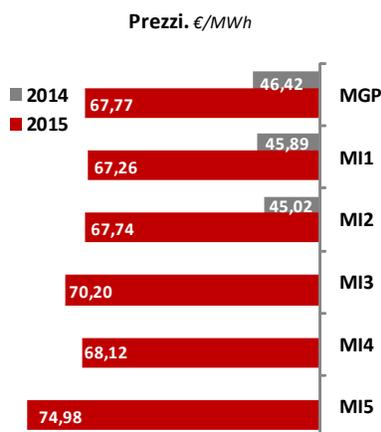
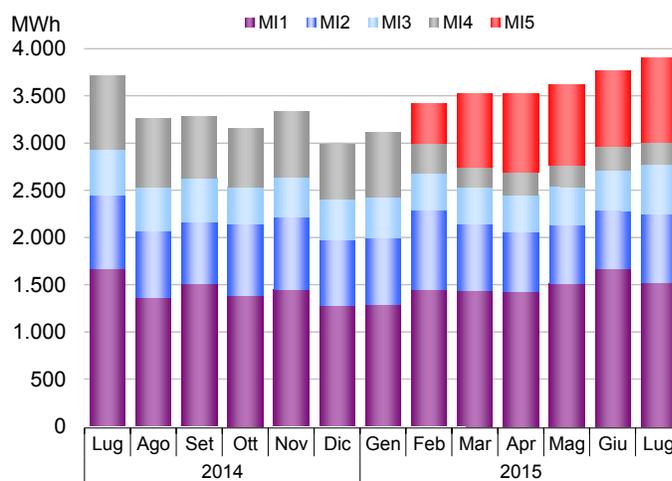
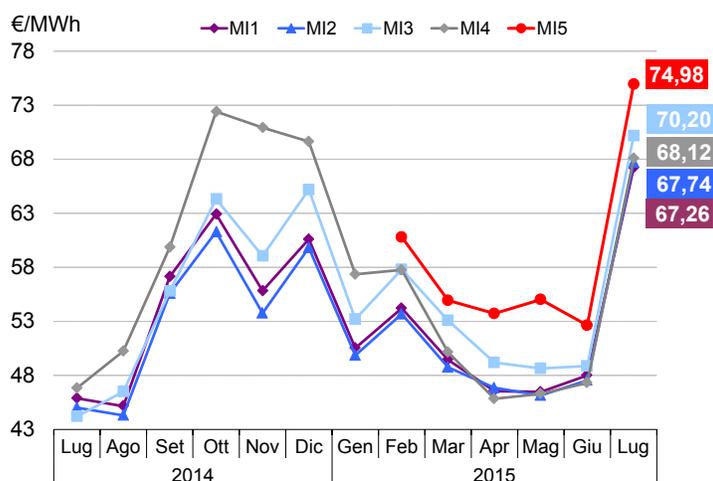


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



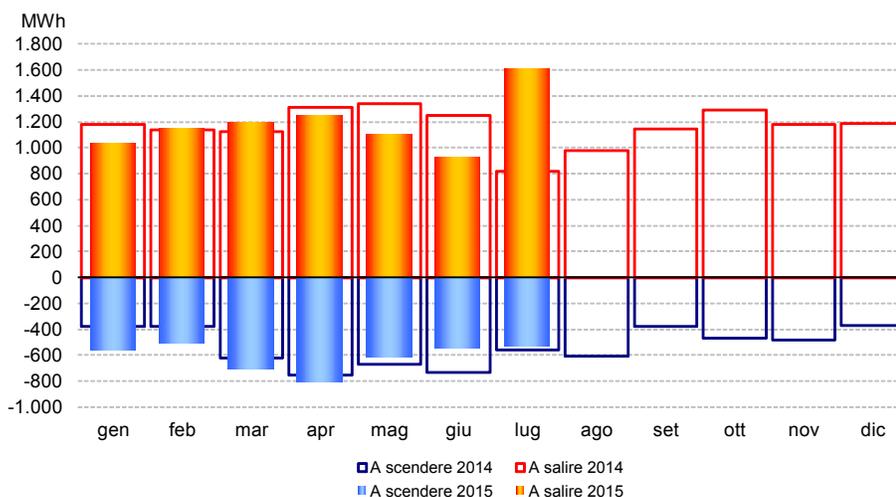
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A luglio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, quasi raddoppiati rispetto ad un anno fa (+95,7%), si portano a 1,2 TWh, valore più alto degli

ultimi cinque anni pari. Si confermano in diminuzione, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 399 mila MWh (-3,6%) (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 38 negoziazioni per complessivi 1,1 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 11,5 milioni di MWh, in flessione del 12,7% rispetto al mese precedente. In generale rialzo i prezzi di tutti i prodotti scambiati, più marcato quello dei prodotti mensili a scadenza più ravvicinata

(Agosto e Settembre 2015) (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto *Agosto 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 54,65 €/MWh sul *baseload* e 59,00 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.386 e 15 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

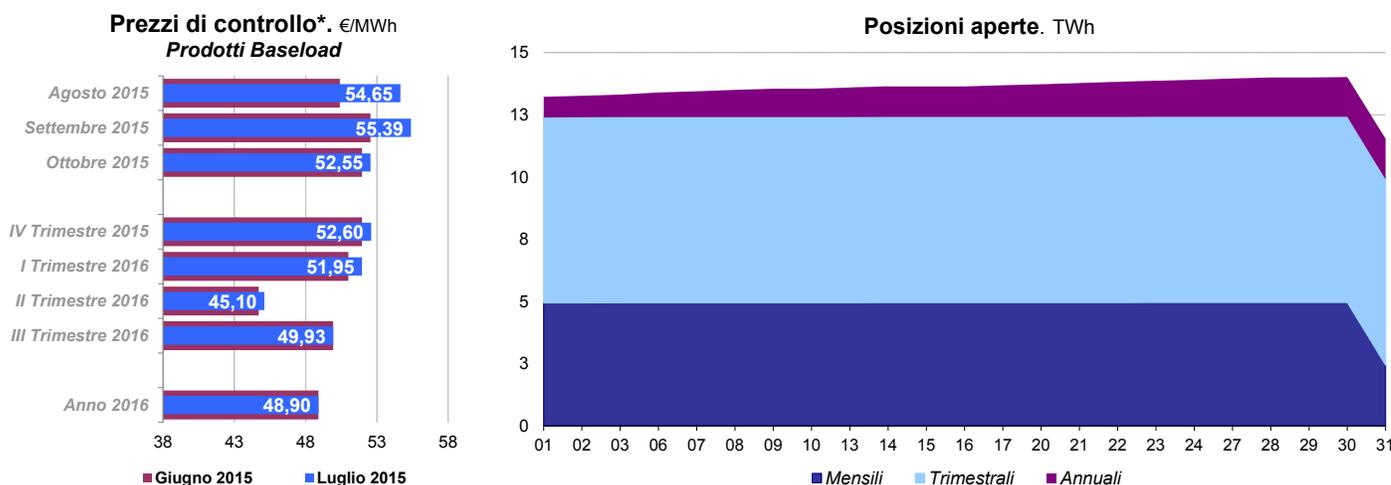
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2015	54,65	+8,4%	3	15	-	15	3.386	2.519.184
Settembre 2015	55,39	+5,4%	2	10	-	10	3.376	2.430.720
Ottobre 2015	52,55	+1,2%	1	5	-	5	5	3.725
Novembre 2015	52,63	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	52,60	+1,3%	-	-	-	-	3.366	7.435.494
I Trimestre 2016	51,95	+1,9%	2	50	-	50	5	10.915
II Trimestre 2016	45,10	+0,9%	1	5	-	5	5	10.920
III Trimestre 2016	49,93	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	48,90	+0,0%	27	110	-	110	185	1.625.040
Totale			36	195	-	195		11.516.814
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2015	59,00	+17,2%	1	5	-	5	15	3.780
Settembre 2015	59,86	+3,4%	-	-	-	-	10	2.640
Ottobre 2015	59,50	-0,8%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2015	64,18	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	61,13	-0,7%	-	-	-	-	5	3.960
I Trimestre 2016	58,06	-0,1%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	46,37	-2,5%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	53,73	+1,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	54,84	+0,4%	1	5	-	5	5	15.660
Totale			2	10	-	10		22.260
TOTALE			38	205	-	205		11.539.074

* 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 luglio 2015, dopo cinque flessioni tendenziali consecutive, tornano a salire segnando, con 35,0 milioni di MWh (+4,4%), un nuovo massimo storico. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 32,4 milioni di MWh, crescono del 7,7% rispetto allo scorso anno, anch'esse ai massimi assoluti, mentre continuano a ridursi quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,5 milioni di MWh (-24,8%) (Tabella 9).

Ininterrotta da inizio anno, la contrazione tendenziale della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE,

scesa a 17,1 milioni di MWh (-7,7%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, inferiore solo al massimo storico registrato lo scorso mese, conferma la crescita tendenziale attestandosi a 2,05 (+0,24) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 9,0 milioni di MWh, crescono del 10,3% su base annua, mentre si riducono i relativi sbilanciamenti a programma pari a 8,0 milioni di MWh (-22,0%). Opposta dinamica per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,2 milioni di MWh (-11,6%) e per i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,9 milioni di MWh (+8,6%).

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

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI				N
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			
					MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.897.777	+18,2%	25,4%	Richiesti	9.908.814	-2,1%	100,0%	13,2
Off Peak	655.068	+6,5%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	3.394.430	-16,7%	34,3%	
Peak	607.819	-28,2%	1,7%	Rifiutati	860.980	-55,2%	8,7%	
Week-end	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	858.954	-55,2%	8,7%	
Totale Standard	10.160.664	+13,1%	29,1%					
Totale Non standard	22.278.318	+5,4%	63,7%	Registrati	9.047.834	+10,3%	91,3%	13,2
PCE bilaterali	32.438.981	+7,7%	92,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.535.476	+17,6%	25,6%	
MTE	2.525.664	-24,8%	7,2%	Sbilanciamenti a programma	8.049.394	-22,0%		3,9
TOTALE PCE	34.964.645	+4,4%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4,1
POSIZIONE NETTA	17.097.228	-7,7%						

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia registrano una consistente crescita su base annua (+16,8%) trainata dal settore termoelettrico, i cui consumi, grazie al forte aumento della domanda elettrica, raggiungono i massimi dell'ultimo triennio. Stabili i consumi civili, ancora in calo quelli del settore industriale. Sul lato offerta, variazioni di segno opposto per le importazioni di gas naturale (+19,5%) e per la produzione nazionale (-11,4%).

Aumentano invece le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (+14,4%), ma la giacenza di gas naturale a fine mese segna una flessione del 17,5%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 3,5 milioni di MWh, quasi tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia, dopo le modeste fluttuazioni tendenziali registrate nei due mesi precedenti, tornano a registrare un notevole incremento, portandosi a 4.476 milioni di mc (+16,8%). A fare da traino i consumi di gas del settore termoelettrico che, con un balzo del 36,4%, si portano ai massimi da quasi tre anni con 2.162 milioni di mc. La marcata crescita, strettamente connessa a quella della domanda elettrica innestata dalle elevate temperature registrate in gran parte del mese, è stata anche favorita dalla riduzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Tornano, invece, in lieve flessione i consumi del settore civile, pari a 1.002 milioni di mc (-0,7%) mentre permangono in calo quelli del settore industriale, pari a 1.067 milioni di mc (-4,2%). Quasi raddoppiate rispetto ad un anno fa e ai massimi da inizio 2014, le esportazioni, che raggiungono i 245 milioni di mc (+99,7%). Dal lato offerta, la produzione nazionale, pari a 537

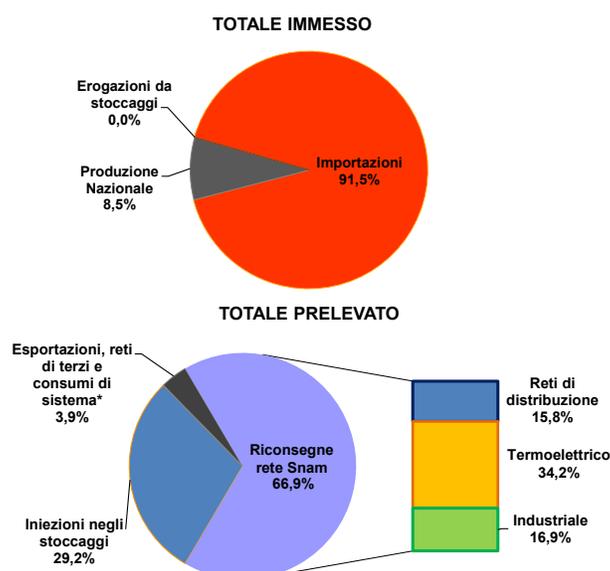
milioni di mc, torna in decisa flessione (-11,4%), ininterrotta da fine 2012; viceversa le importazioni di gas naturale salgono a 5.788 milioni di mc, ai massimi da inizio 2014, con una crescita tendenziale del 19,5%. Tra i punti di entrata, le importazioni di gas russo da Tarvisio, ancora le più importanti, si attestano sul livello più elevato da febbraio 2014 (2.779 mln mc, +29,2%); in netto aumento anche il gas algerino a Mazara (708 mln mc, +75,1%), più modesti i rialzi registrati sui flussi di gas provenienti dalla Libia a Gela (623 mln mc; +8,7%) e dal Nord Europa a Passo Gries (1.237 mln mc, +4,2%). Tra i terminali GNL, in flessione Cavarzere (433 mln mc, +7,4%), ancora a regime ridotto Panigaglia. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.848 milioni di mc, in aumento del 14,4% su base annua. Nulle, come un anno fa, le erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Ml di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.788	61,3	+19,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	708	7,5	+75,1%
Tarvisio	2.779	29,4	+29,2%
Passo Gries	1.237	13,1	+4,2%
Gela	623	6,6	+8,7%
Gorizia	7	0,1	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+7,2%
Cavarzere (GNL)	433	4,6	-17,4%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	537	5,7	-11,4%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.325	66,9	+16,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.232	44,8	+14,1%
Industriale	1.067	11,3	-4,2%
Termoelettrico	2.162	22,9	+36,4%
Reti di distribuzione	1.002	10,6	-0,7%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	245	2,6	+99,7%
TOTALE CONSUMATO	4.476	47,4	+16,8%
Iniezioni negli stoccaggi	1.848	20	+14,4%
TOTALE PRELEVATO	6.325	66,9	+16,1%

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



(continua)

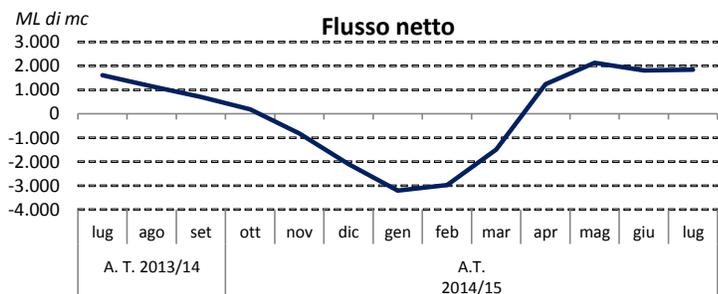
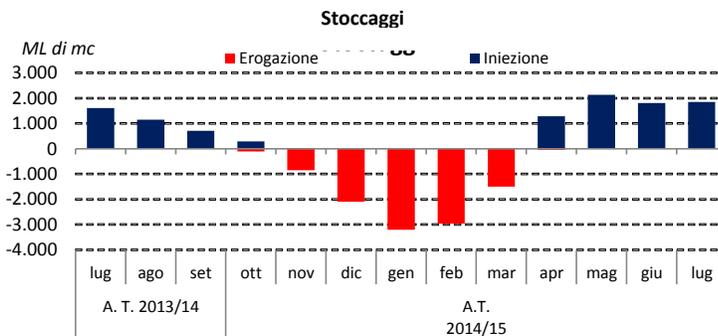
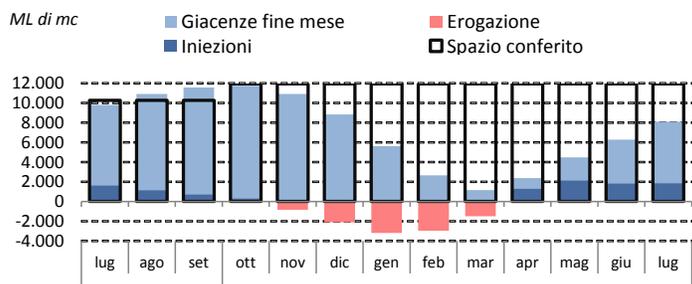
Nell'ultimo giorno del mese di luglio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 8.094 milioni di mc, inferiore del 17,5% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta al 67,8%, contro il 95,6% di un anno fa.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), dopo quattro flessioni congiunturali consecutive registra un incremento (+1,23 €/MWh, +5,5%) e rafforza il trend tendenziale crescente degli ultimi mesi (+4,83 €/MWh, +26,1%), attestandosi a 23,35 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2015)	8.094	-17,5%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.848	+14,4%
Flusso netto	1.848	+14,4%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	67,8%	-27,8 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A luglio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh, pari al 7,4% della domanda complessiva di gas naturale (7,8% a luglio 2014), la maggior

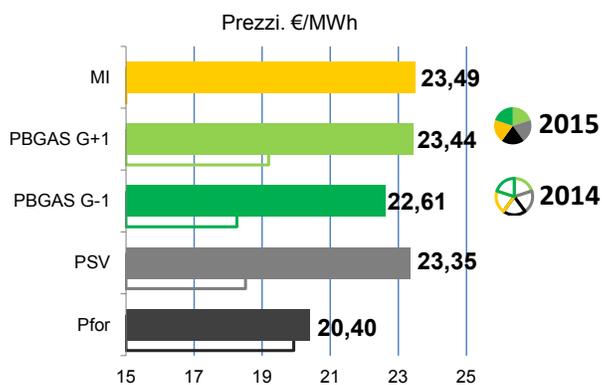
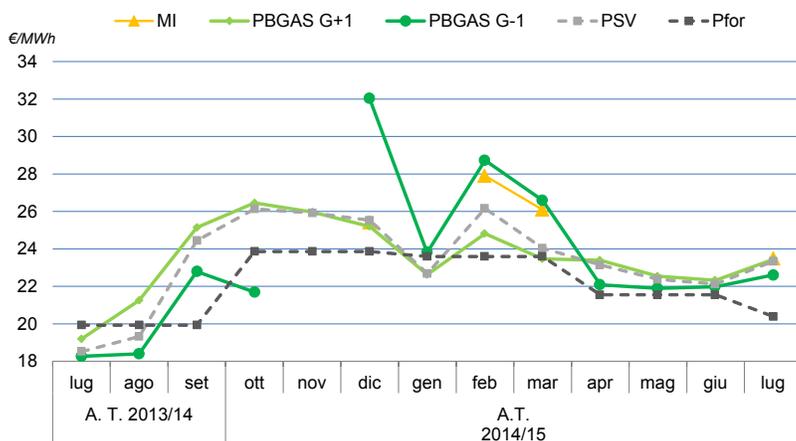
parte dei quali (quasi il 92%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	23,49	-	23,00	113.200	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	22,61	(18,26)	22,21	179.620	(507.880)
Comparto G+1	23,44	(19,19)	22,79	3.205.065	(2.667.512)
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*		Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %				N.	MWh/g		
BoM-2015-07	-	-	24,812	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-08	-	-	22,909	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-08	-	-	22,970	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-09	-	-	31,946	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-10	-	-	22,581	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-11	-	-	23,042	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	23,525	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	24,267	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	25,410	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 3,2 milioni di MWh, in aumento del 20,2% rispetto ad un anno fa. In crescita tendenziale anche il prezzo medio pari a 23,44 €/MWh (+22,2%), solo 9 centesimi di €/MWh più alto rispetto alle quotazioni registrate al PSV.

Nei 7 giorni, sui 31 di luglio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 387 mila MWh, di cui il 42,0%, pari a 163 mila MWh (minimo storico) venduti dal Responsabile

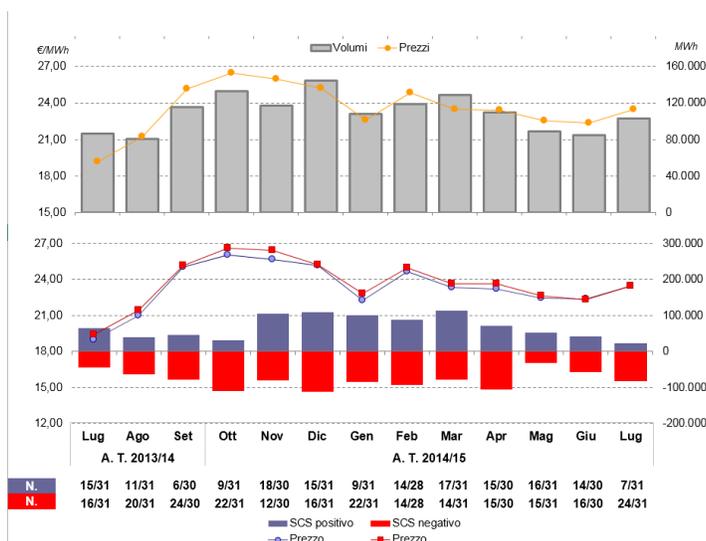
del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 23,46 €/MWh (+23,8% su base annua). Nei restanti 24 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,8 milioni di MWh, di cui il 71,3%, pari a 2,0 milioni MWh (massimo da novembre) acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 23,44 €/MWh (+20,7%).

Complessivamente il 67,8% dei volumi scambiati (2,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 32,2% da scambi tra operatori, pari 1,0 milioni di MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 7/31	negativo n.giorni 24/31
Prezzo. €/MWh	23,44	(+22,2%)	23,46	23,44
Acquisti. MWh	3.205.065	(+20,2%)	387.074	2.817.992
RdB	2.010.404	(+174,4%)		2.010.404
Operatori	1.194.661	(-38,3%)	387.074	807.588
Vendite. MWh	3.205.065	(+20,2%)	387.074	2.817.992
RdB	162.583	(-83,5%)	162.583	
Operatori	3.042.482	(+80,8%)	224.490	2.817.992
Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente				
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	49		32	39



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a luglio sono stati scambiati 180 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 22,61 €/MWh. Nelle sei sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato un'offerta in vendita negoziata con acquisti di operatori delle zone *Stogit*, pari

all'85,7% del totale, e *LNG* ed *Edison Stoccaggio*, che si sono equamente divisi la quota restante. I prezzi zonali si sono tutti attestati sopra i 22 €/MWh, livello prossimo alle quotazioni al PSV.

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

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo. €/MWh	-	22,51	22,32	23,12	-	-	22,61
Volumi. MWh	-	12.776	12.831	154.012	-	-	179.620
Operatori. N.	-	2	1	7	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di luglio, i mercati energetici europei mostrano dinamiche mensili contrapposte, con il petrolio e i suoi derivati, soliti crescere in questo periodo dell'anno, che tornano sui livelli della scorsa primavera a seguito di ulteriori ribassi. Al

contrario, gas ed energia elettrica segnano consistenti rialzi congiunturali, favoriti dall'aumento stagionale dei consumi, sollecitati principalmente dalle temperature record raggiunte specialmente nella seconda e terza settimana del mese.

Per il secondo anno consecutivo, la quotazione spot del Brent chiude il mese di luglio con un consistente ribasso, dinamica che quest'anno sembra essere connessa all'eccesso di offerta della commodity, legata principalmente alla sovrapproduzione statunitense (57 \$/bbl, -6%). Anche il riferimento americano, infatti, descrive una decisa flessione, in ragione della quale si attesta sul valore minimo dallo scorso marzo (51 \$/bbl, -15%). Tali sviluppi si inseriscono coerentemente nel più ampio contesto ribassista che interessa i prezzi di greggio e dei suoi beni derivati (olio combustibile 287 \$/MT, -11%; gasolio 514 \$/MT, -10%) da circa un anno e che a gennaio aveva trascinato le quotazioni ai minimi dal 2009. Anche sui mercati a termine si osserva un diffuso decremento, connesso principalmente alla tendenza al ribasso osservata nei prezzi a pronti, cui

sembra sommarsi la prospettiva dell'ingresso sul mercato di una maggiore offerta di greggio iraniano, finora limitata dall'embargo sanzionatorio.

Si consolida sui 58 \$/MT il prezzo europeo del carbone che, fermo su tale valore dallo scorso maggio, sembra frenare lievemente la costante discesa che la quotazione percorre ormai da oltre quattro anni superando nuovamente, sebbene di poco, il riferimento sudafricano (57 \$/MT). Stabili sul valore attuale anche i future di prossima consegna.

Perde altri due punti su base mensile il cambio euro-dollaro, giunto a 1,10 \$/€, valore minimo dallo scorso aprile. Si osserva come, nella conversione in moneta europea, tale sviluppo limiti lievemente le variazioni registrate nei prezzi spot delle commodity oggetto di analisi.

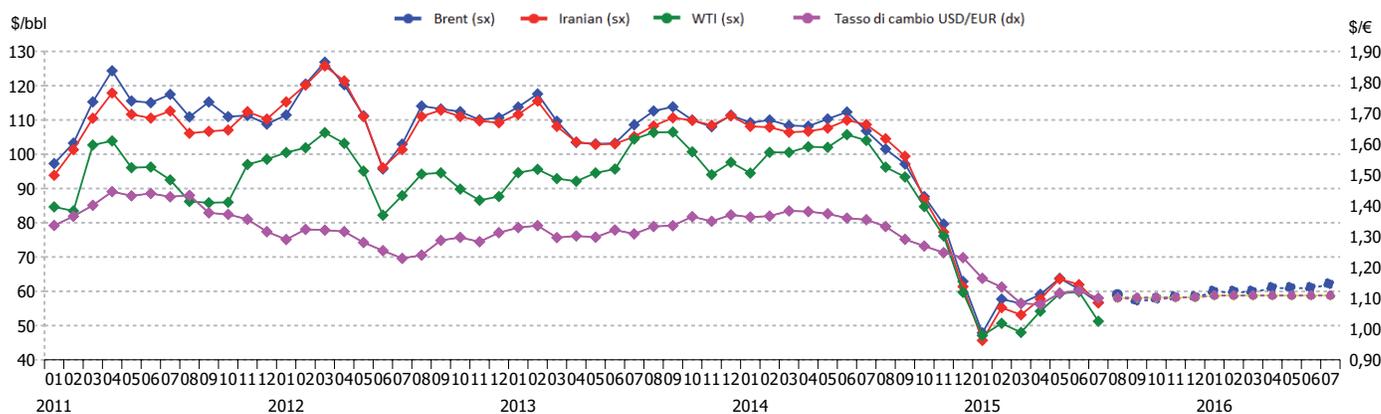
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Lug 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	Ott 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	56,69	- 6 %	- 47 %	62,61	58,59	- 8 %	57,14	- 11 %	57,60	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	51,54	- 4 %	- 35 %	-	53,24	-	51,91	-	52,29	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	287,39	- 11 %	- 52 %	324,31	289,93	- 12 %	292,62	- 12 %	294,83	-	316,47	- 11 %
0.1 FOB Barge	€/MT	261,27	- 9 %	- 41 %	-	263,47	-	265,80	-	267,68	-	285,47	-
GASOLIO	\$/MT	513,75	- 10 %	- 42 %	573,75	523,11	- 10 %	526,81	- 10 %	532,80	-	-	- 3 %
0.1 FOB ARA	€/MT	467,04	- 8 %	- 29 %	-	475,37	-	478,52	-	483,73	-	-	-
CARBONE	\$/MT	58,43	+ 0 %	- 21 %	59,95	58,45	- 0 %	58,47	- 1 %	57,87	-	57,87	- 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	53,12	+ 2 %	- 3 %	-	53,12	-	53,11	-	52,54	-	52,20	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,10	- 2 %	- 19 %	-	1,10	- 2 %	1,10	- 2 %	1,10	-	1,11	- 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

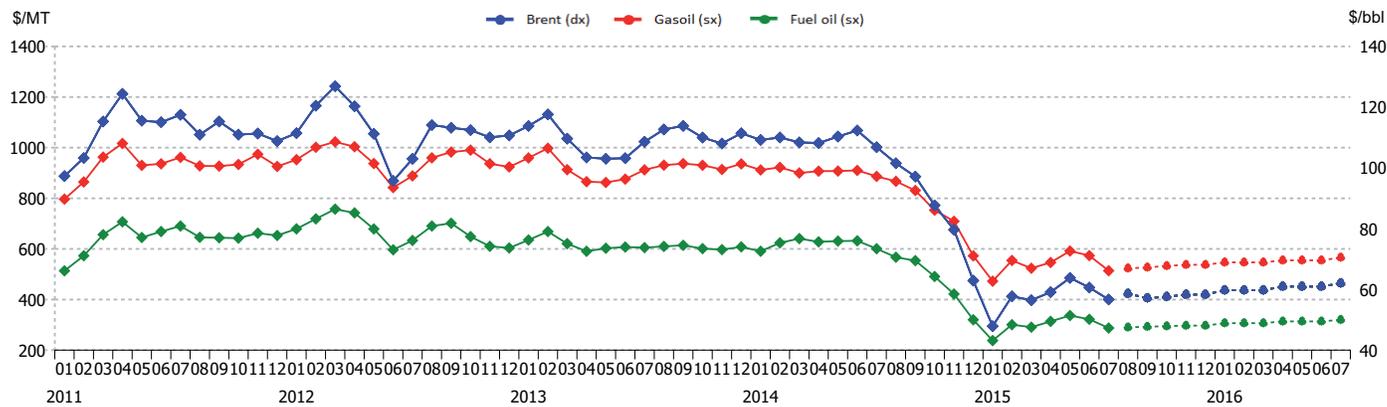
(continua)

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



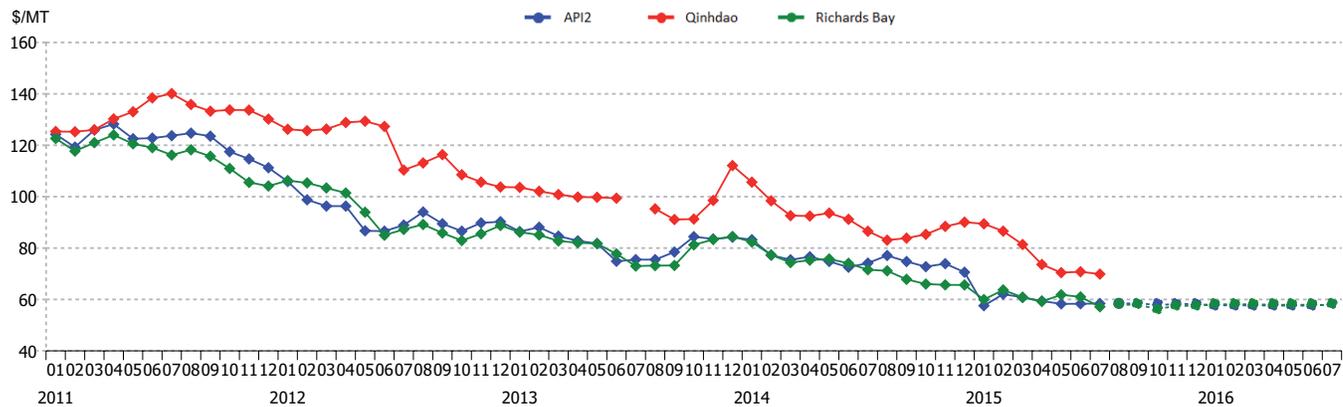
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

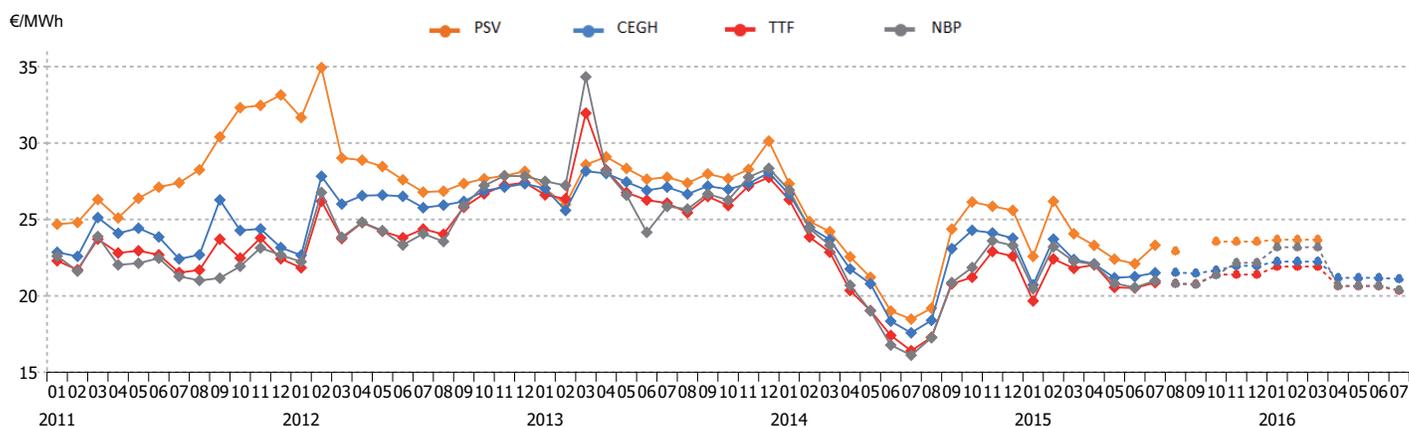
(continua)

In aumento congiunturale e tendenziale, le quotazioni rilevate sui principali hub europei del gas si attestano intorno ai 21/23 €/MWh, sorprendendo al rialzo le aspettative espresse dai mercati lo scorso mese, con il punto di scambio italiano che come di consueto si distacca positivamente dal più economico

riferimento olandese (PSV 23 €/MWh, TTF 21 €/MWh). Le quotazioni dei prodotti future risultano leggermente rivalutate e prevedono condizioni economiche abbastanza simili a quelle attuali (21/23 €/MWh, +1/+3%).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Lug 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	Ott 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	23,31	+ 5 %	+ 26 %	22,50	22,92	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	20,86	+ 2 %	+ 27 %	20,70	20,80	+ 2 %	20,77	-	-	-	21,07	- 1 %
CEGH	AT	21,51	+ 1 %	+ 22 %	21,30	21,52	+ 1 %	21,47	+ 1 %	21,66	-	-	-
NBP	UK	20,99	+ 2 %	+ 30 %	20,55	20,80	+ 3 %	20,74	+ 2 %	21,36	-	21,60	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

Confermano la generale tendenza rialzista osservata già in giugno le principali borse elettriche europee le quali, in virtù della crescita dei consumi legati all'aumento delle temperature, si portano sui livelli più elevati degli ultimi tre mesi (Germania/Francia 35/38 €/MWh, +16/+18%). Quanto alla borsa italiana, in particolare, il forte aumento stagionale della domanda – giunta sul valore massimo degli ultimi due anni – e l'aumento del costo del gas naturale, combustibile di riferimento per il parco di produzione nazionale, hanno favorito il picco descritto a luglio, in ragione del quale il PUN si è attestato a 68 €/MWh, guadagnando ben 20 €/MWh sulla quotazione dello scorso

mese (massimo da dicembre 2013). Dinamica contrapposta si osserva sulla borsa scandinava che, al terzo calo congiunturale consecutivo, si attesta sul livello più basso da oltre dieci anni (10 €/MWh, -34%). In ambito PCR, sale al massimo da settembre 2012 anche il prezzo della zona Nord (70 €/MWh, +44%), prezzo italiano di riferimento per il market coupling, che nel mese di luglio registra una maggiore convergenza con gli altri prezzi dell'area IBMC¹ esclusivamente sulla direttrice Italia-Slovenia (36%, +20 p.p. vs 1/4% rispettivamente con Austria e Francia).

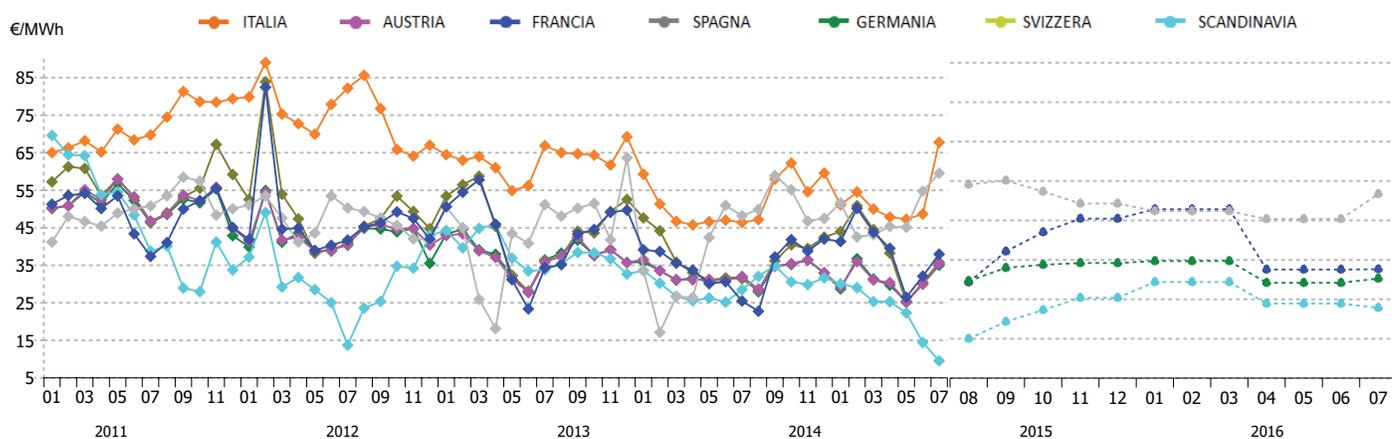
¹ Italian Borders Market Coupling

(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	Lug 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	Ott 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	67,77	+ 39 %	+ 46 %	52,45	53,15	+ 5 %	52,79	+ 2 %	52,26	-	48,92	+ 2 %
FRANCIA	37,95	+ 18 %	+ 49 %	36,69	29,30	+ 11 %	37,13	+ 3 %	42,01	-	39,60	-
GERMANIA	35,00	+ 16 %	+ 10 %	33,14	29,67	+ 7 %	32,97	- 0 %	33,76	-	32,01	-
SPAGNA	59,55	+ 9 %	+ 24 %	55,03	54,10	+ 4 %	55,12	+ 2 %	52,33	-	48,19	-
AREA SCANDINAVA	9,55	- 34 %	- 67 %	13,40	15,01	- 9 %	19,31	- 4 %	22,30	-	26,27	-
AUSTRIA	35,40	+ 18 %	+ 11 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	35,81	+ 18 %	+ 14 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



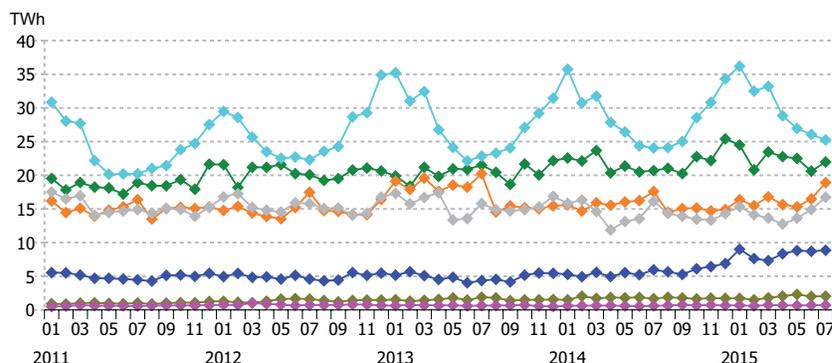
Quanto ai volumi scambiati su borsa, infine, il gruppo Epex si conferma l'exchange con maggior liquidità, registrando peraltro un aumento tendenziale del 5%, generato principalmente dall'evoluzione positiva degli scambi gestiti in Francia (Epex 34

TWh, +5%; Epex France 9 TWh, +49%). Seguono Nord Pool con 25 TWh (+5%) e le due borse mediterranee, entrambe in costante ripresa da oltre tre mesi (Italia 19 TWh, +7%; Spagna 17 TWh, +4%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Lug 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	18,9	+ 15 %	+ 7 %
FRANCIA	8,9	+ 2 %	+ 49 %
GERMANIA	22,0	+ 7 %	+ 6 %
SPAGNA	16,7	+ 12 %	+ 4 %
AREA SCANDINAVA	25,3	- 3 %	+ 5 %
AUSTRIA	0,7	+ 2 %	+ 18 %
SVIZZERA	2,0	+ 2 %	+ 22 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2015 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 322.992 TEE, in aumento rispetto ai 99.543 TEE scambiati a giugno.

Dei 322.992 TEE sono stati scambiati 110.050 TEE di Tipo I, 173.709 TEE di Tipo II, 10.942 TEE di Tipo II CAR, 28.291 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 102,78 €/tep (102,63 €/tep a giugno), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 102,69 €/tep (102,56 €/tep a giugno), i Tipo II-CAR a 102,83 €/tep (102,71 €/tep lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 102,67

€/tep (rispetto a 103,09 €/tep di giugno).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stata pari a 0,14 % per i TEE di Tipo I, 0,13 % per i TEE di Tipo II, dello 0,11 % per i TEE di Tipo II-CAR, mentre per i TEE di Tipo III si è registrata una diminuzione dello 0,40 % rispetto al mese precedente.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.398.374 TEE (963.603 di Tipo I, 1.756.691 di Tipo II, 318.210 di Tipo II CAR, 359.814 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 35.671.847 TEE.

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

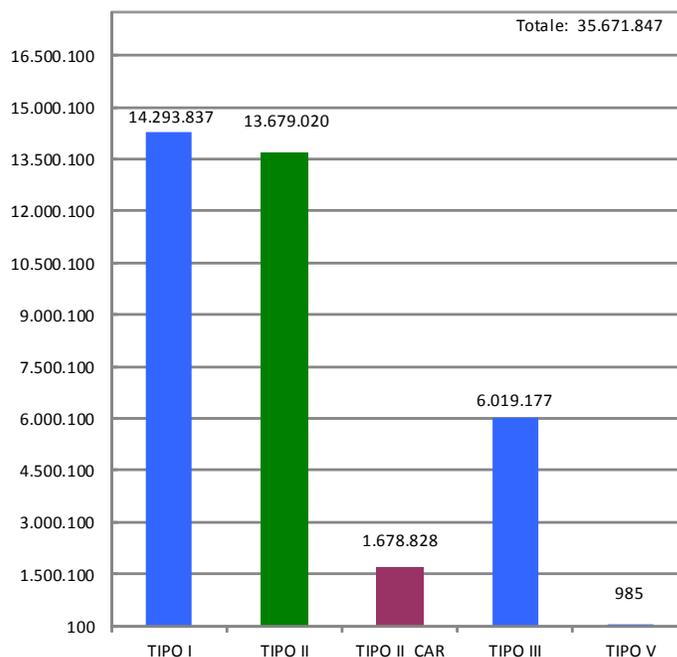
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	110.050	173.709	10.942	28.291
Valore Totale (€)	11.310.719,02	17.837.748,38	1.125.160,79	2.904.719,65
Prezzo minimo (€/tep)	101,65	102,15	102,67	102,48
Prezzo massimo (€/tep)	103,20	103,20	103,00	103,05
Prezzo medio (€/tep)	102,78	102,69	102,83	102,67

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

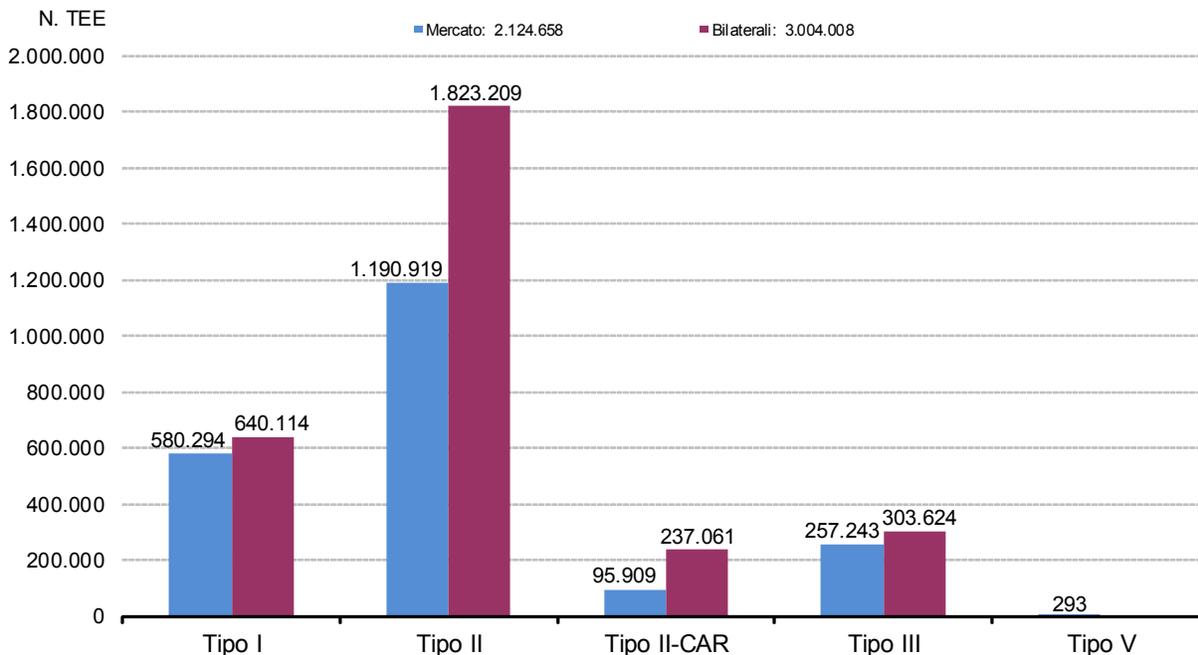
Fonte: GME



(continua)

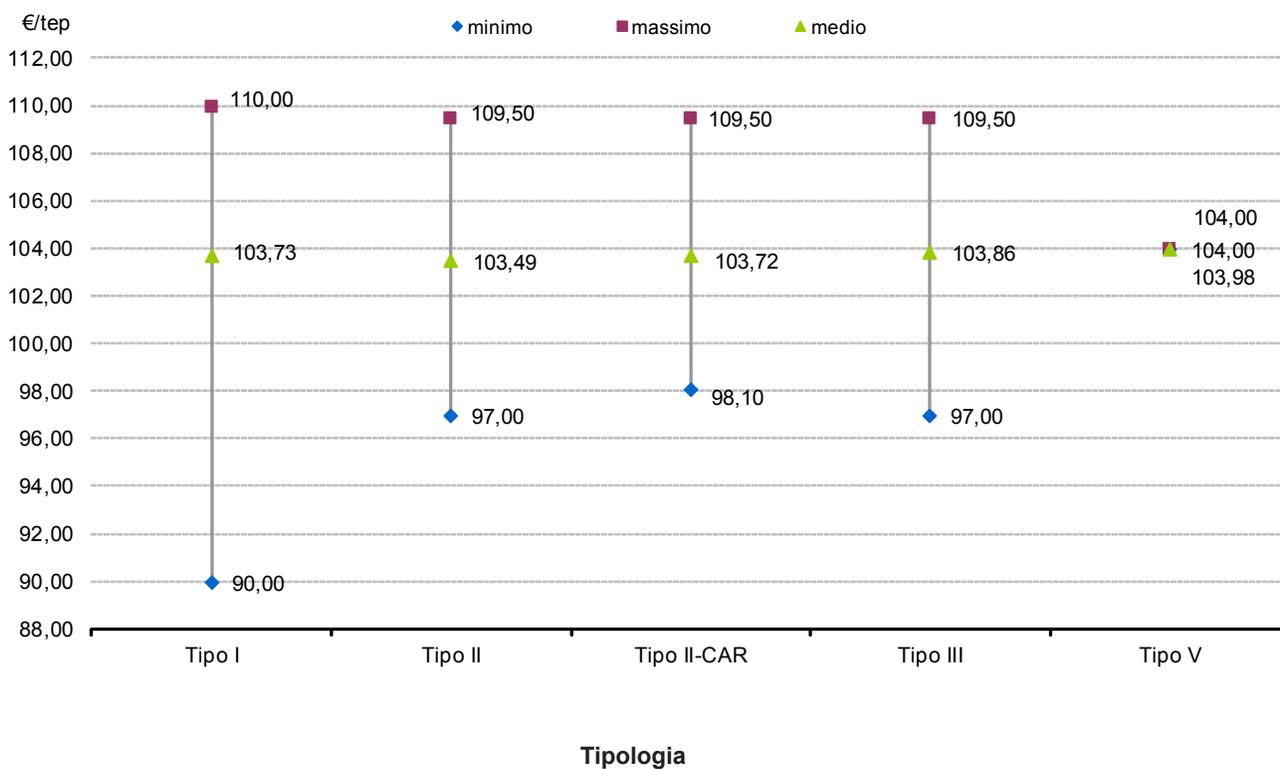
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

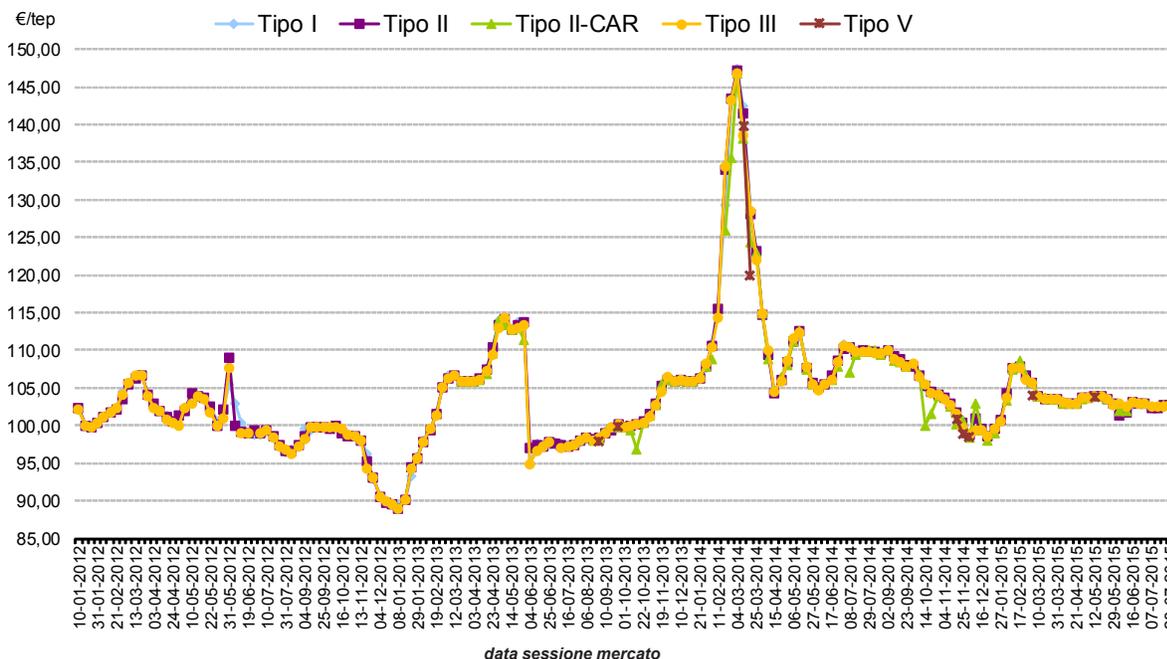
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di luglio 2015 sono stati scambiati 169.502 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (280.688 TEE nel mese di giugno 2015).

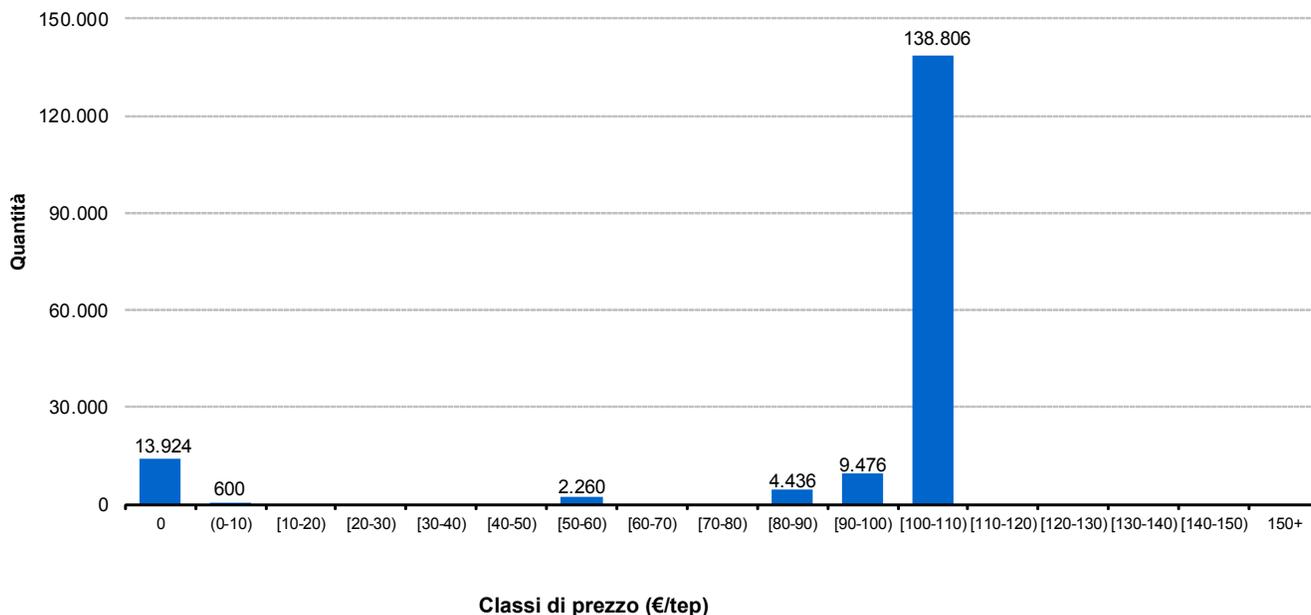
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 92,09 € /tep (101,73 €/tep lo scorso mese),

minore di 10,63 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (102,72 €/tep).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - luglio 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di luglio 2015, sono stati scambiati 575.391 CV, in aumento, rispetto ai 447.803 CV scambiati nel mese di giugno.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 II Trim, per la prima volta sulla piattaforma, con 330.743 certificati, dei CV 2015 I Trim con 186.855 titoli (272.936 CV 2015 I Trim scambiati il mese precedente), e dei CV 2014 IV Trim, con 31.429 CV (155.579 CV 2014 IV Trim a giugno).

Seguono nell'ordine, i CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 19.436 CV (15.096 CV 2013 IV Trim relativi al mese precedente), e i CV 2014 TRL IV Trim con 5.377 CV (1.363 CV 2014 TRL IV Trim a giugno).

In calo, l'andamento dei volumi dei CV 2014 I Trim con 889 CV (64 CV 2014 I Trim, presenti il mese scorso sulla piattaforma), e dei CV 2014 III Trim con 435 certificati (2.141 CV 2014 III Trim a giugno).

Esigui inoltre, gli scambi relativi sia ai CV 2013 III Trim con 117 CV (non negoziati a giugno sulla piattaforma), sia riguardo i CV 2014 II Trim, che hanno registrato un volume pari a 82 titoli sul mercato (216 i CV 2014 II Trim presenti sul mercato a giugno).

Chiudono l'elenco, infine, i CV 2013 I Trim, che sono stati scambiati in numero pari a 21 certificati (378 CV 2013 I Trim scambiati il mese scorso) e i CV 2013 II Trim con 7 titoli presenti sulla piattaforma (28 CV 2013 II Trim a giugno).

Per quanto riguarda il confronto mensile fra i prezzi medi, per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV nel mese di luglio, è stato osservato per i CV 2013 I Trim, per i CV 2013 II Trim e per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari rispettivamente a 88,77 €/MWh, 89,20 €/MWh, 89,28 €/MWh, in diminuzione, di 0,53 €/MWh, di 0,10 €/MWh, e di 0,02 €/MWh, rispetto a giugno.

I CV 2013 III Trim, assenti sulla piattaforma lo scorso mese, sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 89,05 €/MWh.

Per i CV 2014 I Trim e per i CV 2014 IV Trim (97,25 €/MWh e 97,24 €/MWh i relativi prezzi medi registrati nel mese di luglio) si è registrato un aumento, pari rispettivamente a 0,15 €/MWh e a 0,05 €/MWh, mentre tutti gli altri trimestri 2014 sono risultati in diminuzione. Infatti, i CV 2014 II Trim, i CV 2014 III Trim, i CV 2014 TRL IV Trim, è stato rilevato un prezzo medio pari, rispettivamente, a 96,00 €/MWh, 97,02 €/MWh, 84,39 €/MWh, in calo di 1,19 €/MWh, 0,03 €/MWh, 0,01 €/MWh rispetto al mese di giugno.

Infine, per i CV 2015 I Trim è stato rilevato un prezzo medio pari a 98,38 €/MWh in diminuzione di 0,58 €/MWh, rispetto al mese precedente, mentre per i CV 2015 II Trim, il prezzo medio rilevato nel mese di luglio, è stato pari a 98,07 €/MWh.

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

CV, risultato del mercato GME - luglio 2015

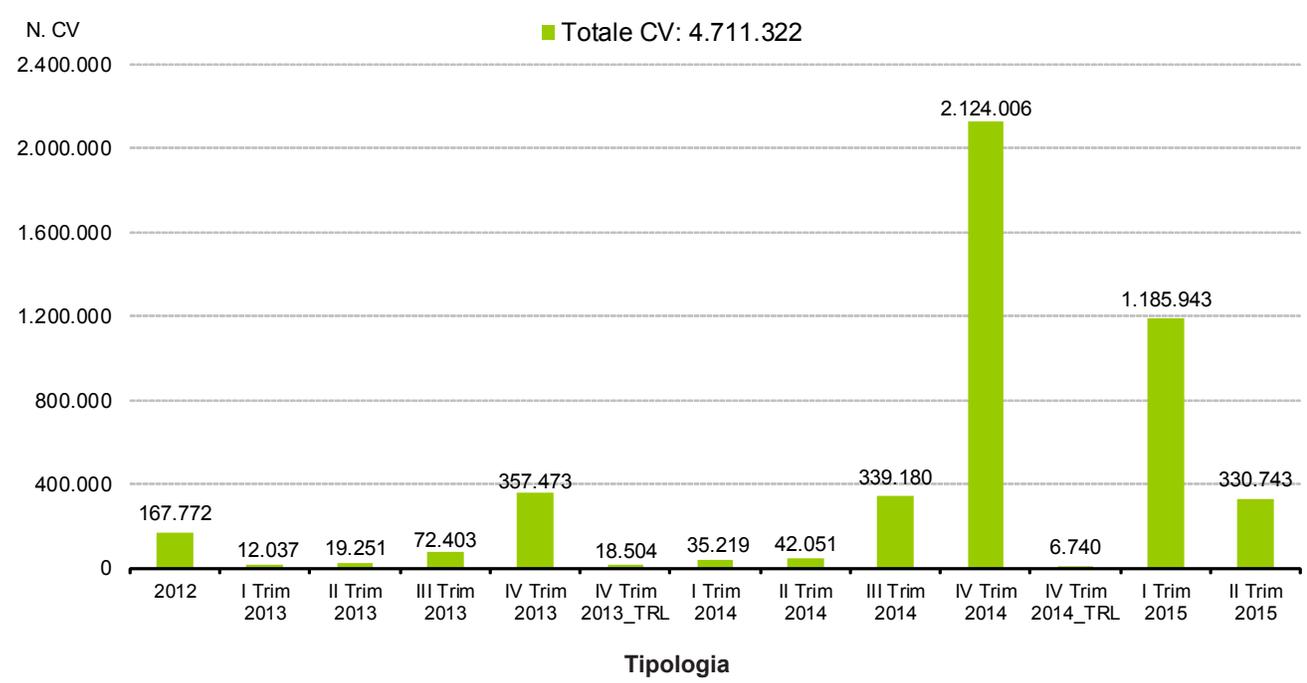
Fonte: GME

	Periodo di riferimento										
	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	IV Trim 2014_TRL	I Trim 2015	II Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	21	7	117	19.436	889	82	435	31.429	5.377	186.855	330.743
Valore Totale (€)	1.864,14	624,40	10.419,30	1.735.242,35	86.452,80	7.872,00	42.204,51	3.056.204,39	453.743,70	18.383.388,49	32.436.105,04
Prezzo minimo (€/CV)	87,00	89,20	84,60	89,00	96,00	96,00	96,00	97,15	84,20	97,90	92,20
Prezzo massimo (€/CV)	89,28	89,20	89,30	89,50	97,25	96,00	97,29	97,30	84,55	98,90	98,50
Prezzo medio (€/CV)	88,77	89,20	89,05	89,28	97,25	96,00	97,02	97,24	84,39	98,38	98,07

(continua)

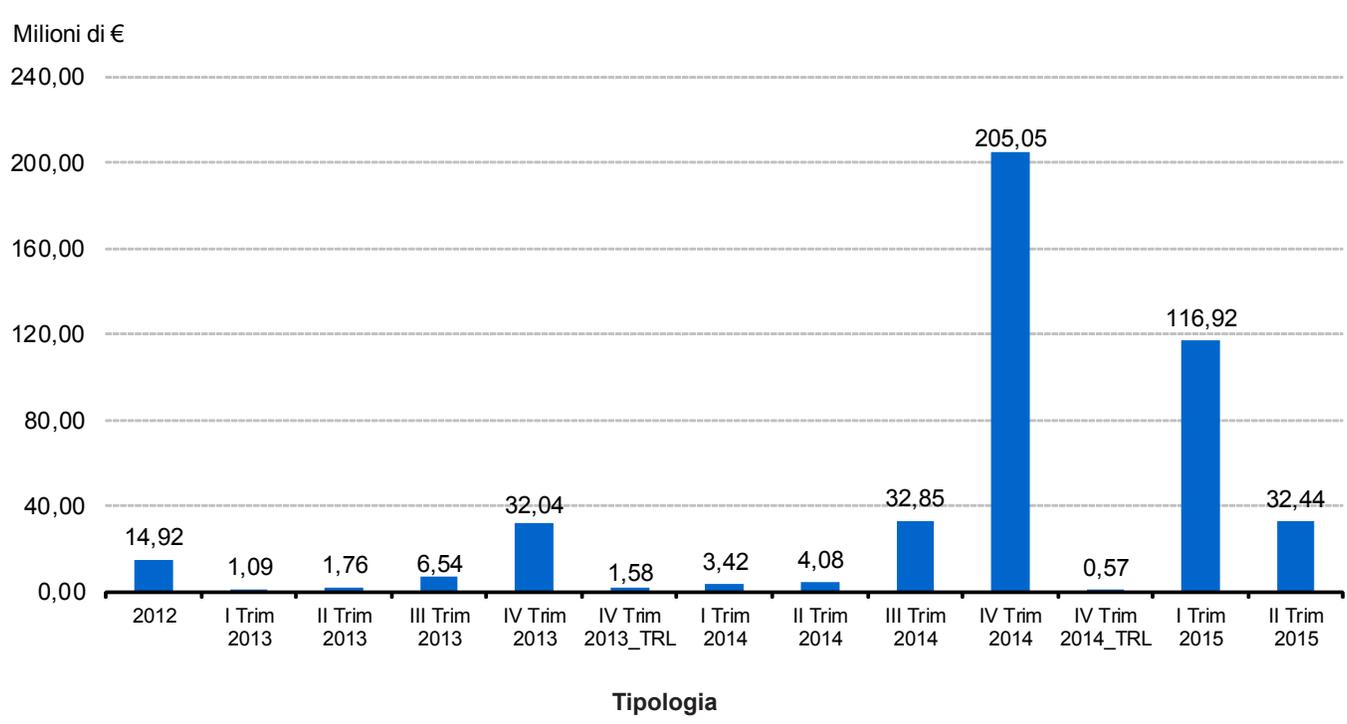
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

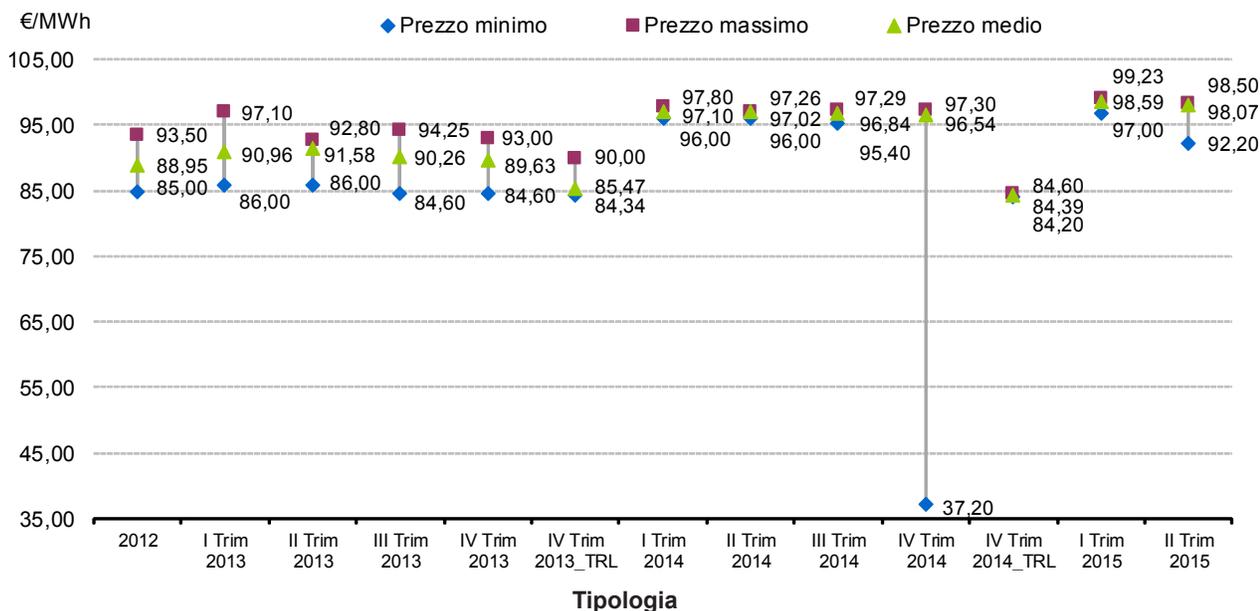
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

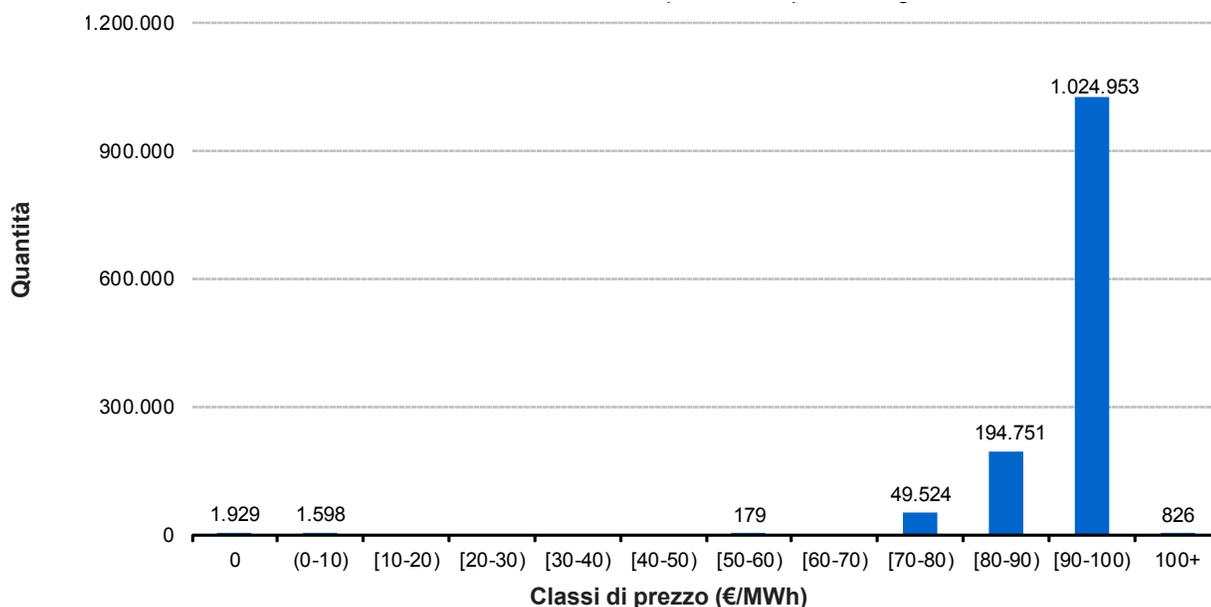


Nel corso del mese di luglio 2015 sono stati scambiati 1.273.760 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (2.381.338 CV nel mese di giugno). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di luglio, è stata pari a 93,78 €/MWh, mi-

nore di 3,92 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (97,70 €/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 - luglio 2015

Fonte: GME



COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

Di Pia Saraceno, Beatrice Petrovich - REF-E

(continua)

La produzione interna, inoltre, è stata fino a ora quasi completamente assorbita dai consumi interni, con un ruolo per l'export molto limitato (Figura 1): i volumi totali esportati, esclusivamente via *pipeline*, erano pari circa 10 Gmc nel 2014 (il 5% della produzione interna), diretti per la maggior parte verso Turchia, e in minor misura, verso Armenia e Azerbaijan. L'industria della liquefazione non è invece per nulla sviluppata, in netto contrasto con il confinante Qatar, con il quale condivide il maggiore giacimento di gas offshore (South Pars, scoperto nel 1990⁶) e che è invece il primo

esportatore mondiale di LNG (103 Gmc di GNL esportato nel 2014, partendo praticamente da zero negli anni '90). Dal 2013 in avanti l'attuale governo ha più volte manifestato ufficialmente la forte volontà politica di far diventare l'Iran un esportatore di gas. I piani dichiarati prevedono un incremento della produzione fino a 400 Gmc al 2025⁷ e l'impegno a realizzare numerosi progetti infrastrutturali necessari per il trasporto al di fuori dei confini nazionali, sia attraverso nuovi gasdotti internazionali che attraverso terminali di liquefazione (Tabella 1).

Tabella 1. Principali progetti di infrastrutture finalizzate all'esportazione di gas naturale dall'Iran

Progetto	Tipologia	Stato	possibile principale destinazione	Start-up	Capacità (Gmc)
Iran LNG	LNG	in costruzione, ma ancora necessità di approvvigionare la tecnologia	flessibile	post 2018	15
Pars LNG	LNG	sospeso	flessibile	?	15
Floating LNG terminal Golfo Persico	FLNG	in considerazione	flessibile	?	
North LNG project	LNG	in stallo	Cina (?)	?	27
IGAT-6	pipeline	in fase di avvio	Iraq	2015	10 contrattati al 2018
IGAT 9	pipeline	in costruzione	Turchia	?	35 -40 (di cui 10 contrattati)
gasdotto Iran-Oman	pipeline	fase di progettazione	Oman	2017	10
gasdotto verso Pakistan	pipeline	in stallo dopo il ritiro del supporto indiano	Pakistan	?	?
Iran-Iraq-Siria-Mediterraneo pipeline	pipeline	progetto	Europa	?	?
Armenia-Georgia-Ucraina pipeline	pipeline	progetto	Europa	?	?
Iran Turchia Europa (via Grecia)	pipeline	possibile con rafforzamento TANAP/TAP	Europa	post 2020	?
Nabucco (via Balcani)	pipeline	in considerazione	Europa	?	?

Fonti: WGI, Hassanzadeh (2014), Tagliapietra (2014), NIGC

Tra le destinazioni possibili di esportazione si pone anche l'Europa: esistono, infatti, fino a otto progetti di nuovi gasdotti finalizzati a fornire i consumatori europei, per un totale annuo massimo, secondo il governo iraniano, di 25-30 Gmc⁸ all'anno; si tratta di un quantitativo piuttosto limitato: pari a circa il 6% dei consumi di gas dell'Europa nel 2014⁹ e circa il 25% di quanto l'Europa importa dalla Russia¹⁰.

Le opzioni per convogliare il gas dei giacimenti iraniani, concentrati nel sud-ovest del paese, verso l'Europa includerebbero tre alternative principali. Una prima rotta, in direzione nord-ovest, passerebbe attraverso Iran, Iraq, Siria per poi attraversare il Mediterraneo; la seconda alternativa

sarebbe la rotta settentrionale via Armenia-Georgia e infine Ucraina. La terza, giudicata più fattibile, prevede il passaggio attraverso la Turchia (con un rafforzamento dell'infrastruttura di transito in Turchia, TANAP, e della portata di TAP). Recentemente, si è aggiunta anche un'ipotesi di "revival" del progetto di gasdotto Nabucco¹¹, congelato dopo la mancata assegnazione delle forniture di gas azero.

Secondo quanto dichiarato da *National Iranian Gas Exports Company* (NIGEC, di proprietà dello stato), è anche possibile andare incontro alle esigenze di diversificazione dell'Europa con forniture via nave, come accade attualmente per il Qatar.

COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

(continua)

Con la fine delle sanzioni all'Iran si aprirebbe dunque una nuova opportunità di diversificazione per le forniture di gas europee? Siamo davanti a un nuovo shock lato-offerta come accaduto con l'entrata del Qatar nel 2008-2009? Non proprio.

Non solo sanzioni: le barriere all'investimento nell'industria gas iraniana

In primo luogo, è necessario non sovrastimare la velocità del *ramp-up* della produzione iraniana, preconditione essenziale per garantire l'esportazione. La rimozione delle sanzioni internazionali migliora certamente le relazioni commerciali e sicuramente facilita gli investimenti nel paese, aumentando l'accesso al credito e alle tecnologie, tuttavia, il processo è necessariamente lungo: occorre del tempo, in particolare, per reperire i capitali di investimento e le tecnologie funzionali allo sfruttamento delle risorse interne.

Rimane, inoltre, nonostante la fine delle sanzioni, un certo grado di incertezza sull'attrattività del clima di investimento nel paese. In particolare tra i fattori deterrenti ci sono il dibattito politico ancora aperto sull'apertura alle esportazioni, il mantenimento di una struttura di sussidi che riduce il capitale che può essere investito nell'industria e l'attuale schema contrattuale imposto alle imprese straniere che intendono sviluppare le risorse del paese, giudicato un freno all'investimento (il c.d. *buy-back service contract*, il quale implica che l'investitore non detenga quote nel giacimento oggetto di esplorazione, che rimane di proprietà nazionale)¹².

A oggi lo scarso investimento nell'estrazione delle risorse è stato tale da rendere il primo paese al mondo per riserve di gas dipendente, soprattutto durante l'inverno¹³, dalle importazioni di Turkmenistan e, in minor parte, Azerbaijan¹⁴. E' dunque probabile che tali ostacoli non vengano rimossi in breve tempo. Potrebbero infatti essere necessari dai 5 anni ai 20 anni¹⁵ per mettere in piedi gli investimenti utili ad incrementare sostanzialmente la produzione e avviare le esportazioni.

In secondo luogo, le numerose infrastrutture potenziali di esportazione verso l'Europa implicano un sostanziale grado di complessità, politica e tecnica, che ha già portato, in passato, al congelamento di alcuni progetti, come accaduto al piano di importazione di gas iraniano attraverso la rotta del gasdotto TAP¹⁶. Disordini e tensioni geopolitiche rendono incerta, almeno nel breve, la fattibilità della rotta Iran-Iraq-Siria, nonostante la prima tratta sia già in costruzione, e della rotta attraverso l'Ucraina. La strada per il gas iraniano diretto

verso l'Europa che attraversa la Turchia è sicuramente la più fattibile. Tuttavia, manca a oggi il gasdotto di transito attraverso la Turchia: si sta costruendo TANAP (da 16 Gmc entro il 2020-2022), un progetto finanziato da Southern Gas Corridor Closed Joint Stock Company (SGC) al 58%, la turca Botas (30%) e BP (12%)¹⁷. TANAP è però attualmente dimensionato, almeno per quanto riguarda una prima fase di attività, per trasportare il gas azero: per accomodare anche il gas iraniano servono investimenti aggiuntivi.

Per quanto riguarda i progetti di esportazione via nave, l'Iran gode, come il Qatar, di una posizione geografica privilegiata, con costi di trasporto pressoché simili verso i due grossi centri di consumo di GNL, Europa e Asia. Questo darebbe la possibilità di accedere a entrambi i mercati e ridurrebbe il rischio di irrigidirsi su una destinazione che poi possa in futuro rendersi poco attraente. A lungo è stato sostenuto che la realizzazione di queste infrastrutture fosse frenata essenzialmente dalle sanzioni che rendevano la costosa tecnologia per la liquefazione inaccessibile dopo il ritiro delle major oil&gas¹⁸.

Tuttavia, data la maggiore complessità della tecnologia di liquefazione rispetto a quella via *pipeline*, anche se la rimozione delle sanzioni facesse partire gli investimenti, la tempistica di avvio è considerata ancora più lunga di quella ipotizzabile per le esportazioni via tubo, con realizzazione degli impianti non prima dei prossimi 10 anni e quindi solo in un orizzonte al 2030.

Inoltre l'attuale congiuntura di mercato, con la disponibilità di GNL spot prezzato quest'anno ai minimi storici (7.5 e 7 \$/MMBtu per l'Asia e Europa Mediterranea nei primi sei mesi del 2015, a fronte di una media nel 2011-2014 di circa 15 e 11 \$/MMBtu) e prezzi per le forniture di GNL long term depressi dalla discesa delle quotazioni petrolifere, non facilita il raggiungimento di accordi di fornitura di lungo periodo, necessari a far partire grossi investimenti infrastrutturali. Infine, alla luce delle prospettive per mercato lungo del GNL post-2015, nel medio-breve periodo l'Iran potrebbe considerare non opportuno nutrire ulteriormente l'offerta di GNL, già ampliata da nuova capacità di liquefazione già in costruzione. Si stima infatti che tra il 2015 e il 2020 possano entrare 136 Gmc/a aggiuntivi di offerta di GNL¹⁹, con l'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazioni negli Stati Uniti²⁰ e in Australia, già in costruzione e con gran parte delle forniture già contrattualizzate con accordi di lungo periodo²¹.

COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

(continua)

I concorrenti dell'Europa

Un altro fattore che limiterebbe l'impatto delle forniture iraniane sugli approvvigionamenti europei: anche in caso di pieno sviluppo delle potenzialità di produzione in Iran, esistono destinazioni maggiormente prioritarie per il gas proveniente dall'Iran.

Prima di tutto, c'è la domanda interna, in continua ascesa negli ultimi vent'anni: l'Iran era nel 2014 il quarto consumatore mondiale (dopo Stati Uniti, Russia e Cina, per un totale di circa 170 Gmc²²). Nonostante l'asservimento quasi totale della propria produzione e richiesta interna, l'anno scorso l'Iran era ancora importatore di gas per circa 7 Gmc, volumi che potenzialmente potrebbero essere convenientemente rimpiazzati assorbendo le prime fasi di espansione della produzione.

La domanda interna potrebbe inoltre ulteriormente aumentare, non solo per la ripresa dell'industria locale sospinta dalla rimozione delle sanzioni internazionali, ma anche per la crescita demografica in atto e per effetto di una politica energetica che ha promosso la sostituzione nel mix energetico del petrolio –la cui esportazione è più remunerativa rispetto al consumo interno– con il gas naturale²³, anche nel settore dell'autotrazione (l'Iran deteneva il 19% dei veicoli alimentati a metano esistenti nel mondo nel 2011²⁴). Inoltre una forte richiesta interna di gas è connessa alle esigenze di mantenimento della produttività dell'estrazione petrolifera, che avviene attraverso le iniezioni di gas nei giacimenti di petrolio (c.d. enhanced oil recovery). Queste ultime in particolare potrebbero limitare fortemente il potenziale di volumi di gas esportabili perché, come sollevato nel dibattito interno sul migliore utilizzo delle risorse energetiche, consentirebbero, attraverso un aumento delle esportazioni di petrolio, un maggiore beneficio economico per il paese²⁵ e una strada -meglio percorribile dal punto di vista tecnico²⁶ rispetto al commercio transfrontaliero del combustibile fossile gassoso. Le proiezioni sono per 200-220 Gmc di domanda interna già entro il 2020, che potrebbero crescere, se si assumono i tassi di crescita ipotizzati da IEA per il Medio Oriente, 270 Gmc entro il 2030²⁷.

In secondo luogo, i piani per l'esportazione prevedono una chiara priorità per i paesi di immediata vicinanza, che minimizzano le esigenze di investimenti in infrastrutture e hanno mercati con prospettive di crescita significative. Secondo le dichiarazioni di NIGEC, di proprietà dello stato le destinazioni prioritarie per il gas iraniano sarebbero Turkmenistan, Armenia, Azerbaijan, Turkey e Iraq, seguiti dagli altri paesi del Golfo Persico. Nella regione le prospettive di crescita della domanda gas sono

molto promettenti. Queste priorità sono già state rese concrete con contratti di fornitura, previsti in partenza entro la fine del decennio. I volumi previsti per l'esportazione verso l'Iraq sono circa 2 Gmc/anno a partire dal 2015, previsti poi in ascesa per raggiungere nel 2018 10 Gmc; entro il 2020 si aggiungeranno quelli verso Turchia (10 Gmc/anno) e Oman (fino a 10 Gmc). L'Iran è anche già in trattative con l'Afghanistan dal 2014. Anche l'infrastruttura per fornire questi mercati, al contrario di quella diretta verso l'Europa, è già in fase avanzata (nel caso dell'Iraq) o in parte già esistente (come per la Turchia).

Impatto marginale per l'Europa

Almeno prima del 2030 dunque si può concludere che la domanda interna e le esigenze di importazione dei paesi immediatamente confinanti (in particolare Iraq, Turchia e Oman) spiazzino le possibili esportazioni via gasdotto verso l'Europa, anche assumendo che vengano realizzati i complessi progetti infrastrutturali.

Le rotte di esportazione del gas iraniano, in analogia a quanto già accaduto con South Stream, è probabile che si fermino, almeno fino al 2030, ai paesi più vicini, dove i consumi di gas sono in netta crescita, piuttosto che portarsi avanti, sopportando alti costi di investimento, verso una destinazione con richiesta di gas recentemente stagnante.

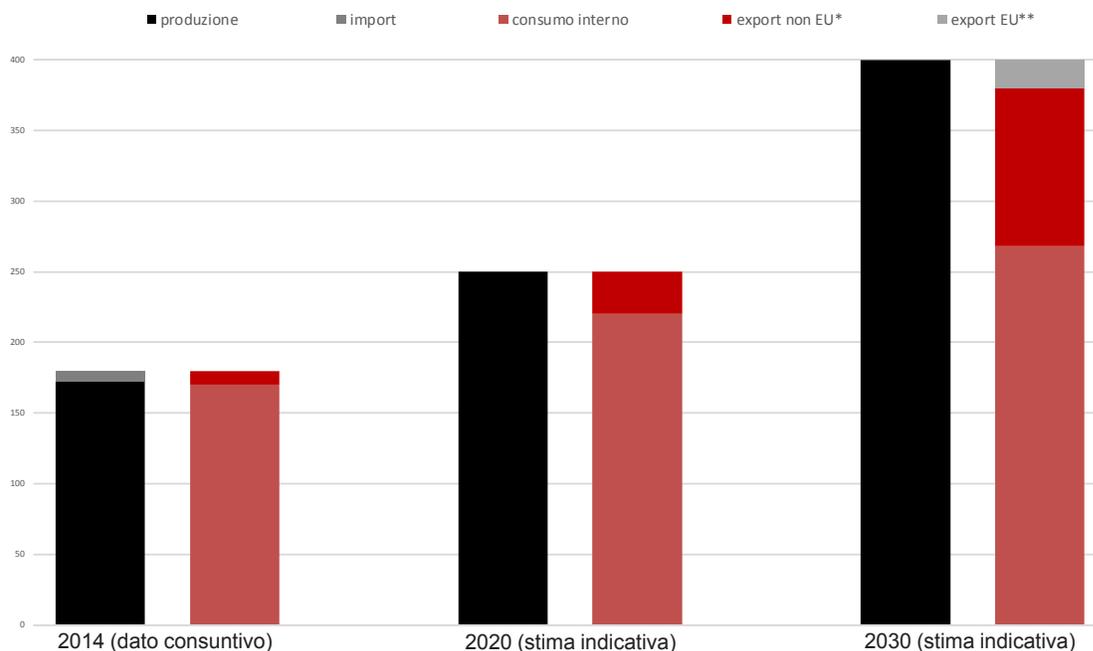
Per quanto riguarda invece il GNL, si tratta di un'opzione che molto probabilmente verrà posticipata, sia per la complessità della tecnologia che richiede una maggior partecipazione di investitori stranieri rispetto al trasporto via tubo, sia perché potrebbe essere giudicato non opportuno entrare in un mercato che, nel breve periodo, sarà molto probabilmente già saturato dall'entrata di capacità di liquefazione già in fase avanzata di realizzazione. In un contesto di risorse di investimento e accesso al credito ancora limitati, preferire l'opzione via gasdotto a quella via nave consentirebbe all'Iran di sfruttare il vantaggio competitivo della vicinanza ai mercati del Golfo Persico dove c'è grosso potenziale di richiesta di gas già dal breve periodo.

In ogni caso, le prospettive più ottimistiche si fermerebbero a un contributo agli approvvigionamenti europei nel periodo 2020-30 di 10-20 Gmc all'anno (Figura 2), trasportati esclusivamente da gasdotti, a condizione però che avvengano gli investimenti nell'rafforzamento del transito interno alla Turchia. Si tratta di meno del 5% del consumo interno dell'EU nel 2014²⁸ e solamente circa un sesto dell'export gas di gas russo verso l'EU²⁹.

COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

(continua)

Figura 2. Bilancio gas naturale in Iran: consuntivo 2014 e proiezioni al 2020 e al 2030 (Gmc)



* include volumi già contrattati con Iraq, Oman e Turchia; ** potenziale

Fonte: stime REF-E su dati OIES, IEA WEO 2015, NIGC

Sicurezza dell'offerta o sicurezza della domanda?

Il ridotto possibile contributo dell'Iran, fino al 2030, all'approvvigionamento all'Europa, vanificherebbe dunque anche il contributo alle esigenze di diversificazione del mix di importazione di gas nell'Unione, espresse più volte dalle istituzioni comunitarie soprattutto dopo la crisi russo-ucraina aperta a marzo 2014.

Tuttavia, agli occhi dei potenziali nuovi entranti nell'esportazione di gas, quando si parla di Europa il problema non è tanto la sicurezza dell'offerta, quanto la sicurezza della domanda. L'Europa, nonostante le dichiarazioni a livello istituzionale, non rappresenta commercialmente la destinazione più attraente per progetti di esportazione che implicano impegnativi finanziamenti con ritorni raggiungibili solo nel lungo periodo. È possibile che, come l'Algeria, anche l'Iran decida di non vincolarsi a un mercato con una domanda con poche prospettive di sviluppo.

La tendenza, già riscontrata nel caso della vicenda del South Stream/Turkish Stream, che potrebbe anche interessare il futuro gas di provenienza iraniana potrebbe essere lo

spostamento del punto di consegna delle forniture extra-europee lontano dai centri di consumo europei, ad esempio presso un hub del gas turco. Una strategia che potrebbe anche consentire di non sottostare alla regolazione delle reti comunitaria, che a oggi ha di fatto portato all'impossibilità di sfruttare a pieno le potenzialità del Nord Stream per effetto di una disputa sull'accesso di terzi alla capacità sul gasdotto Opal, la continuazione tedesca del gasdotto russo che attraversa il Mare del Baltico.

In un orizzonte più lontano, l'Iran potrebbe contribuire alla diversificazione alimentando i volumi disponibili di LNG spot, ma non si tratta comunque di un *game changer* poiché la liquidità del mercato del gas liquefatto verrà in primo luogo, e in un orizzonte di tempo più vicino, sostenuta da altri fornitori, con progetti di liquefazione già avviati, almeno per i volumi in eccesso a quelli richiesti dall'Asia.

Quanto costa la diversificazione

Nonostante l'affacciarsi di nuovi fornitori potenziali di gas nei prossimi anni, rispetto alla diversificazione dell'importazione verso l'Europa non va trascurato il fattore economico. Il gas

COME CAMBIA LO SCENARIO DEL GAS IN EUROPA CON LA FINE DELLE SANZIONI ALL'IRAN?

(continua)

russo, per l'Europa, rimane comunque il più conveniente e meno complesso da importare, almeno da un punto di vista commerciale, come sembra essere implicito nella decisione presa da alcune imprese energetiche europee (l'austriaca OMV, Shell e E.ON) di sostenere il progetto dell'ampliamento del Nord Stream pipeline³⁰, alternativa al corridoio ucraino, dove i contratti di transito potrebbero non essere rinnovati dopo il 2019.

Le consegne di gas russo all'Europa potrebbero battere

dunque la concorrenza delle future forniture, in termini di costo. Il gas prodotto dai nuovi giacimenti in Russia (Yamal) si stima possa garantire un ritorno già soddisfacente anche se rivenduto alla frontiera europea a circa 7 \$/MMBtu³¹, mentre le attuali opzioni di esportazione di gas iraniano in Europa potrebbero essere realizzabili solamente se i prezzi di rivendita sui mercati europei fossero superiori almeno a 7 \$/MMBtu³².

¹ La fine delle sanzioni avverrebbe da dicembre 2015.

² Fonte: BP Statistical Report 2015

³ Fonte: BP Statistical Report 2015

⁴ Per il 2015 è stato annunciato un ulteriore incremento di 100 milioni di metri cubi.

⁵ Fonte: BP Statistical Report 2015.

⁶ Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei P.7. In Qatar il giacimento è noto come North Field.

⁷ Fonte: NIGC Press Release del 23 giugno 2015 "Iran seeks to strengthen its position among largest gas producers in the world". I progetti di sfruttamento delle risorse di gas naturale includono lo sfruttamento della sezione iraniana del giacimento gigante off shore South Pars da 14 Tmc, che attualmente produce circa 100 Gmc. In aggiunta, le risorse del giacimento North Pars sono di 1.3 Tmc.

⁸ Fonte: NIGC Press Release del 14 giugno 2015 "Eight Routes for Iran Gas Supply to Europe".

⁹ 414 Gmc in 2014. Fonte: Eurogas.

¹⁰ 120 Gmc nel 2014 (Turchia esclusa). Fonte: BP Statistical Report 2015.

¹¹ Fonte: NIGC Press Release del 12 agosto 2014 "Iran ready to supply energy to Europe via Nabucco". Nabucco era stata congelata come progetto dopo la decisione del giacimento azero Shah Deniz II di scegliere il gasdotto TAP come rotta preferenziale per mandare il gas azero in Europa.

¹² Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei P.17..

¹³ Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei.

¹⁴ Le importazioni dall'Azerbaijan sono in risultato di un accordo per il quale l'Iran fornisce gas all'isolata provincia di Nakhchivan in cambio di ricevere esportazioni di gas azero nel nord del paese. Fonte: Tagliapietra(2014).

¹⁵ Fonte: Hassanzadeh, (2014), 'Iran's Natural Gas Industry in the Post-Revolutionary Period – Optimism, Scepticism and Potential', Oxford University Press.

¹⁶ Fonte: WGI 18 febbraio 2009.

¹⁷ E' previsto che TANAP abbia una capacità iniziale di 16 Gmc/anno, finalizzata a trasportare 6 Gmc/anno provenienti dal giacimento azero di Shah Deniz in Turchia e 10 Gmc/anno di gas zero per i mercati europei. Sono previste anche due fasi successive di espansione: 23 Gmc/anno nel 2024 e 31 Gmc/anno nel 2028. Fonti: BP Press Release "BP is now a shareholder in TANAP", aprile 2015 e tanap.com.

¹⁸ A giugno 2010 l'UE ha deciso per il divieto di investimento da parte di imprese dell'EU-27 nel settore energetico dell'Iran, mettendo fuori legge la fornitura di tecnologie per la liquefazione di gas naturale e per la raffineria. Fonte: WGI.

¹⁹ Stem et al., (2014), 'Reducing European Dependence on Russian Gas – distinguishing natural gas security from geopolitics' Oxford Institute For Energy Studies Working Paper NG 92.

²⁰ In particolare nel 2015 entrerà in funzione il terminale di liquefazione di Sabine Pass da 21 mt/anno e a questo si aggiungeranno altri progetti per raggiungere entro il 2018 62 mt/anno. Se a questi si aggiungessero i terminali di Corpus Christi e Golden Pass si raggiungerebbero, dal 2018, almeno altri 30 mt/anno, pari circa alla soglia che è stata citata come possibile cap agli export dagli Stati Uniti. A settembre 2014 94 Gmc/a avevano ricevuto l'approvazione per l'esportazione, tuttavia solo 40 Gmc/a hanno ricevuto una FID e di questi 23 Gmc sono attualmente in costruzione. In Australia ci sono attualmente 85 Gmc/a di nuova capacità in costruzione e con possibile entrata in operatività entro la fine del 2018.

²¹ Negli Stati Uniti le forniture dei terminali di Sabine Pass, Cameron, Free Port, Cove Point, Corpus Christi Treni 1 e 2 sono stata già state completamente assegnate.

²² Fonte: BP Statistical report 2015.

²³ Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei. P.9.

²⁴ Fonte: IANGV (2012).

²⁵ Fonte: Hassanzadeh, (2014), 'Iran's Natural Gas Industry in the Post-Revolutionary Period – Optimism, Scepticism and Potential', Oxford University Press.

²⁶ Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei. P.8.

²⁷ Stima basata su IEA World Energy Outlook 2014.

²⁸ 414 Gmc in 2014. Fonte: Eurogas.

²⁹ 120 Gmc nel 2014 (Turchia esclusa). Fonte: BP Statistical Report 2015.

³⁰ <http://www.gazprom.com/press/news/2015/june/article229578/>.

³¹ Stem et al., (2014), 'Reducing European Dependence on Russian Gas – distinguishing natural gas security from geopolitics' Oxford Institute For Energy Studies Working Paper NG 92.

³² WGI 24 giugno 2015. Si tiene conto che l'80% della produzione di gas iraniano non è associata alla produzione di petrolio (Fonte: Tagliapietra, (2014), 'Iran after the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?', Nota di Lavoro 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei).

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **“Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione” | pubblicato il 25 luglio 2015 sulla Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea L197/2015 | Download <http://eurlex.europa.eu>**

In data 24 luglio 2015 è stato approvato dai competenti organi legislativi comunitari il Regolamento n.2015/1222 recante “orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione” (nel seguito: Regolamento CACM).

Il Regolamento CACM, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Ue L/197/24 in data 25 luglio 2015, entrerà in vigore il ventesimo giorno successivo alla relativa data di pubblicazione, divenendo da tale data obbligatorio e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati Membri.

A tal proposito si ricorda che il Terzo Pacchetto energia UE (Direttiva 2009/72/CE) - disciplinante l'avvio del mercato interno europeo dell'energia elettrica - unitamente al Regolamento (EC) No. 714/2009, hanno affidato all'associazione dei Gestori di Rete Europei (ENTSO-E) il compito di predisporre, sotto il coordinamento della Commissione Europea e seguendo un percorso di condivisione con gli ulteriori stakeholders comunitari, i Codici di Rete europei per la gestione del mercato europeo dell'energia elettrica.

Nell'ambito di tali atti implementativi, il Regolamento CACM è volto a disciplinare: i) i principi comuni per l'allocazione della capacità di trasmissione alle frontiere (sia per l'orizzonte temporale di mercato Day-Ahead che per quello Intra-day); ii) le procedure tecniche di coordinamento per la risoluzione delle eventuali congestioni sulle linee di interconnessione fra gli Stati Membri; iii) le norme che ciascun Stato Membro dovrà applicare al fine di identificare ed assegnare internamente i ruoli e le funzioni operative di competenza.

Tali linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni alle frontiere, introdotte in forza dell'entrata in vigore del Regolamento CACM, definiscono tra l'altro il percorso comune per l'introduzione del meccanismo di market coupling tra tutti i 28 mercati elettrici Ue e, secondo quanto comunicato dalla Commissione, il pieno completamento di tale obiettivo permetterà ai consumatori europei di risparmiare dai 2,5 ai 4 miliardi di euro l'anno.

■ **Delibera 16 luglio 2015 359/2015/R/eel | “Disposizioni in tema di ulteriore corrispettivo per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva” | pubblicata il 20 luglio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/359-15.htm>**

Con riferimento al meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva elettrica, con il provvedimento

in oggetto - nelle more dell'effettiva entrata in esercizio della disciplina definitiva del c.d. *Capacity Payment* - il Regolatore ha aggiornato la disciplina transitoria dell'ulteriore corrispettivo di remunerazione da riconoscere per l'anno 2014. Segnatamente, con la deliberazione n. 48/04, l'Autorità ha determinato la disciplina per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, articolandola in due parti: - la prima, definita come remunerazione articolata per fasce e per grado di criticità, è corrisposta a condizione che i soggetti ammessi al regime di remunerazione abbiano effettivamente reso disponibile la capacità produttiva nei giorni di alta e media criticità individuati dal Gestore di Rete (corrispettivo CAP1); - la seconda parte, definita remunerazione integrativa ed oggetto del provvedimento de quo, è eventuale e riconosciuta a ciascun produttore, qualora i relativi ricavi del medesimo, su base annua, risultino inferiori ad un livello predeterminato (nel seguito: corrispettivo S). Detto secondo corrispettivo S ha la specifica funzione di integrare la remunerazione del corrispettivo CAP1, qualora il singolo produttore, nel breve termine, a causa di prezzi particolarmente bassi nel mercato, non sia più in grado di offrire la propria capacità produttiva nel medio-lungo termine; in tal modo, potrebbe infatti non essere più garantito, a livello sistemico, l'interesse generale al mantenimento di un adeguato livello di capacità di generazione elettrica del sistema nazionale, così come stabilito in materia dal decreto legislativo 379/03. Ciò premesso, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore ha modificato ed integrato la richiamata Deliberazione n.48/04 al fine di:

- I. definire i criteri per la determinazione del corrispettivo S per l'anno 2014;
- II. destinare al riconoscimento del corrispettivo S per l'anno 2014 un importo complessivamente equivalente a quello già destinato per il precedente anno 2013;
- III. indicare contestualmente le modalità ed i criteri relativi alla copertura economica per il riconoscimento del corrispettivo S da erogare nell'anno 2014.

■ **Comunicato del GME | “Il GME pubblica la Relazione Annuale 2014” | pubblicato il 21 luglio 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota la pubblicazione della propria Relazione Annuale per l'anno 2014. La consueta pubblicazione aziendale illustra le attività svolte dal GME nel corso dell'anno, fornendo una panoramica completa sia dei principali risultati dei mercati dell'energia, del gas e delle fonti rinnovabili, sia delle attività e dei progetti in ambito nazionale e internazionale che hanno coinvolto la società.

Tra i principali dati di sintesi elaborati, il GME rappresenta che nel 2014 si è registrato un calo della domanda del 9% nel settore dell'energia elettrica e del 27% nel gas, attestandosi la domanda complessiva rispettivamente a 309 TWh e a 645 TWh. Nonostante tali dinamiche, i mercati elettrici e del gas gestiti dal GME hanno invece registrato un consistente aumento del

Novità normative di settore

numero di operatori iscritti.

In tale contesto, i volumi scambiati sono diminuiti su tutti i principali mercati elettrici, con il Mercato del Giorno Prima (MGP) che si è portato ad un valore pari 282 TWh (-2,5% rispetto al 2013), aggiornando il quarto minimo storico consecutivo, con una liquidità media del 66%.

Relativamente al dettaglio dei dati registrati sui singoli mercati, nell'ambito del MGP, il GME informa che il Prezzo unico nazionale (PUN) è sceso al minimo storico di 52,08 €/MWh (-17,3% sul 2013), mostrando in soli due anni una flessione superiore a 20 €/MWh. In particolare nel 2014 il peso rilevante di tale ulteriore sensibile calo dei prezzi è ascrivibile anche alla compressione dei costi di generazione a gas.

Sui mercati del gas, la quasi totalità degli scambi si è concentrata sulla PB-GAS laddove sono stati rilevati interessanti risultati che ne hanno confermato l'utilità a livello di sistema, rafforzandone il ruolo di vera e propria piattaforma di scambio spot, come testimoniato dall'ulteriore espansione dei volumi scambiati al di là delle necessità di bilanciamento.

Sui mercati ambientali nel 2014 si è registrato un deciso aumento delle negoziazioni (+43%) dei titoli di efficienza energetica (TEE), mentre in lieve diminuzione, sono risultate le negoziazioni di certificati verdi (-4% circa); in crescita, infine, anche gli scambi delle garanzie d'origine (GO), pari a 44,5 TWh negoziati quasi esclusivamente su base OTC.

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

Nel settore elettrico la novità più grande è rappresentata dal completamento delle attività preparatorie al market coupling sulle frontiere italo-francese, italo-austriaca, italo-slovena avviato con successo il 24 febbraio 2015. Tale progetto, che ha coinvolto attori tecnici ed istituzionali nel corso degli ultimi sei anni, ha reso possibile l'integrazione del mercato italiano nel più ampio mercato elettrico europeo, facendo compiere al processo di integrazione dei mercati comunitari un ulteriore passo in avanti verso la costituzione del mercato unico dell'energia indicato come obiettivo finale dalla Commissione Europea. Questo passaggio rappresenta per altro solo il primo di ulteriori sviluppi, che vedranno la successiva estensione del price coupling alle frontiere italo-svizzera e italo-greca, in ambito IBWT, e più in generale a livello UE, in ambito PCR, ma soprattutto l'accoppiamento dei mercati infragiornalieri con allocazione implicita della capacità, secondo il modello in contrattazione continua delineato dalle linee guida emanate dalle Istituzioni europee competenti.

Forti cambiamenti si prevedono anche nel settore del gas naturale, nel quale il GME sta lavorando con l'AEEG-SI e Snam Rete Gas per dare attuazione alle previsioni del Regolamento (UE) n. 312/2014, sulla base del quale gli utenti e il gestore della rete di trasporto dovranno eseguire le operazioni necessarie al bilanciamento del sistema gas nell'ambito del mercato all'ingrosso del gas naturale.

In relazione al settore ambientale, nel corso del 2014 il GME ha predisposto alcune modifiche al mercato dei titoli di

efficienza energetica (MTEE), al fine di garantire, in particolare, agli operatori la facoltà di indicare "controparti non accettabili" (black list); nei primi mesi del 2015 ha poi provveduto a recepire il meccanismo del *reverse charge* introdotto dalla Legge di Stabilità del 2015.

Con riferimento alle attività connesse al monitoraggio, infine, il 2014 ha avviato le attività propedeutiche al lancio nel corso dell'anno successivo di due importanti piattaforme entrambe connesse agli adempimenti previsti dal Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT) da parte degli operatori di mercato: la Piattaforma per il Data Reporting (PDR), messa a disposizione dei propri operatori per l'adempimento degli obblighi di reporting di cui all'art. 8 del REMIT; e la Piattaforma per la pubblicazione delle Informazioni Privilegiate (PIP), attraverso la quale GME intende mettere a disposizione degli operatori uno strumento efficace per l'assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di cui all'art. 4 del REMIT.

■ **Comunicato del GME | "On line la nuova versione del Regolamento P-GO" | pubblicata il 20 luglio 2015 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org>

Facendo seguito all'approvazione da parte dell'AEEGSI delle proposte di modifica del Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (P-GO) - formulate dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5 del Regolamento medesimo – con il presente comunicato, il GME ha reso noto alla compagine dei soggetti interessati la pubblicazione della nuovo Regolamento, contenente nuove disposizioni in materia di:

- misure disciplinari adottate dal GME a seguito di violazioni da parte degli operatori delle disposizioni di cui al regolamento/disciplina;
- criteri di ammissione, esclusione e sospensione degli operatori dai mercati/piattaforme;
- previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

In considerazione della natura trasversale delle predette disposizioni nell'ambito dei Regolamenti e Discipline dei mercati/piattaforme gestite dal GME, fatte salve naturalmente le necessarie differenze connesse alla specificità di ciascun mercato, si rammenta che le suddette disposizioni regolatorie sono state oggetto di un apposito procedimento consultivo indetto dal GME con la pubblicazione del DCO 8/2014.

OIL

■ **DCO del GME 3/2015 | "Regolamenti P-LOGISTICA, P-OIL e Modello di rilevazione dati sulla capacità" | pubblicato il 29 luglio 2015 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org>

Novità normative di settore

In attuazione delle previsioni di cui all' articolo 3, comma 1, del decreto ministeriale n.16618 relativo alla costituzione della piattaforma della logistica petrolifera e all'articolo 3, comma 1, del decreto ministeriale n.18817, riguardante l'istituzione della piattaforma di scambio dei prodotti petroliferi, con il presente documento di consultazione il GME ha illustrato le proposte dallo stesso formulate relativamente al Regolamento della Piattaforma della logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA) di cui all'art. 21, comma 1, del decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 (d.lgs. 249/2012) e della Piattaforma di scambio di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione (P-OIL) di cui all'art. 22, comma 1, del d.lgs. 249/2012.

Le predette proposte di Regolamento contengono le disposizioni che disciplinano gli aspetti connessi alla partecipazione alla P-LOGISTICA e alla P-OIL da parte degli operatori nonché il meccanismo di funzionamento delle piattaforme stesse, mentre invece le disposizioni tecniche-operative e procedurali delle previsioni di cui ai Regolamenti saranno, rispettivamente, contenute nelle apposite Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) nel caso della P-OIL e nel Manuale operativo per quanto concerne la P-LOGISTICA.

In linea generale, si evidenzia che entrambe le proposte di Regolamento, nel rispondere appieno ai principi richiamati nei rispettivi decreti istitutivi, prevedono che:

- il GME eserciti le proprie funzioni secondo modalità trasparenti e non discriminatorie;
- il GME si doti di un assetto organizzativo idoneo a prevenire conflitti di interesse, anche solo potenziali, e di procedure di controllo per la verifica del rispetto del Regolamento;
- gli operatori siano tenuti a conformare i propri comportamenti agli ordinari principi di correttezza e buona fede.

Con riferimento al meccanismo di funzionamento della P-LOGISTICA - il cui modello di mercato proposto dal GME è del tipo "bulletin board" (bacheca) nell'ambito del quale gli operatori interessati ad offrire i servizi di logistica potranno presentare i propri annunci di vendita e gli operatori intenzionati ad approvvigionarsi dei predetti servizi potranno visualizzare e manifestare interesse verso uno o più annunci presenti in bacheca - la proposta di Regolamento prevede che:

- gli annunci presentati dagli operatori sulla bacheca P-LOGISTICA siano pubblicati in forma anonima (senza indicazione dell'operatore proponente) e si qualifichino quale mera manifestazione, non vincolante, di disponibilità alla vendita dei servizi di logistica petrolifera.
- gli annunci di vendita, relativi a ciascun servizio di logistica dovranno contenere almeno un set di informazioni minime (è facoltà degli operatori indicare, nell'ambito del medesimo annuncio, altre informazioni aggiuntive).

Per quanto concerne la P-OIL - il cui modello di mercato proposto dal GME prevede una modalità di negoziazione di tipo "catching" in base alla quale l'operatore può selezionare

un'offerta di vendita presente sul book di negoziazione ai fini della conclusione della relativa transazione - la proposta di Regolamento prevede che:

- le offerte di vendita siano esposte sul book di negoziazione in forma anonima (senza indicazione dell'operatore proponente) e contengano almeno un set di informazioni minime;
- gli operatori possano presentare offerte di vendita sulla P-OIL solo qualora abbiano preventivamente reso disponibili, nell'ambito della piattaforma, le condizioni contrattuali che verranno applicate alle proprie controparti a seguito dell'abbinamento delle offerte in piattaforma;
- ciascun operatore possa selezionare le offerte di vendita degli operatori con cui tale operatore è stato precedentemente abilitato a concludere transazioni;
- qualora un operatore selezioni l'offerta di vendita di un operatore dal quale sia stato precedentemente abilitato, la transazione s'intenderà conclusa e vincolante tra gli operatori contraenti (il GME non assume infatti il ruolo di controparte negoziale).

Unitamente alle predette proposte di regolamento, il GME sottopone alla consultazione dei soggetti interessati anche la proposta di Modello di rilevazione dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali, la cui approvazione verrà disposta dal Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'art. 21, comma 3, del d.lgs. 249/2012, col medesimo decreto di approvazione della disciplina di funzionamento della P-LOGISTICA.

Nel corso del periodo di consultazione, che terminerà il 30 settembre p.v., gli operatori interessati potranno testare, attraverso le prove in bianco, la funzionalità della P-LOGISTICA che sarà illustrata nel corso di un incontro, indirizzato agli operatori stessi, che il GME organizzerà a Roma il 14 settembre p.v. alle ore 9.30, presso la Sala Anfiteatro dell'Auditorium Via Veneto, Via Veneto 89 Roma. Tali prove in bianco saranno svolte a partire da martedì 15 settembre p.v. fino a giovedì 30 settembre p.v., dalle ore 10.00 alle 15.00. La piattaforma per lo svolgimento delle prove sarà raggiungibile al seguente indirizzo: <https://provelogistica.ipex.it> a partire dal 15 settembre.

GAS

■ **DCO dell'AEEGSI 378/2015/R/GAS** | "Regime di incentivazione del Responsabile del bilanciamento" | **pubblicato il 23 luglio 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/378-15.jsp>

Facendo seguito a quanto proposto nel precedente documento di consultazione 187/2015/R/GAS in materia di bilanciamento del gas naturale, con il documento in oggetto l'AEEGSI ha formulato ulteriori proposte relativamente all'adozione di un sistema di incentivazione che induca il Responsabile del Bilanciamento (RdB) ad intraprendere azioni di bilanciamento

Novità normative di settore

efficienti che consentano la minimizzazione anche dei costi a carico degli utenti.

Più in dettaglio, il sistema di incentivazione proposto è volto essenzialmente al conseguimento dei seguenti obiettivi:

- il miglioramento della qualità delle informazioni messe a disposizione dal RdB nei confronti degli utenti di modo che questi ultimi possano conoscere in modo accurato la propria posizione e quella della rete e, di conseguenza, adottare tempestivamente le decisioni di intervento sul mercato;
- la promozione di comportamenti efficienti da parte del RdB nell'attività di approvvigionamento di gas sul mercato, la quale in ogni caso deve assumere un ruolo residuale rispetto all'attività di bilanciamento svolta dai singoli utenti, nel rispetto di previsto dal Regolamento, minimizzando l'impatto sui prezzi di sbilanciamento.

Con riferimento al primo obiettivo, l'Autorità ritiene preferibile adottare una soluzione semplificata che consiste nell'incentivare il RdB limitatamente alle previsioni dei prelievi dell'intera rete, rimandando ad una fase successiva un eventuale incentivo sulle previsioni relative ai singoli utenti. Oltre all'accuratezza dei dati, l'AEEGSI considera quale ulteriore indice della qualità dell'informazione resa dal RdB agli utenti anche la puntualità della pubblicazione delle predette informazioni. Relativamente a tale aspetto, al fine di evitare il rischio di definire penalità ingiustificate (troppo alte o troppo basse), l'AEEGSI propone di rinviare l'applicazione di questo incentivo a valle di un periodo di monitoraggio durante il quale possa essere valutato l'effettivo impatto di tale elemento sulle scelte di bilanciamento degli utenti.

Per quanto concerne il secondo obiettivo, al fine d'incentivare il RdB a ottimizzare le proprie decisioni d'intervento sia sul piano temporale che quantitativo, l'incentivo previsto individua, quale misura dell'efficienza, lo scostamento fra il prezzo di

sbilanciamento (al netto dello small adjustment) e il prezzo medio di mercato. Per effetto di questo incentivo il RdB tenderà ad agire con anticipo e per piccole quantità in modo da assicurarsi che eventuali acquisti e vendite siano in linea coi prezzi (ancora liquidi) di mercato e a fornire tutte le informazioni agli utenti per minimizzare gli interventi. Inoltre nell'ottica di adozione graduale del sistema di incentivi, l'Autorità ritiene in una prima fase di privilegiare un sistema semplice in cui è oggetto di misurazione la sola performance "economica" del RdB, tralasciando l'impatto che fattori di natura tecnica, quali ad esempio il linepack possano avere sull'entità e sui prezzi dello sbilanciamento.

Ulteriori aspetti che qualificano il meccanismo di incentivazione proposto dall'AEEGSI riguardano:

- l'utilizzo ai fini del finanziamento del meccanismo del fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
- la definizione di un cap e di un floor agli incentivi pari a ± 20 milioni di euro (in un anno);
- l'introduzione progressiva e graduale del sistema d'incentivazione il quale, con riferimento alla messa a disposizione delle informazioni sulla rete e delle misure giornaliere, potrebbe entrare in vigore anche prima dalla piena operatività del nuovo regime di bilanciamento. Inoltre per quanto il meccanismo d'incentivazione proposto dall'AEEGSI debba avere una durata pluriennale (2- 3 anni), per ragioni di cautela, si propone di procedere ad una revisione complessiva dello stesso a valle del primo anno di applicazione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità eventuali osservazioni e proposte entro e non oltre il 14 settembre 2015.

Gli appuntamenti

23-25 agosto

International Conference on Renewable Energy and Development - ICRED 2015

Bangkok, Thailandia
Organizzatore: SAISE
<http://www.icred.org/>

30-31 agosto

2nd International Conference and Exhibition on Solar Energy

Tehran, Iran
Organizzatore: The University of Tehran
<http://icese.ut.ac.ir>

10-11 settembre

6th Annual Europe Electricity Ancillary Services and Balancing Forum

Berlino, Germania
Organizzatore: Marcus Evans
<http://bit.ly/19RGDSA>

14-15 settembre

Global Procurement and Supply Chain Management for the Oil and Gas Industry

Londra, Regno Unito
Organizzatore: Marcus Evans

14-15 settembre

2nd Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCET 2015 2nd)

Milano, ITALIA
Organizzatore: CBEES
<http://www.jocet.org/jcct/2nd/>

15-16 settembre

International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE 2015)

Singapore
Organizzatore: IACSIT
<http://www.icpre.org/>

16-19 settembre

IISES - 19th International Academic Conference in Florence

Firenze, Italia
Organizzato da IISES
<http://www.iises.net/current-conferences/academic/19th-international-academic-conference-florence>

22-24 settembre

SGTech Europe 2015 - Smart Grid Technical Forum

Amsterdam, Olanda
Organizzatore: Phoenix Forums
<http://www.sgtech-europe.com>

28-29 settembre

15° Italian Energy Summit - 2015

Milano, Italia
Organizzatore: Il Sole 24 Ore
www.ilsole24ore.com

29 settembre

Infrastructure Asset Management 2015

Londra, Regno Unito
Organizzatore: Market Force
<http://bit.do/6VpW>

1-3 ottobre

International Energy Raw Materials and Energy Summit

Istanbul, Turchia
Organizzatore: Turkish Mining Development Foundation
<http://www.inerma.com>

2-3 ottobre

International Electrical and Electronic Engineering and Technologies Conference

Istanbul, Turchia
Organizzatore: DAKAM
<http://www.electrotechconference.org/>

12-13 ottobre

Annual Gas to Liquids

Londra, Regno Unito
Organizzatore: SMi Group Ltd
<http://atnd.it/25686-1>

13-14 ottobre

Middle East Nuclear Power Briefing 2015

Abu Dhabi, Emirati Arabi Uniti
Organizzatore: IPFA
<http://www.stratcoms.com/MidEastNuclearPowerBriefing/>

14 ottobre

Verona Efficiency Summit

Verona, Italia
Organizzatore: Veronafiore
<http://www.smartenergyexpo.net/it/verona-efficiency-summit-2015>

14-16 ottobre

Greenbuild Euromed

Verona, Italia
Organizzatore: Veronafiore e GBC Italia
www.greebuildeuromed.com

14-16 ottobre

Smart Energy Expo

Verona, Italia

Organizzatore: Veronafiore

www.smartenergyexpo.net

15-17 ottobre

17th EBES Conference

Venezia, Italia

Organizzatore: EBES

[https://www.ebesweb.org/Conferences/17th-EBES-](https://www.ebesweb.org/Conferences/17th-EBES-Conference-Venice.aspx)

[Conference-Venice.aspx](https://www.ebesweb.org/Conferences/17th-EBES-Conference-Venice.aspx)

20 ottobre

The Energy Customer

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Market Forse

<http://bit.do/6VqL>

21-22 ottobre

Argus Biofuels and Feedstocks

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Argus Media

<http://atnd.it/30151-0>

26-27 ottobre

Shale Gas Environmental Summit

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group Ltd

<http://atnd.it/25740-1>

29-31 ottobre

International Conference on Renewable Energy and Conversation

Bucarest, Romania

Organizzatore: IACT

<http://www.icrec.org/>



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.