

APPROFONDIMENTI

LA LUNGA STRADA VERSO UN'EUROPA PIÙ SICURA

Claudia Checchi, Andrea Coletta, Roberta d'Alessandro - REF - E

Le crisi energetiche degli anni 2006 e 2009 hanno spinto la Commissione Europea a varare una serie di regole (Regolamento UE n. 994/2010) atte a prevenire e mitigare i rischi di carenza di gas causata da perturbazioni derivanti da forniture o da picchi anomali di domanda. Ad oggi l'Unione Europea rimane fortemente esposta a interruzioni delle forniture, e in particolare a quelle connesse alle tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina o nel Nord Africa. Alla luce del calo della produzione europea (vedasi ad esempio le attese di contrazione della produzione di Groningen, il principale giacimento del Nord Europa), la dipendenza europea dalle importazioni dai paesi citati si accresce infatti sempre di più.

Il Regolamento Europeo n. 994/2010, primo pacchetto di misure indirizzato alla prevenzione e alla mitigazione di possibili crisi di forniture di gas, ha introdotto l'obbligo per ciascuno Stato Membro di stesura di tre documenti, redatti a livello nazionale: la valutazione di risk-assessment, obbligatoria a livello nazionale ma non pubblica, sulla base della quale devono essere definiti il piano d'azione preventivo e il piano di emergenza. I suddetti piani definiscono le misure preventive o da attuare per gestire una situazione di crisi secondo tre livelli di allerta (pre-allarme, allarme ed emergenza). Insieme alla stesura di questi documenti, la Commissione Europea ha tentato di armonizzare anche alcuni concetti quali la definizione del livello di emergenza, dei consumatori protetti, del supply standard e la definizione di regioni. Il livello di pre-allarme scatta in presenza

di informazioni concrete su un possibile evento che possa intaccare l'approvvigionamento. Nel momento in cui si verifica un'interruzione reale dei flussi di gas o vi è una domanda di gas tale da non essere sostenibile, scatta il livello di allarme. In queste circostanze il ricorso a meccanismi di mercato è sufficiente per fronteggiare l'emergenza. Solo nel caso in cui il mercato non riesca a far rientrare la crisi si attiva il livello di emergenza, circostanza in cui possono essere utilizzati meccanismi non di mercato per garantire l'approvvigionamento di gas ai clienti protetti.

La fascia protetta definita attualmente dalla Commissione Europea comprende i consumatori residenziali connessi alla rete di distribuzione gas, i servizi sociali essenziali (ospedali e servizi di sicurezza) e gli impianti di teleriscaldamento. Ciascuno Stato, discrezionalmente nei propri piani nazionali, può includere nella fascia protetta le piccole e medie imprese che però non rappresentino più del 20% del consumo annuo di gas.

Secondo le linee comunitarie la tutela dei consumatori protetti da parte degli operatori del mercato deve essere garantita anche nel sistema (supply standard), in presenza di tre condizioni anomale: temperature estreme in un periodo di picco di 7 giorni, con probabilità statistica di una volta su venti anni, un periodo di almeno 30 giorni di domanda di gas eccezionalmente alta, con probabilità statistica di una volta su venti anni ed infine per un periodo di almeno 30 giorni di interruzione della principale infrastruttura di trasporto di gas in un periodo invernale.

continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MAGGIO 2017

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 15
 Mercati per l'ambiente
 pag 19

APPROFONDIMENTI

La lunga strada verso un'Europa più sicura
 di *Claudia Checchi, Andrea Coletta, Roberta d'Alessandro - REF - E*

NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio gli scambi di energia elettrica nel Mercato del giorno prima (MGP), riflesso di una domanda elettrica ancora stagnante, registrano una lieve crescita su base annua (+0,4%) trainata dagli scambi nella borsa elettrica (+3,0%). Pertanto la liquidità del mercato, in lieve calo su aprile, continua a viaggiare su livelli elevati al 73,8% (quasi 2 punti percentuali in più rispetto ad un anno fa). Stabili le vendite delle unità di produzione nazionali tra le quali frenano ancora le fonti rinnovabili (-5,8%). Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), pari a 43,06 €/MWh, resta allineato sui livelli

di marzo e aprile 2017, mentre il confronto su base annua evidenzia ancora un consistente rialzo (+23,8%). Il prezzo di vendita della zona Nord (41,51 €/MWh) per il secondo mese di fila risulta il più basso, mentre quello della Sicilia (56,36 €/MWh) amplia ulteriormente lo spread con le altre zone. Le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) scendono ai minimi degli ultimi sei anni, mentre nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Giugno 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 48,25 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in rialzo di soli 20 cent. €/MWh (+0,5%) su aprile, ma per l'ottavo mese consecutivo in aumento su base annua (+8,28 €/MWh; +23,8%), si porta a 43,06 €/MWh. Anche l'analisi per gruppi di ore rivela sensibili rialzi tendenziali sia nelle ore di picco (+10,28 €/MWh;

+28,1%) che nelle ore fuori picco (+7,18 €/MWh; +21,2%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 46,78 e 41,02 €/MWh. Il rapporto picco/baseload sale pertanto a 1,09 (+0,04) e la forbice prezzo orario massimo-minimo si allarga di quasi 4 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

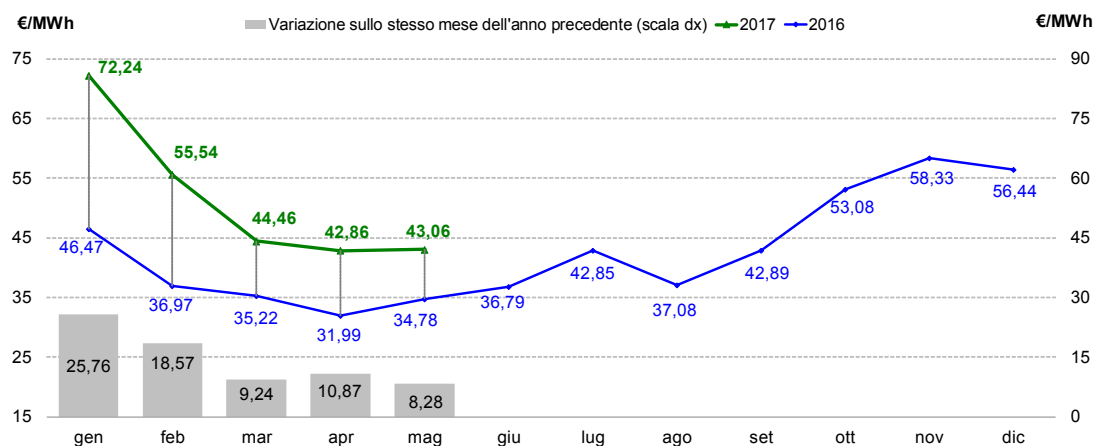
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	43,06	34,78	+8,28	+23,8%	23.093	+3,0%	31.298	+0,4%	73,8%	71,9%
<i>Picco</i>	46,78	36,51	+10,28	+28,1%	28.111	+4,8%	37.886	+1,7%	74,2%	72,0%
<i>Fuori picco</i>	41,02	33,83	+7,18	+21,2%	20.332	+1,7%	27.674	-0,6%	73,5%	71,8%
<i>Minimo orario</i>	10,28	11,73			14.255		19.507		67,3%	61,6%
<i>Massimo orario</i>	72,88	70,49			30.490		41.090		82,7%	79,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

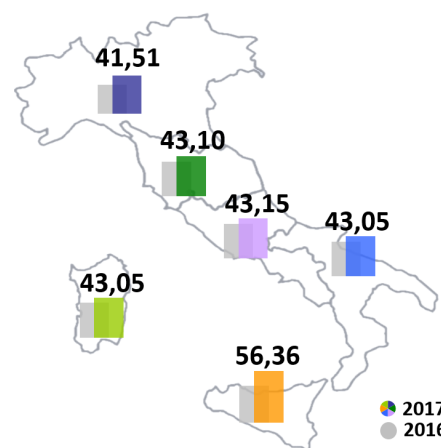
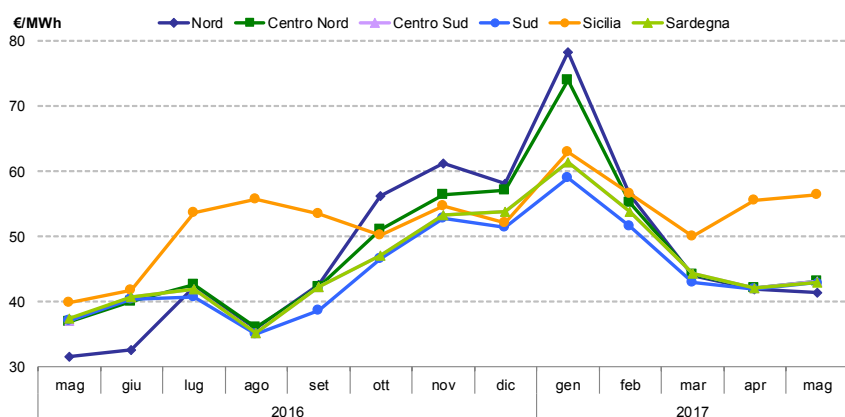


I prezzi di vendita, in corrispondenza di un calo tendenziale delle vendite delle unità a fonte rinnovabile, specificatamente da fonte idraulica ed eolica, registrano sensibili rialzi rispetto a maggio 2016 compresi tra il 15 ed il 41%. Come un anno fa il

Nord, con 41,51 €/MWh, segna il prezzo più basso e la Sicilia, con 56,36 €/MWh, quello più alto. Nelle altre zone continentali ed in Sardegna il prezzo di vendita si attesta poco sopra i 43 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in leggero rialzo su base annua (+0,4%), si portano a 23,3 milioni di MWh. Più consistente l'aumento degli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,2 milioni di MWh (+3,0%), mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati

su MGP, al quinto calo consecutivo, ripiegano a 6,1 milioni di MWh (-6,5%), in ripresa tuttavia dai minimi dei due mesi precedenti (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, seppur in calo di 1,2 punti percentuali su aprile, ne guadagna 1,9 su base annua attestandosi a 73,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.180.855	+3,0%	73,8%
Operatori	10.150.913	+2,9%	43,6%
GSE	3.698.562	-1,4%	15,9%
Zone estere	3.331.380	+8,8%	14,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.104.736	-6,5%	26,2%
Zone estere	292.922	-37,8%	1,3%
Zone nazionali	5.811.814	-4,0%	25,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.285.591	+0,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.403.089	-6,6%	
OFFERTA TOTALE	39.688.680	-2,6%	

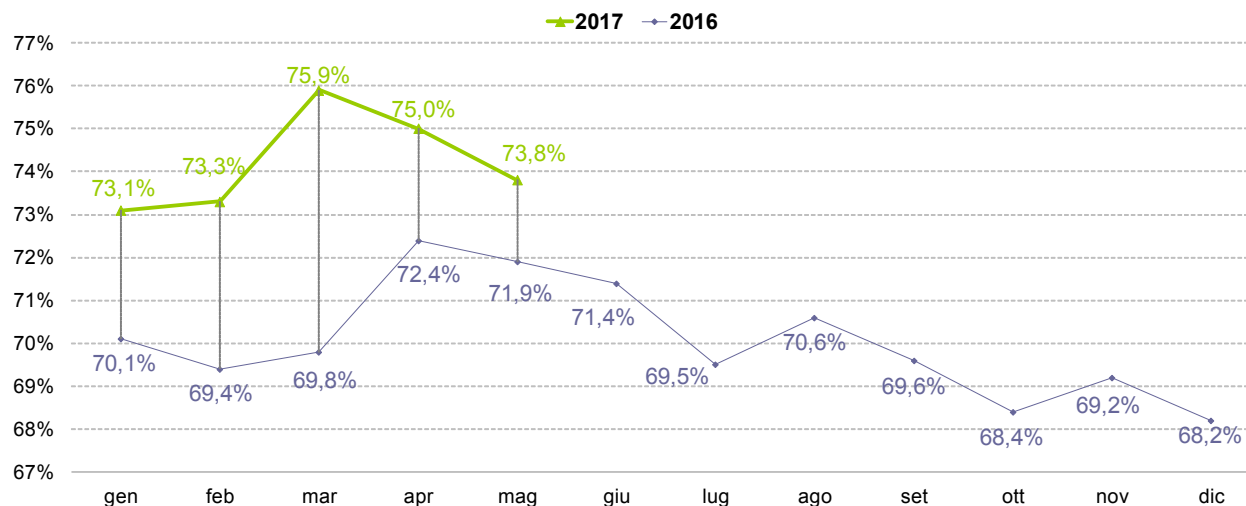
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.180.855	+3,0%	73,8%
Acquirente Unico	3.944.367	+35,1%	16,9%
Altri operatori	9.006.475	+2,0%	38,7%
Pompaggi	23.529	+183,1%	0,1%
Zone estere	416.243	+14,4%	1,8%
Saldo programmi PCE	3.790.241	-16,8%	16,3%
PCE (incluso MTE)	6.104.736	-6,5%	26,2%
Zone estere	6.840	-25,2%	0,0%
Zone nazionali AU	102.432	-93,1%	0,4%
Zone nazionali altri operatori	9.785.705	+2,1%	42,0%
Saldo programmi PCE	-3.790.241	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.285.591	+0,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	304.719	-77,1%	
DOMANDA TOTALE	23.590.310	-3,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pressoché invariati su base annua, si attestano a 22,9 milioni di MWh (+0,1%) scontando, a livello zonale, l'aumento registrato principalmente al Nord (+5,7%) ed il calo delle zone centro-meridionali, in particolare del Sud (-23,5%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 423 mila MWh registrano un aumento del 13,4% (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, in ripresa dal minimo storico del mese precedente (+4,7%), si confermano sui livelli di un anno fa a quota 19,7 milioni di MWh (-0,1%). In aumento le vendite al Nord ed in Sardegna (rispettivamente +7,9% e +37,1%); in calo nelle restanti zone, in evidenza la Sicilia con -45,6%. Tornano a crescere le importazioni di energia dall'estero che, con +2,6% su base annua, salgono a 3,6 milioni di MWh (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	19.922.327	26.777	-1,9%	10.459.403	14.058	+7,9%	12.549.190	16.867	+5,7%
Centro Nord	2.467.575	3.317	+1,8%	1.535.595	2.064	-9,0%	2.676.412	3.597	+1,7%
Centro Sud	3.909.652	5.255	-15,4%	2.551.777	3.430	-8,9%	3.779.183	5.080	-2,8%
Sud	5.572.938	7.491	+4,9%	3.391.360	4.558	-1,7%	1.815.811	2.441	-23,5%
Sicilia	2.464.235	3.312	-15,9%	704.672	947	-45,6%	1.322.284	1.777	+1,7%
Sardegna	1.700.429	2.286	+6,1%	1.018.482	1.369	+37,1%	719.628	967	-5,7%
Totale nazionale	36.037.156	48.437	-3,1%	19.661.289	26.426	-0,1%	22.862.508	30.729	+0,1%
Estero	3.651.524	4.908	+2,3%	3.624.302	4.871	+2,6%	423.083	569	+13,4%
Sistema Italia	39.688.680	53.345	-2,6%	23.285.591	31.298	+0,4%	23.285.591	31.298	+0,4%

A maggio le vendite da impianti a fonte rinnovabile, pari a 8,4 milioni di MWh, registrano un nuovo calo su base annua (-5,8%) che ha riguardato in particolare la fonte idraulica (-8,9%) e quella eolica (-34,9%); crescono, invece, le vendite da impianti solari (+11,5%). Si confermano in crescita rispetto a maggio 2016 le vendite da impianti a fonte tradizionale (+6,5%), ancora sostenute dagli impianti

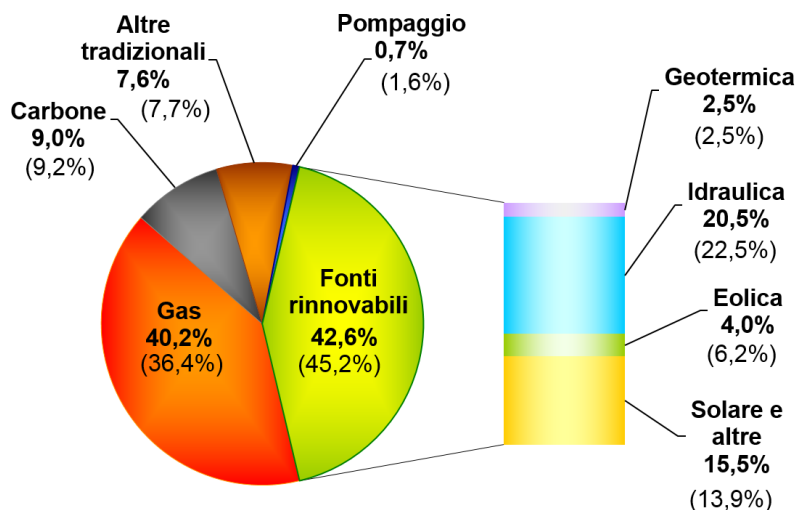
a gas naturale (+10,2%) che tuttavia si attestano sul livello più basso da luglio dello scorso anno; meno mosse le vendite degli altri impianti termici (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite delle fonti rinnovabili scende al 42,6% (-2,6 punti percentuali) ma, per la prima volta dopo otto mesi, supera la quota delle vendite da impianti a gas salita al 40,2% (+3,8 p.p.) (Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

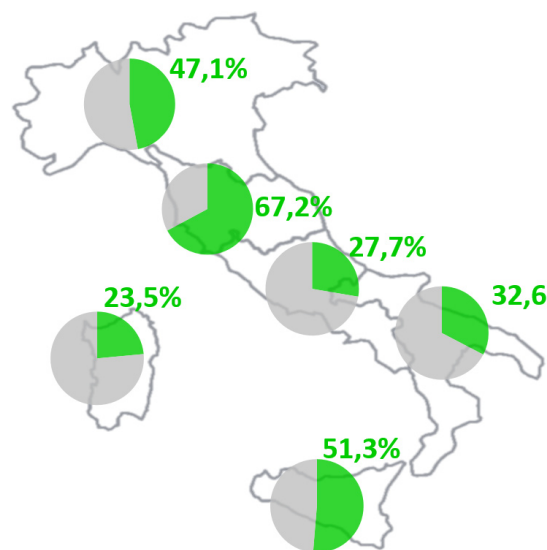
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.277	+22,1%	678	-18,0%	2.469	-4,5%	3.071	+1,0%	461	-56,8%	1.047	+70,2%	15.002	+6,5%
Gas	6.232	+53,5%	624	-14,6%	742	-2,9%	2.211	-11,4%	378	-62,5%	424	-26,4%	10.611	+10,2%
Carbone	321	-59,8%	-	-	1.509	-7,1%	-	-	-	-	542	+1842671,9%	2.372	-2,1%
Altre	724	-34,2%	54	-43,8%	217	+11,6%	860	+58,0%	83	+43,0%	81	+108,4%	2.018	-0,6%
Fonti rinnovabili	6.617	-1,0%	1.386	-3,8%	949	-17,9%	1.488	-7,0%	486	-28,1%	322	-16,0%	11.248	-5,8%
Idraulica	4.204	-5,7%	316	-22,6%	359	-26,9%	378	-4,3%	111	-25,9%	54	+1,6%	5.422	-8,9%
Geotermica	-	-	658	-2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	658	-2,1%
Eolica	3	-63,0%	12	-29,3%	162	-44,5%	564	-22,4%	181	-50,0%	140	-37,8%	1.062	-34,9%
Solare e altre	2.410	+8,7%	401	+16,1%	428	+14,8%	545	+14,2%	195	+18,1%	128	+21,5%	4.106	+11,5%
Pompaggio	164	-58,3%	-	-	12	-46,7%	-	-	0,65	-	-	-	177	-57,5%
Totale	14.058	+7,9%	2.064	-9,0%	3.430	-8,9%	4.558	-1,7%	947	-45,6%	1.369	+37,1%	26.426	-0,1%

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

A maggio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.558 MWh, di cui 2.034 MWh sul confine francese (80% circa del totale), 220 MWh su quello austriaco e 304 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona prevalentemente in import sulla frontiera austriaca e francese (ambidue nel 98,3% delle ore), mentre su quella slovena in circa la metà delle ore (48,7%) si osserva un flusso in export, pari a 346 MWh medi orari

(Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce di circa il 2% su tutte le frontiere. Il market coupling alloca quasi tutta la capacità disponibile sulla frontiera austriaca, oltre il 92% sulla frontiera francese ed il 31,5% su quella slovena. Le allocazioni con aste esplicite, presenti nella sola frontiera francese, si riducono drasticamente. Nella frontiera slovena più dei due terzi della capacità disponibile resta inutilizzata (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.143 (1.996)	2.058 (1.802)	98,3% (96,9%)	84,5% (75,4%)	1.002 (1.239)	668 (390)	1,7% (1,5%)	0,7% (-)
Italia - Austria	222 (198)	223 (193)	98,3% (92,6%)	97,7% (92,1%)	89 (121)	97 (105)	0,9% (3,0%)	0,9% (2,6%)
Italia - Slovenia	430 (447)	272 (371)	49,7% (92,3%)	21,1% (55,1%)	631 (631)	346 (152)	48,7% (6,0%)	9,3% (-)

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

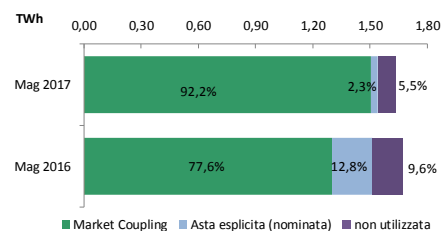
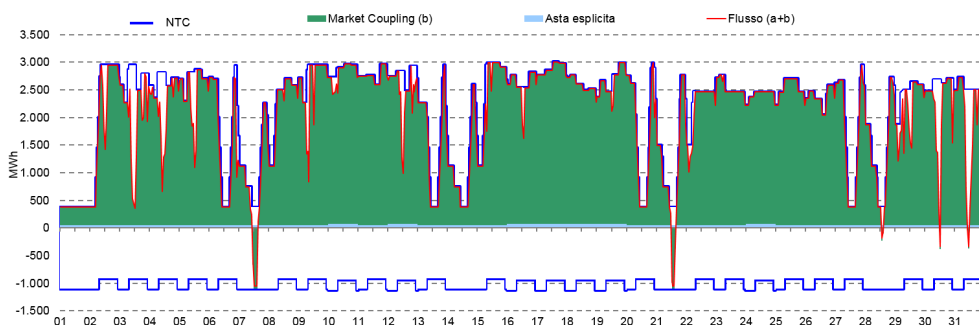


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

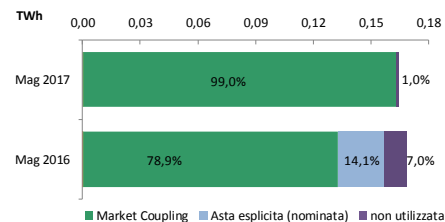
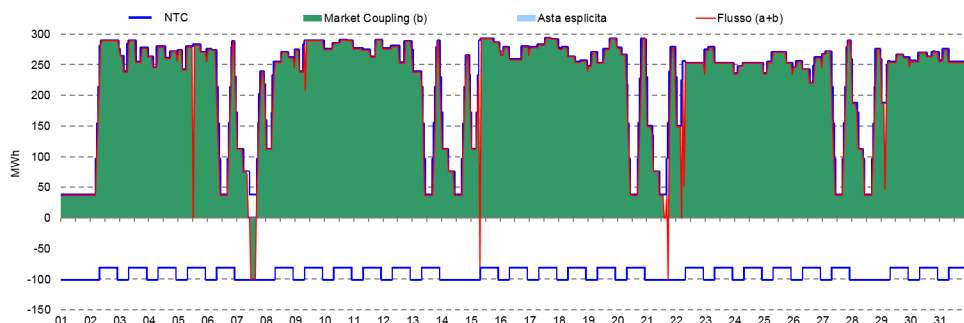
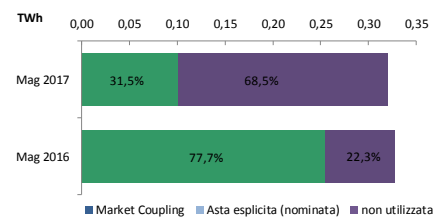
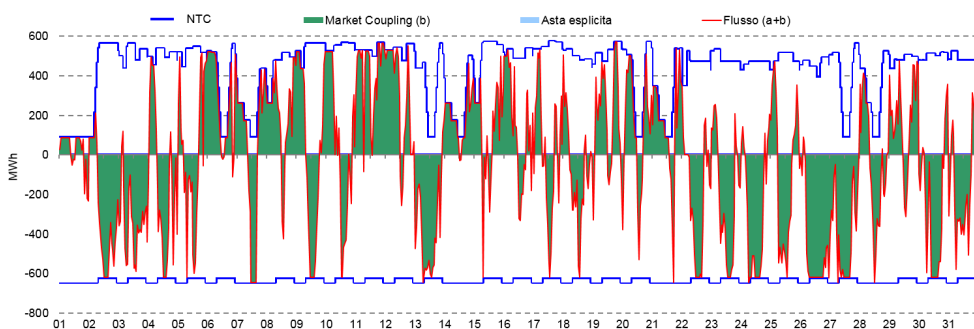


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero (MI) variano tra i 43,16 €/MWh di MI2 e 51,30 €/MWh di MI7. Tutte le sessioni registrano deboli variazioni congiunturali ad eccezione di MI7 dove il prezzo diminuisce del 4,6%. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile un confronto omogeneo su base annua, mostrano entrambe un rialzo del prezzo rispettivamente del 23,6% e 20,6%. Il confronto con il

PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi inferiori su MI4 (-2,4%) ed MI5 (-3,0%) e pressoché allineati nelle altre sessioni (Figura 1 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero si confermano ai minimi da settembre 2016, attestandosi a 1,9 milioni di MWh, con un calo del 24,7% su base annua (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	43,06	+23,8%	23.285.591	31.298	+0,4%
MI1 (1-24 h)	43,72 (+1,5%)	+23,6%	1.019.351	1.370	-20,7%
MI2 (1-24 h)	43,16 (+0,2%)	+20,6%	424.614	571	-34,3%
MI3 (5-24 h)	44,56 (+1,1%)	-	172.069	278	-
MI4 (9-24 h)	44,13 (-2,4%)	-	58.723	118	-
MI5 (13-24 h)	43,78 (-3,0%)	-	73.108	197	-
MI6 (17-24 h)	48,32 (-0,3%)	-	129.031	520	-
MI7 (21-24 h)	51,30 (+0,9%)	-	26.251	212	-

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

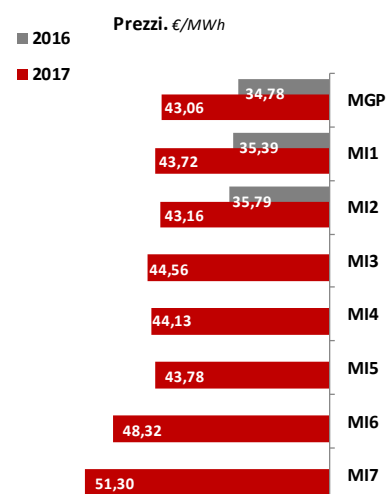
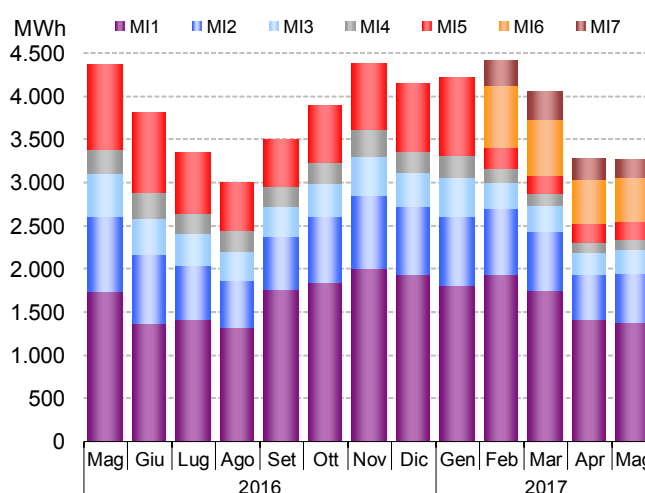
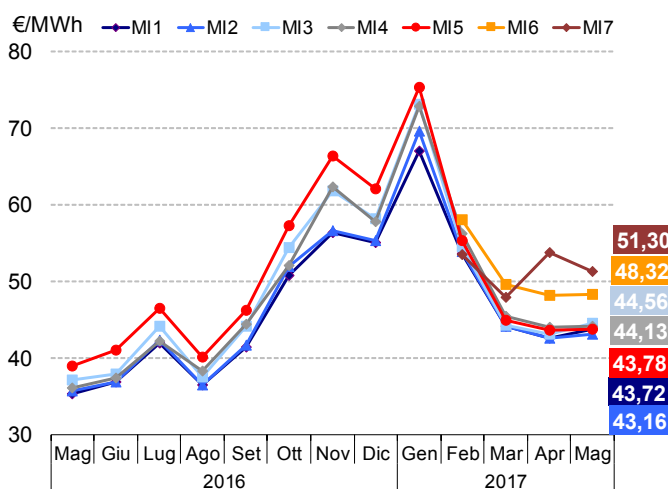


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



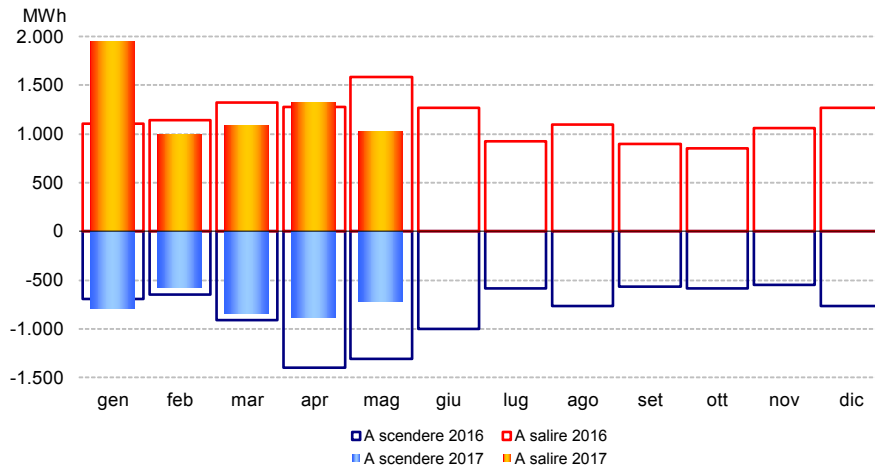
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A maggio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in flessione del 35,7% su base annua, si portano a quota 761 mila MWh. In

netto calo anche le vendite di Terna sul mercato a scendere che si attestano a 540 mila MWh (-44,6%) (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

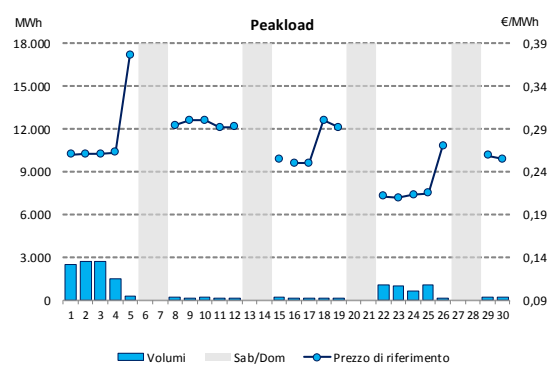
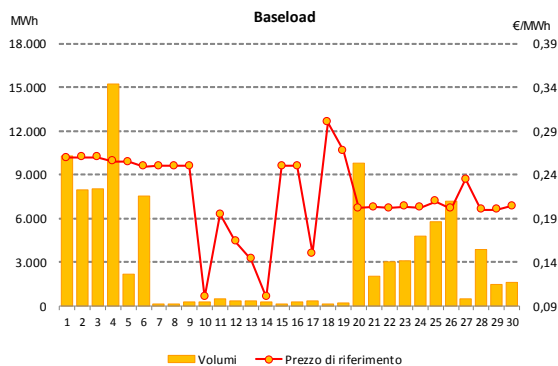
A maggio nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 169 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 115 con profilo baseload e 54 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, nei 31 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,22 €/MWh, mentre quello dei prodotti con

profilo peakload, nei 23 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,27 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, in drastico calo sul mese precedente, scendono a 115 mila MWh, di cui 100 mila MWh riferiti a prodotti con profilo baseload e solo 15.588 MWh a prodotti con profilo peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	115	31/31	0,22	0,10	0,49	99.720	3.217
Peakload	54	23/23	0,27	0,20	0,49	15.588	678
Totale	169					115.308	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 11 negoziazioni tutte per prodotti baseload per complessivi 118.080 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 633 mila MWh, in aumento del 2,0% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili a maggio sono risultati stabili o in aumento ad eccezione del prodotto Anno 2018 in ribasso del 2,4% (per

entrambi i profili) rispetto alla quotazione di fine aprile (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Giugno 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 48,25 €/MWh sul baseload e 53,41 €/MWh sul peakload, ambedue in rialzo del 5,0% rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 130 e 19 MW, per complessivi 99 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2017	48,25	+5,0%	6	18	-	18	-	130	93.600
Luglio 2017	55,12	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2017	46,15	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2017	48,14	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	49,82	+5,0%	-	-	-	-	-	86	189.888
IV Trimestre 2017	48,90	+0,5%	-	-	-	-	-	82	181.138
I Trimestre 2018	48,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	39,20	+2,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	43,15	-2,4%	5	12	-	12	300,0%	29	254.040
Totale			11	30	-	30			625.066

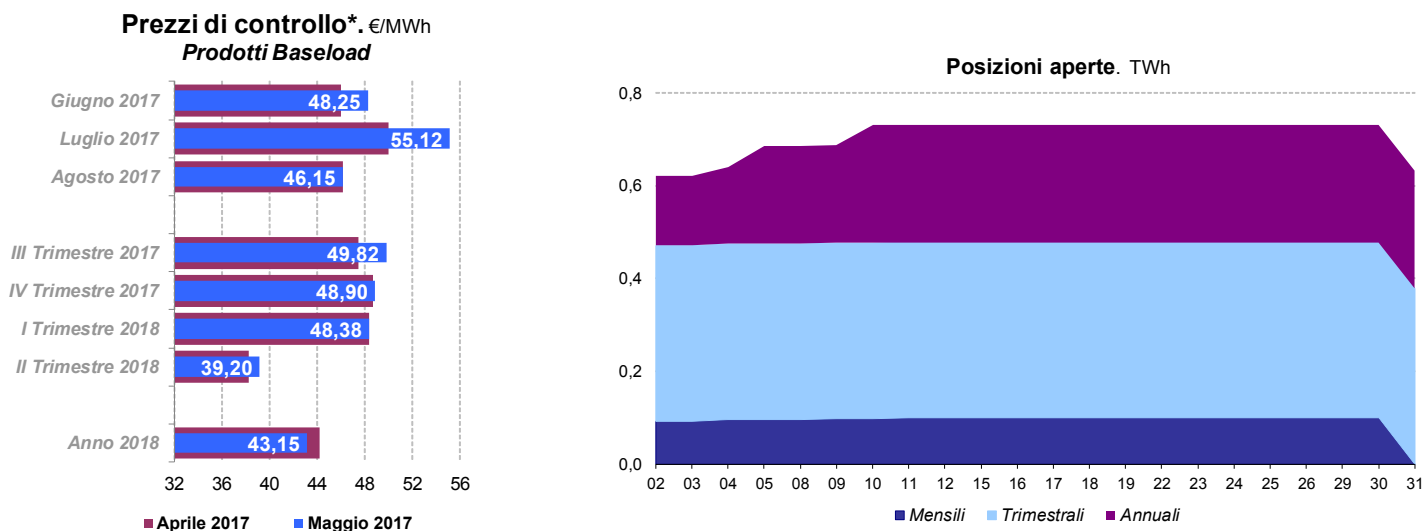
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2017	53,41	+5,0%	-	-	-	-	-	19	5.016
Luglio 2017	63,37	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2017	48,85	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2017	55,97	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	55,84	+5,0%	-	-	-	-	-	5	3.900
IV Trimestre 2017	58,52	+0,5%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	56,67	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	42,15	+2,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	48,77	-2,4%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			7.800
TOTALE			11	30	-	30			632.866

* 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 maggio 2017, pari a 24,1 milioni di MWh, con una flessione tendenziale del 15,0%, scendono ai minimi da luglio 2011. In forte calo sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 99 mila MWh (-73,8%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 23,9 milioni di MWh (-14,6%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), pari a 115 mila MWh, rappresentano appena lo 0,5% del totale registrato (Tabella 8).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE scende a 13,0 milioni di MWh (-4,9%) e conferma il

valore più basso da settembre 2009. Ancora in calo anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che cede 0,22 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,85 (minimo da gennaio 2015) (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,1 milioni di MWh, segnano un nuovo calo su base annua (-6,5%), così come i relativi sbilanciamenti a programma che scendono a 6,9 milioni di MWh (-3,5%). Si riducono su base annua, ormai ininterrottamente da gennaio 2015, anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,9 milioni di MWh (-10,7%) mentre i relativi sbilanciamenti a programma segnano un nuovo robusto rialzo tendenziale salendo a 3,1 milioni di MWh (+19,5%).

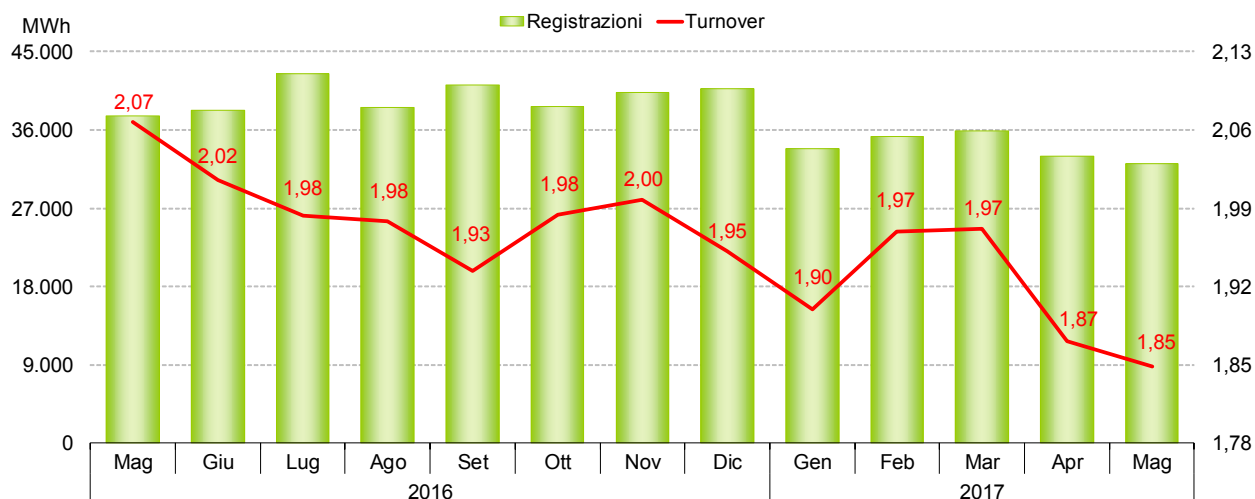
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	6.468.224	- 9,5%	26,8%	Richiesti	8.318.739	-4,8%	100,0%	10.180.667	-8,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	112.524	- 82,0%	0,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.802.779	-7,6%	45,7%	13.200	+8332,0%	0,1%
<i>Peak</i>	59.040	- 90,2%	0,2%	Rifiutati	2.214.003	-0,1%	26,6%	285.691	+6047542,0%	2,8%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.211.311	+0,5%	26,6%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.639.788	- 20,7%	27,6%							
Totale Non standard	17.239.662	- 12,0%	71,6%	Registrati	6.104.736	-6,5%	73,4%	9.894.977	-10,7%	97,2%
PCE bilaterali	23.879.451	- 14,6%	99,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.591.467	-16,9%	19,1%	13.200	+8331,9%	0,1%
MTE	99.072	- 73,8%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	6.930.293	-3,5%		3.140.052	+19,5%	
MPEG	115.308	-	0,5%	Saldo programmi	-	-		3.790.241	-16,8%	
TOTALE PCE	24.093.831	- 15,0%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.035.028	- 4,9%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas naturale in Italia con un nuovo importante aumento su base annua (+8,0%) raggiungono il livello più alto degli ultimi sei anni relativamente al mese di maggio. A trainare la crescita soprattutto i consumi del settore termoelettrico (+10,8%), ma aumentano anche quelli del settore industriale (+5,9%) e civile (+6,3%). Sul lato offerta si registra un nuovo aumento delle importazioni di gas naturale (+6,7%), che ha riguardato tutti i punti in entrata ad eccezione solo

di Mazara (-27,9%), mentre torna in calo tendenziale la produzione nazionale (-11,1%). Aumentano lievemente le iniezioni nei sistemi di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese in rialzo del 13,8%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 6,9% della domanda complessiva di gas naturale (3,2 milioni di MWh), di cui oltre la metà nel Mercato Infragiornaliero (59,4%) ad un prezzo medio di 18,40 €/MWh, leggermente più alto della quotazione al PSV (18,19 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di maggio i consumi di gas naturale in Italia, dopo la battuta di arresto di marzo, registrano, per il secondo mese consecutivo, una sensibile crescita tendenziale e si portano a 4.453 milioni di mc (+8,0%).

Il rialzo è stato sostenuto principalmente dai consumi del settore termoelettrico che, in corrispondenza di una flessione della produzione rinnovabile, guadagnano il 10,8% su base annua portandosi a 1.689 milioni di mc. Buona anche la performance dei consumi del settore civile, che raggiungono il massimo dell'ultimo decennio per il mese di maggio pari a 1.436 milioni di mc (+6,3%), e di quelli del settore industriale saliti a 1.178 milioni di mc (+5,9%). Ancora in aumento anche le esportazioni pari a 149 milioni di mc (+11,0%).

Sul lato offerta le importazioni di gas naturale sono cresciute del 6,7% portandosi a 6.225 milioni di mc, ai massimi dallo scorso febbraio, mentre torna a ridursi la produzione nazionale (366

milioni di mc; -11,0%) in corrispondenza anche del nuovo fermo degli impianti di estrazione in Val d'Agri.

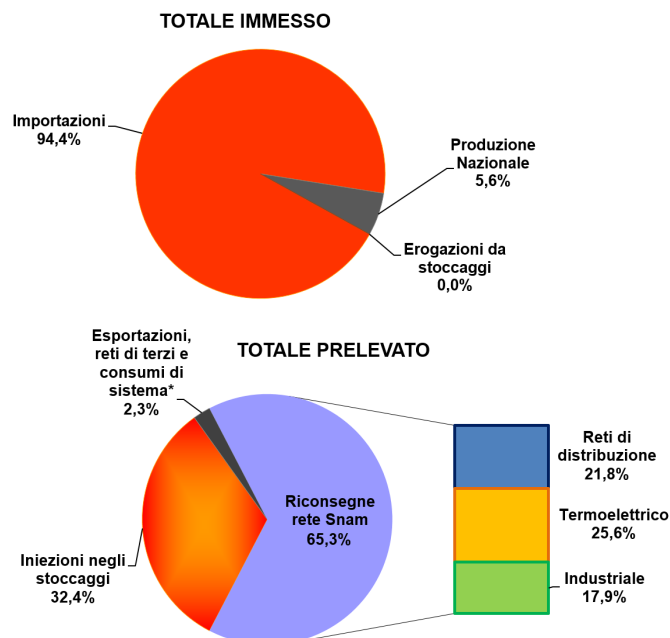
Tra i punti di entrata si confermano in decisa flessione le importazioni di gas dall'Algeria a Mazara (1.291 mln mc; -27,9%), sebbene rappresentino ancora la seconda fonte di approvvigionamento dopo Tarvisio che segna, invece, un incremento (+6,3%) portandosi a 2.939 mln mc. In sensibile crescita anche le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (706 mln mc; +46,2%) e dalla Libia a Gela (433 mln mc; +44,6%). Per quanto riguarda, infine, i terminali GNL aumentano le importazioni da Cavarzere (642 mln di mc; +42,4%), ma soprattutto quelle da Panigaglia e Livorno che, impegnati nel servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, salgono rispettivamente a 83 e 130 mln di mc. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.138 mln di mc in aumento dello 0,8% rispetto allo scorso anno.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.225	65,9	+6,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.291	13,7	-27,9%
Tarvisio	2.939	31,1	+6,3%
Passo Gries	706	7,5	+46,2%
Gela	433	4,6	+44,6%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	83	0,9	+93,5%
Cavarzere (GNL)	642	6,8	+42,7%
Livorno (GNL)	130	1,4	-
Produzione Nazionale	366	3,9	-11,1%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.591	69,8	+5,6%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.304	45,6	+7,9%
Industriale	1.178	12,5	+5,9%
Termoelettrico	1.689	17,9	+10,8%
Reti di distribuzione	1.436	15,2	+6,3%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	149	1,6	+11,0%
TOTALE CONSUMATO	4.453	47,1	+8,0%
Iniezioni negli stoccaggi	2.138	23	+0,8%
TOTALE PRELEVATO	6.591	69,8	+5,6%

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



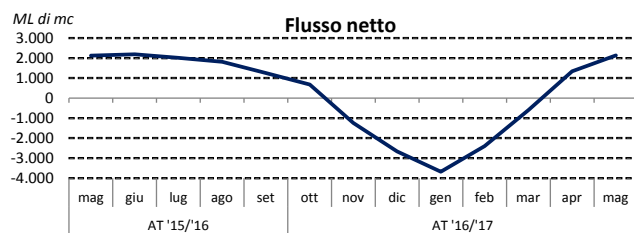
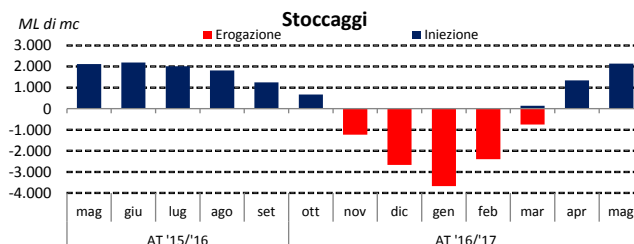
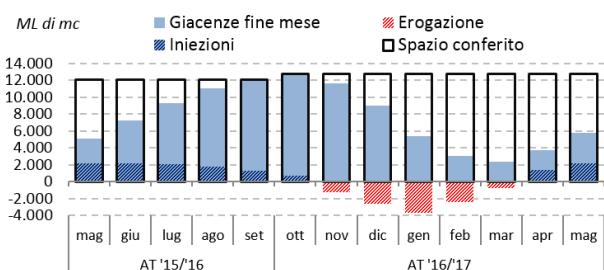
Nell'ultimo giorno del mese di maggio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.817 milioni di mc, in aumento del 13,8% rispetto al 31 maggio del

2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 45,5%, anch'esso in rialzo rispetto ad un anno fa (+3,1 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2017)	5.817	+13,8%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.138	+0,8%
Flusso netto	2.138	+0,8%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	45,5%	+3,1 p.p.



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in aumento di soli 9 cent. €/MWh su aprile, segna il

sesto rialzo tendenziale consecutivo (+3,14 €/MWh; +20,8%) e si porta a 18,19 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

A maggio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,2 milioni di MWh, pari al 6,9% della domanda complessiva di gas naturale (9,5% a maggio 2016), tutti nel nuovo Mercato a pronti del Gas (MP-GAS). Oltre la metà dei volumi è stato scambiato nel Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) con 1,9 milioni di MWh (solo

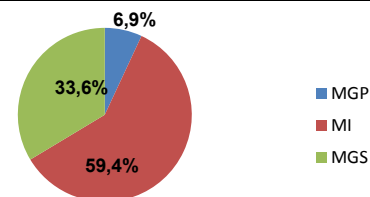
5.040 MWh a maggio 2016) seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) con 1,1 milioni di MWh; più modesti i volumi di Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 225 mila MWh. I prezzi sono oscillati tra 18,12 €/MWh di MGP-gas e 18,40 €/MWh di MI-gas, pressoché in linea con la quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS: prezzi e volumi*

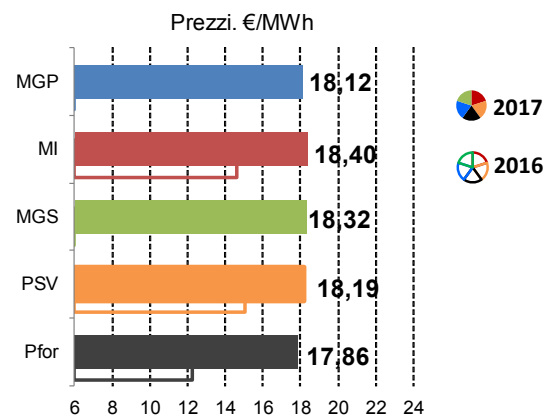
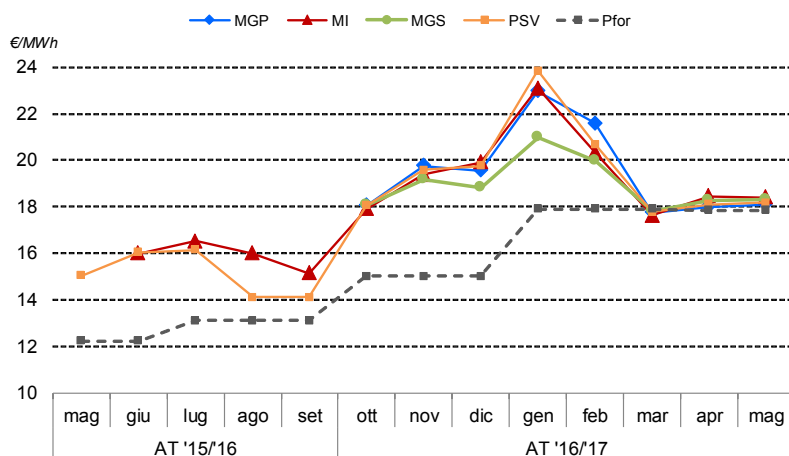
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	18,12	(-)	17,65	225.493	(-)
MI	18,40	(14,62)	17,50	1.931.626	(5.040)
MGS	18,32	(-)	17,91	1.092.639	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



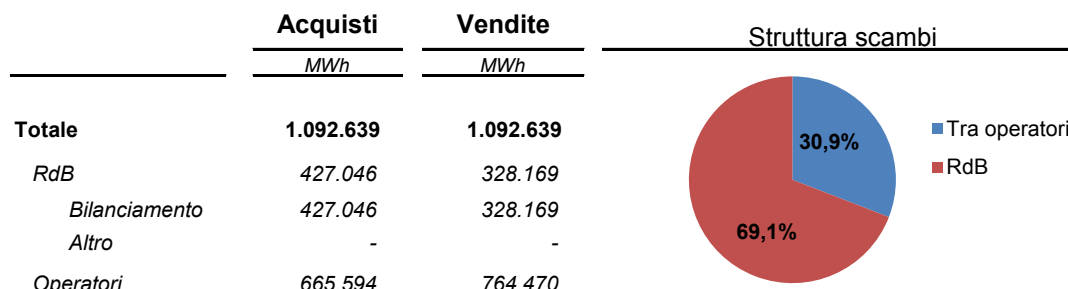
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MGS è un mercato ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

Nel MGS i volumi scambiati tra operatori (337 mila MWh) hanno rappresentato il 30,9% del totale scambiato, mentre l'attività di

SRG, tutta finalizzata al bilanciamento, è stata pari a 427 mila MWh sul lato acquisti e 328 mila MWh sul lato vendite.

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME



A maggio nel Mercato a Termine del Gas naturale (MT-Gas) non si registrano negoziazioni; la posizione aperta a fine mese, pari a 696 MWh, segna una decisa flessione rispetto ad aprile (-51,7%). Il prodotto M-2017-06 chiude il periodo di

trading con un prezzo di controllo pari a 18,320 €/MWh, stabile su base mensile, e una posizione aperta di 720 MWh. Per lo più invariati i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziabili a maggio.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-05	-	-	18,056	-27,8%	-	-	-	-	-	-	24,000	48,000
BoM-2017-06	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	24,000	696,000
M-2017-06	-	-	18,320	0,0%	-	-	-	-	-	-	24,000	720,000
M-2017-07	-	-	18,150	-2,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-08	-	-	18,000	0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-09	-	-	18,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-03	-	-	18,130	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-04	-	-	18,520	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	-	-	18,880	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	-	-	17,870	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2017/2018	-	-	18,700	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	18,120	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	19,500	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											24,000	696,000

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A maggio i prezzi del greggio e degli altri combustibili tornano in calo congiunturale, mostrando segnali ribassisti anche nella contrattazione a termine. Modeste variazioni, invece, si osservano sui principali hub europei del gas naturale con la quotazione al PSV che sale a 18,19 €/MWh e allarga il

differenziale con quella al TTF a 2,5 €/MWh. Le dinamiche del costo della materia prima sembrano produrre effetti diversificati sia sui prezzi spot dell'energia elettrica, che mostrano andamenti congiunturali discordanti sebbene ovunque in crescita tendenziale, sia sulle prospettive nel medio termine.

Amaggio il prezzo del greggio si conferma in rialzo su base annua (+7%), sebbene meno consistente rispetto ai mesi precedenti, mentre torna a segnare un ribasso congiunturale portandosi a 50 \$/bbl (-5%), minimo da dicembre 2016. Medesimi sviluppi per le quotazioni del gasolio (446 \$/MT), anch'esse ai minimi degli ultimi sei mesi, e dell'olio combustibile (280 \$/MT) entrambe in aumento sui valori di un anno fa, ma in flessione sul mese precedente. Dinamiche ribassiste rispetto ad aprile anche per i prezzi a termine con una curva pressoché piatta all'allontanarsi della data di scadenza.

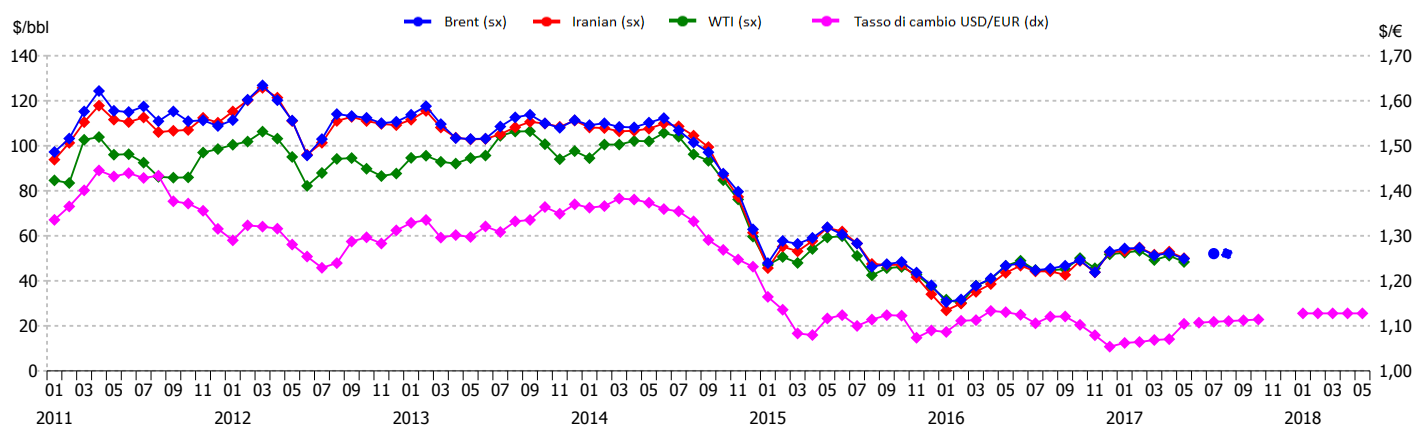
Torna in calo congiunturale anche il prezzo a pronti del carbone a quota 74 \$/MT (-3%) confermandosi ancora su livelli decisamente più alti rispetto a quelli raggiunti un anno fa (+56%). Prospettive al ribasso emergono anche dalle quotazioni a termine che si attestano su livelli di poco inferiori al prezzo a pronti, mentre scendono a 66 \$/MT per il prodotto annuale 2018.

Gli andamenti sia congiunturali che tendenziali risultano, inoltre, acuiti nella conversione delle quotazioni in euro, in corrispondenza di un tasso di cambio in aumento sul mese precedente, ma in calo su base annua (1,10 \$/€; +3%; -2%).

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

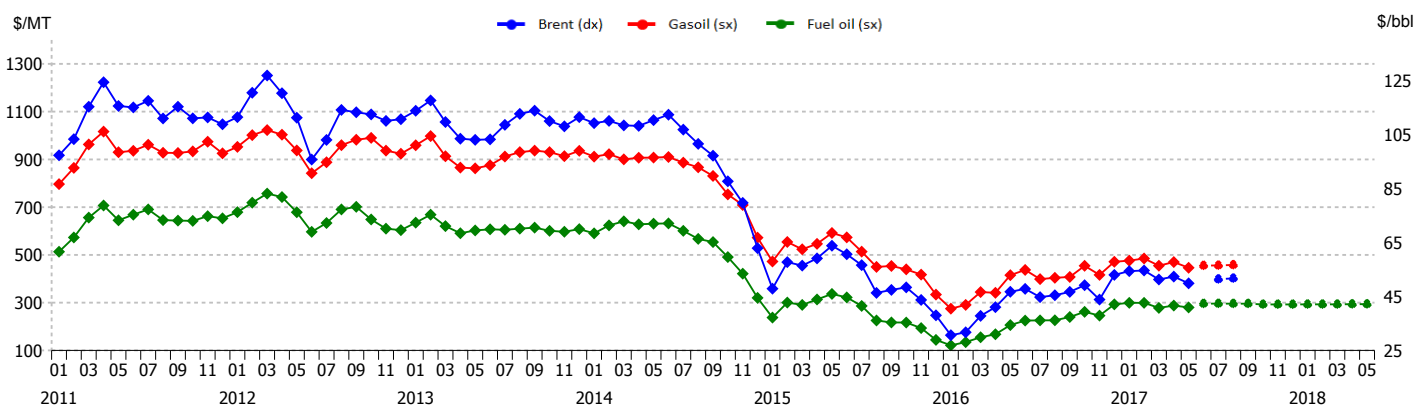
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mag 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 17	Var M-1 (%)	Lug 17	Var M-1 (%)	Ago 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	49,85	- 5 %	+ 7 %	-	-	-	51,39	- 5 %	51,69	-	-	-
	€/bbl	45,12	- 8 %	+ 9 %	-	-	-	46,34	-	46,54	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	280,25	- 3 %	+ 36 %	293,78	295,60	- 2 %	296,11	- 2 %	295,82	-	292,59	- 2 %
	€/MT	253,69	- 6 %	+ 39 %	-	266,99	-	267,01	-	266,33	-	259,43	-
GASOLIO	\$/MT	446,36	- 5 %	+ 7 %	454,00	455,32	- 6 %	456,15	- 6 %	458,10	-	-	-
	€/MT	404,07	- 8 %	+ 10 %	-	411,25	-	411,33	-	412,44	-	-	-
CARBONE	\$/MT	73,78	- 3 %	+ 56 %	74,63	74,19	+ 0 %	73,46	- 0 %	73,27	-	65,60	- 1 %
	€/MT	66,79	- 6 %	+ 59 %	-	67,01	-	66,24	-	65,97	-	58,16	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,10	+ 3 %	- 2 %	-	1,11	+ 3 %	1,11	+ 3 %	1,11	-	1,13	+ 3 %

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



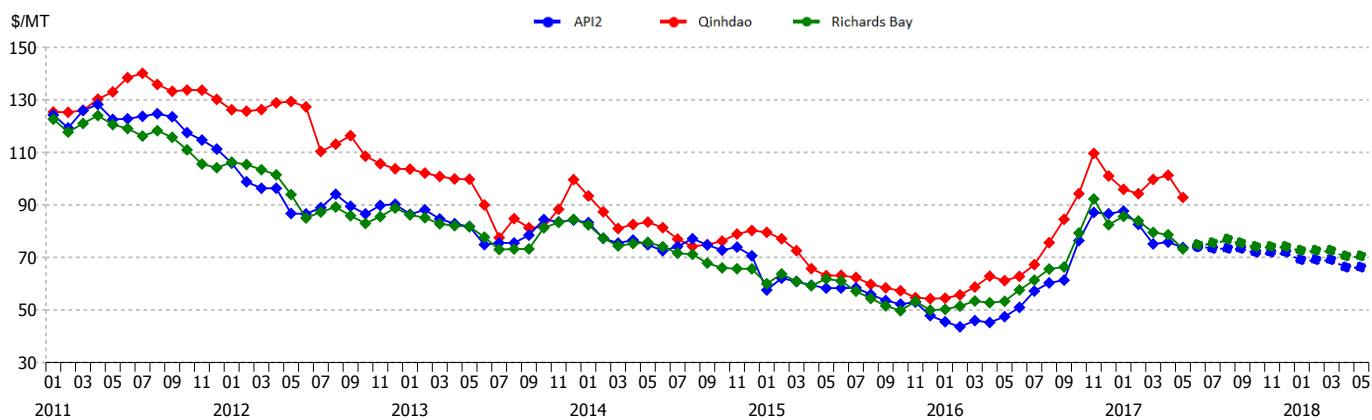
Fonte: Thomson-Reuters

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

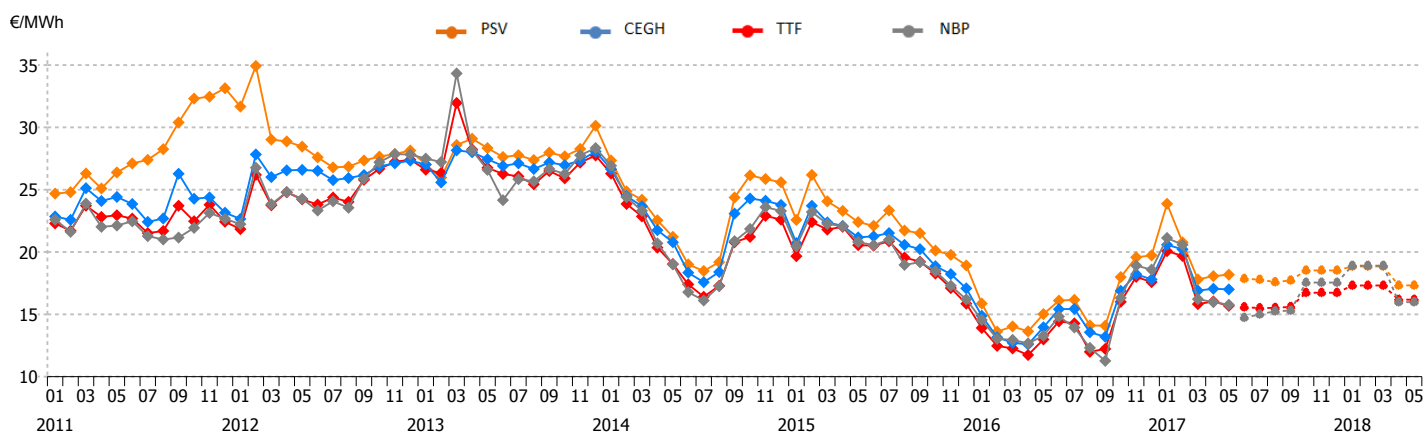
Le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas mostrano lievi variazioni rispetto ai livelli dei due mesi precedenti; l’NBP registra la quotazione più bassa (15,77 €/MWh), mentre quella più alta è segnata al PSV (18,19 €/MWh) che, unica in lieve rincaro congiunturale, allarga il differenziale con il valore al TTF olandese (15,69 €/MWh;

-2%) portandolo ai massimi degli ultimi diciassette mesi (2,5 €/MWh) se si esclude il picco dello scorso gennaio. Le quotazioni si confermano ovunque in robusto rialzo tendenziale. Le aspettative di medio termine lanciano segnali ribassisti con quotazioni quasi tutte sotto la soglia dei 18 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 17	Var M-1 (%)	Lug 17	Var M-1 (%)	Ago 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	18,19	+ 1 %	+ 21 %	18,33	17,86	- 0 %	17,78	- 0 %	17,59	-	18,08	- 2 %
TTF	NL	15,69	- 2 %	+ 21 %	16,25	15,58	- 2 %	15,50	- 3 %	15,52	-	16,43	- 2 %
CEGH	AT	17,00	- 0 %	+ 22 %	17,25	16,80	+ 1 %	-	-	-	-	-	- 100 %
NBP	UK	15,77	- 1 %	+ 19 %	16,34	14,74	- 3 %	15,00	- 4 %	15,25	-	17,10	-



L’andamento al ribasso delle quotazioni dei combustibili fossili e la stabilità di quelle del gas hanno indotto dinamiche differenziate nelle diverse borse elettriche europee. In calo congiunturale i prezzi del mercato elettrico francese e scandinavo (-2/-3%) che scendono ambedue ai minimi dallo scorso autunno, rispettivamente 34,23 €/MWh e 28,46 €/MWh. In netta crescita le quotazioni della borsa tedesca e austriaca, entrambe intorno ai 31 €/MWh (+6/+9%); in rialzo anche il prezzo spagnolo che, con un balzo dell’8%, supera di

oltre 4 €/MWh quello italiano che si presenta stabile sui livelli dei due mesi precedenti (43,06 €/MWh; +0,5%). Pressoché in linea sul valore di aprile anche la quotazione della borsa svizzera. Tutte le borse si mostrano, invece, in netta ripresa tendenziale (+23/+83%). Le quotazioni a termine presentano chiari segnali rialzisti per il mercato italiano, collocandosi su livelli mediamente più alti degli attuali livelli spot, mentre le altre borse evidenziano una certa stabilità su livelli mediamente più bassi.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mag 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 17	Var M-1 (%)	Lug 17	Var M-1 (%)	Ago 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	43,06	+ 0 %	+ 24 %	-	47,19	+ 8 %	50,45	+ 4 %	46,15	-	43,34	+ 1 %
FRANCIA	34,23	- 2 %	+ 41 %	33,41	33,51	+ 0 %	34,99	+ 2 %	31,63	-	-	-
GERMANIA	30,46	+ 6 %	+ 35 %	31,43	31,08	- 1 %	32,37	+ 0 %	30,83	-	29,64	-
AREA SCANDINAVA	28,46	- 3 %	+ 23 %	27,60	24,15	-	21,97	-	23,63	-	23,37	-
SPAGNA	47,11	+ 8 %	+ 83 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	31,66	+ 9 %	+ 38 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	33,85	+ 1 %	+ 43 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

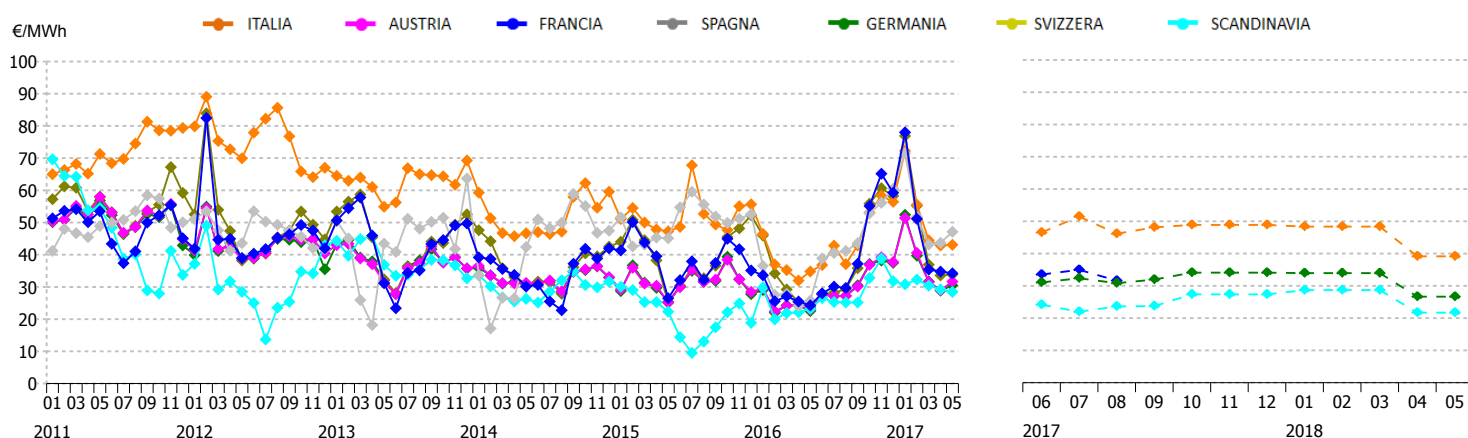
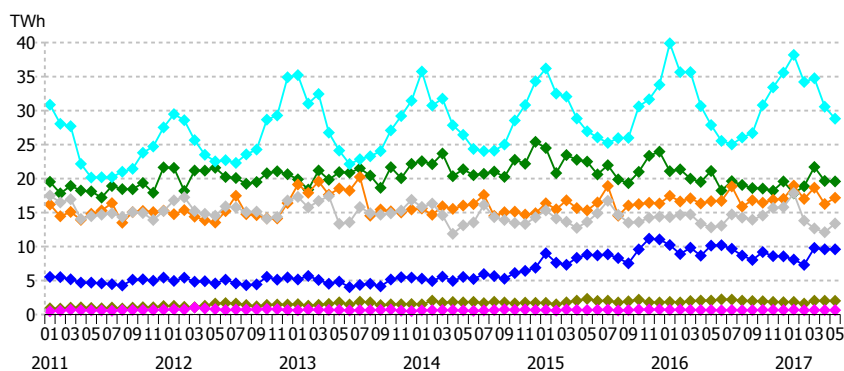


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mag 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	17,2	+ 2 %	+ 3 %
FRANCIA	9,6	- 3 %	- 5 %
GERMANIA	19,6	- 4 %	- 7 %
AREA SCANDINAVA	28,8	- 9 %	+ 3 %
SPAGNA	13,4	+ 7 %	+ 4 %
AUSTRIA	0,7	- 4 %	- 2 %
SVIZZERA	2,0	- 4 %	- 3 %



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, Epex si conferma la piattaforma più liquida (31,2 TWh) sebbene ancora in discesa rispetto al mese precedente (-4%).

In calo congiunturale anche i volumi scambiati sulla borsa scandinava (28,8 TWh; -9%) ai minimi dallo scorso ottobre,

e quelli transitati sulla borsa austriaca (0,7 TWh; -4%); in controtendenza i volumi scambiati sulle borse elettriche italiana e spagnola, pari rispettivamente a 17,2 TWh e 13,4 TWh (+2/+7%). Il confronto tendenziale evidenzia la crescita dei mercati italiano, spagnolo e scandinavo (+3/4%); in calo tutti gli altri (-2/-7%).

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2017, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 792.713 TEE, in aumento rispetto ai 476.627 TEE scambiati a aprile.

Dei 792.713 TEE sono stati scambiati 208.979 TEE di Tipo I e 421.187 TEE di Tipo II, 111.341 TEE di Tipo II-CAR e 51.206 TEE di Tipo III.

Nel mese di maggio, al termine della scadenza dell'obbligo per i distributori della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica, si registra, sul mercato, un andamento non omogeneo dei prezzi medi rispetto al mese precedente. Risultano in diminuzione, infatti, i prezzi medi dei TEE di Tipo I scambiati a 221,73 €/tep (222,18 €/tep ad aprile) ed i TEE di Tipo II valorizzati ad una media pari a 219,00 €/tep (221,63 €/tep lo scorso mese).

In aumento, invece, i TEE di Tipo II-CAR che sono stati

quotati ad un prezzo medio pari a 219,60 €/tep (215,97 €/tep ad aprile) mentre la media dei TEE di Tipo III ha raggiunto quota 226,05 €/tep (220,75 €/tep, il mese scorso).

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari a 0,20 % per i TEE di Tipo I e di 1,19 % per i TEE di Tipo II, mentre, l'aumento pari al 1,68 % è stato registrato per i TEE di Tipo II-CAR e per i TEE di Tipo III (2,40 %). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.607.304 TEE (994.622 TEE di Tipo I, 1.759.442 TEE di Tipo II, 327.443 TEE di Tipo II CAR, 525.502 TEE di Tipo III e 295 TEE di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 47.573.173 TEE.

Di seguito la tabella riassuntiva, mensile e annuale relativa al mercato TEE.

TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	208.979	46.335.888,30	200,00	248,00	221,73
<i>Tipo II</i>	421.187	92.238.196,55	202,00	240,90	219,00
<i>Tipo II-CAR</i>	111.341	24.450.045,90	203,00	239,00	219,60
<i>Tipo III</i>	51.206	11.574.996,44	203,00	235,00	226,05
Totale	792.713	174.599.127,19	200,00	248,00	220,26

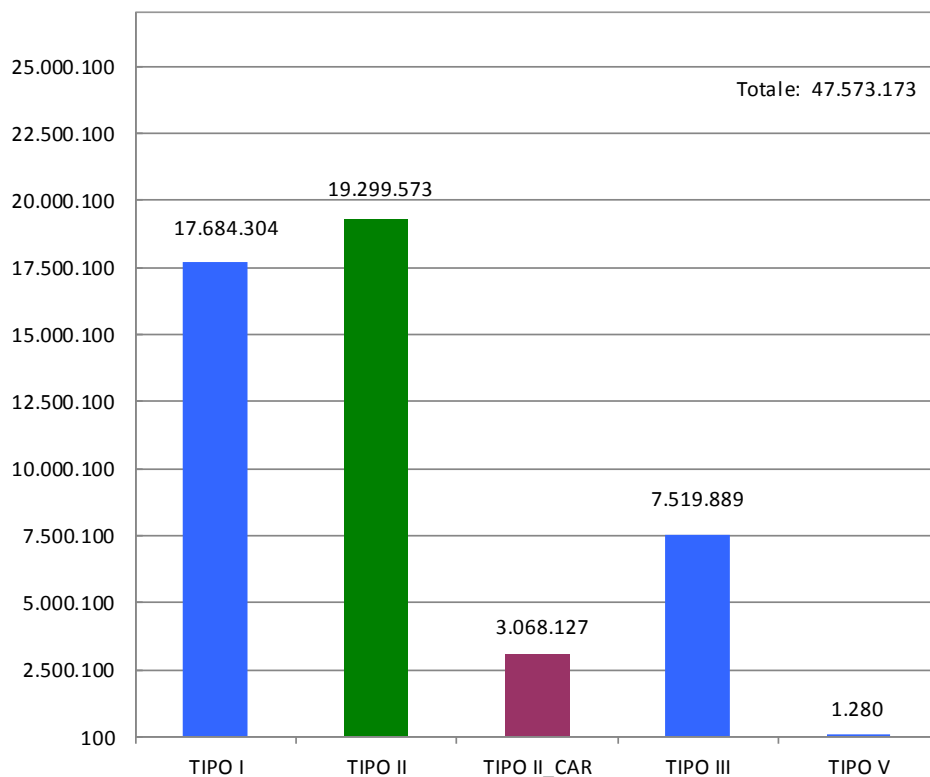
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	818.033	183.819.053,91	150,00	279,00	224,71
<i>Tipo II</i>	1.320.531	292.357.563,93	152,00	273,50	221,39
<i>Tipo II-CAR</i>	158.644	34.951.992,01	189,00	270,03	220,32
<i>Tipo III</i>	510.658	110.812.425,36	145,00	270,12	217,00
Totale	2.807.866	621.941.035,21	189,00	279,00	221,50

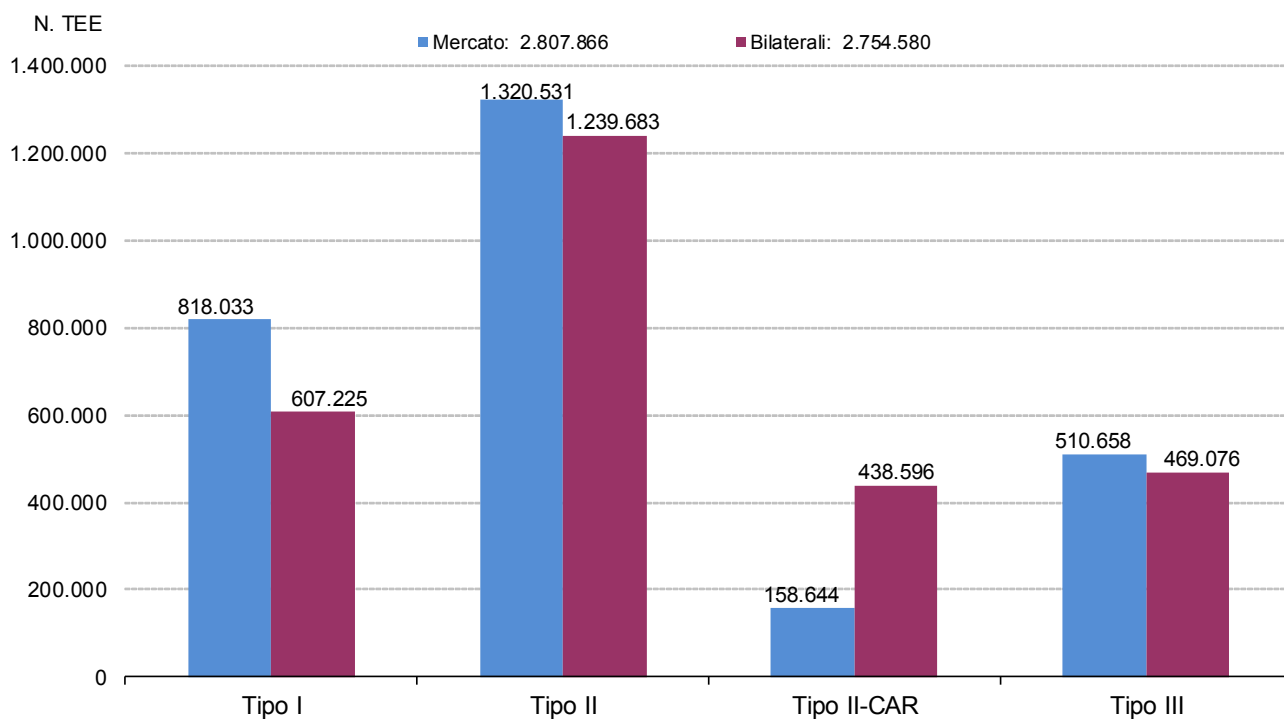
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine maggio 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



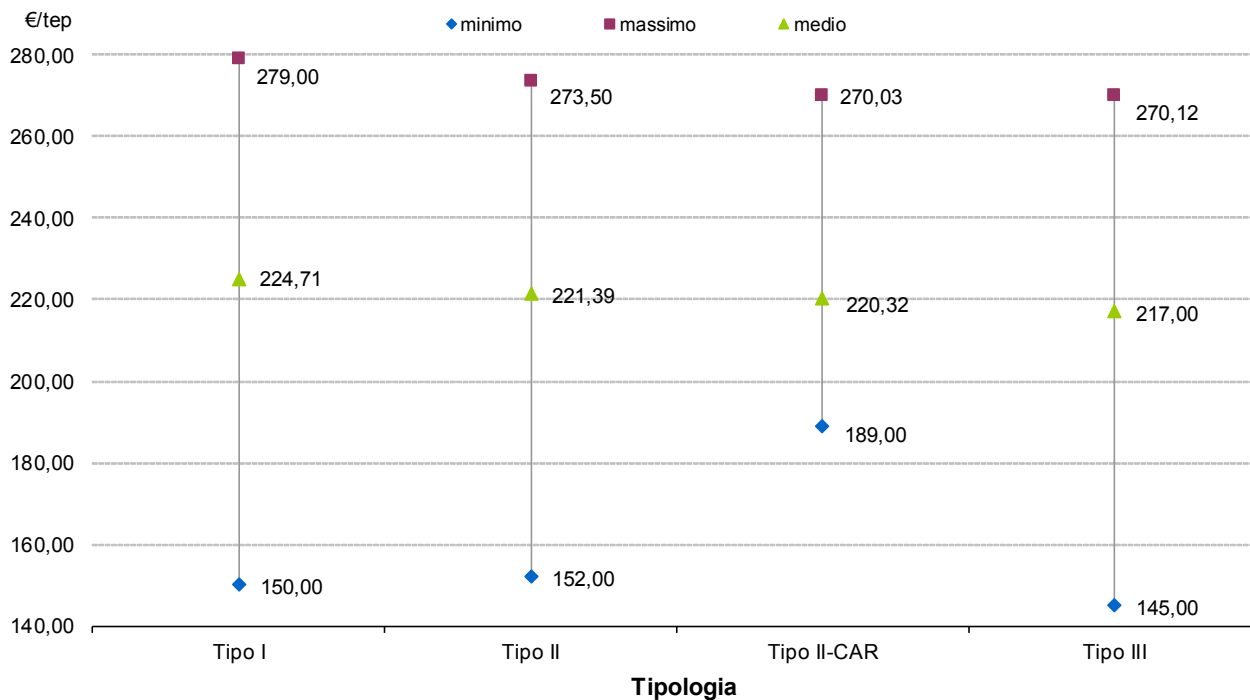
TEE scambiati nel 2017

Fonte: GME



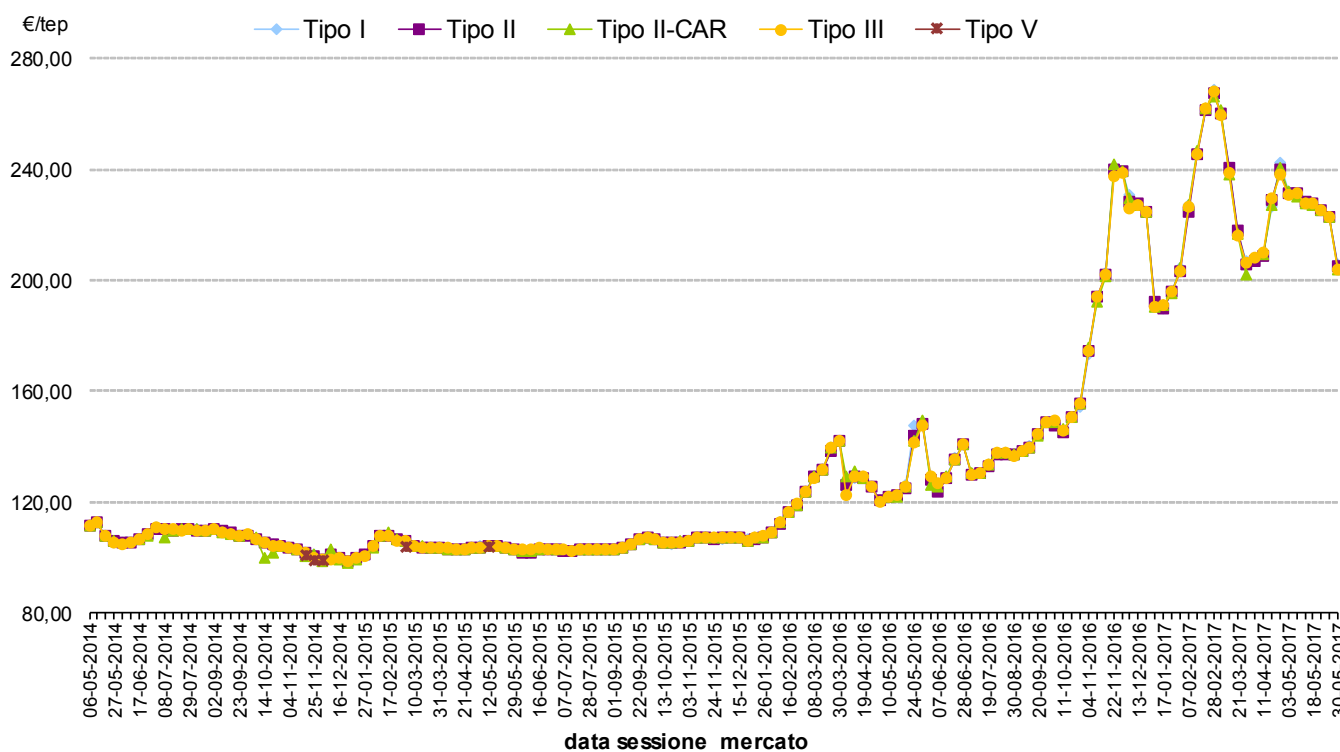
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2017)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2014 - 2017)

Fonte: GME



Nel corso del mese di maggio 2017 sono stati scambiati 1.643.928 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (360.986 TEE nel mese scorso).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 196,19 € /tep (140,95 €/tep lo scorso mese),

minore di 24,07 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (221,71 €/tep la media del mercato ad aprile).

Segue la Tabella riassuntiva mensile e annuale, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - maggio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	376.878	76.176.165,10	0,00	250,00	202,12
Tipo II	748.332	147.034.851,31	0,00	250,00	196,48
Tipo II-CAR	308.463	57.526.432,66	0,00	231,00	186,49
Tipo III	210.255	41.784.746,95	0,00	240,40	198,73
Totale	1.643.928	322.522.196,02	0,00	250,00	196,19

TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

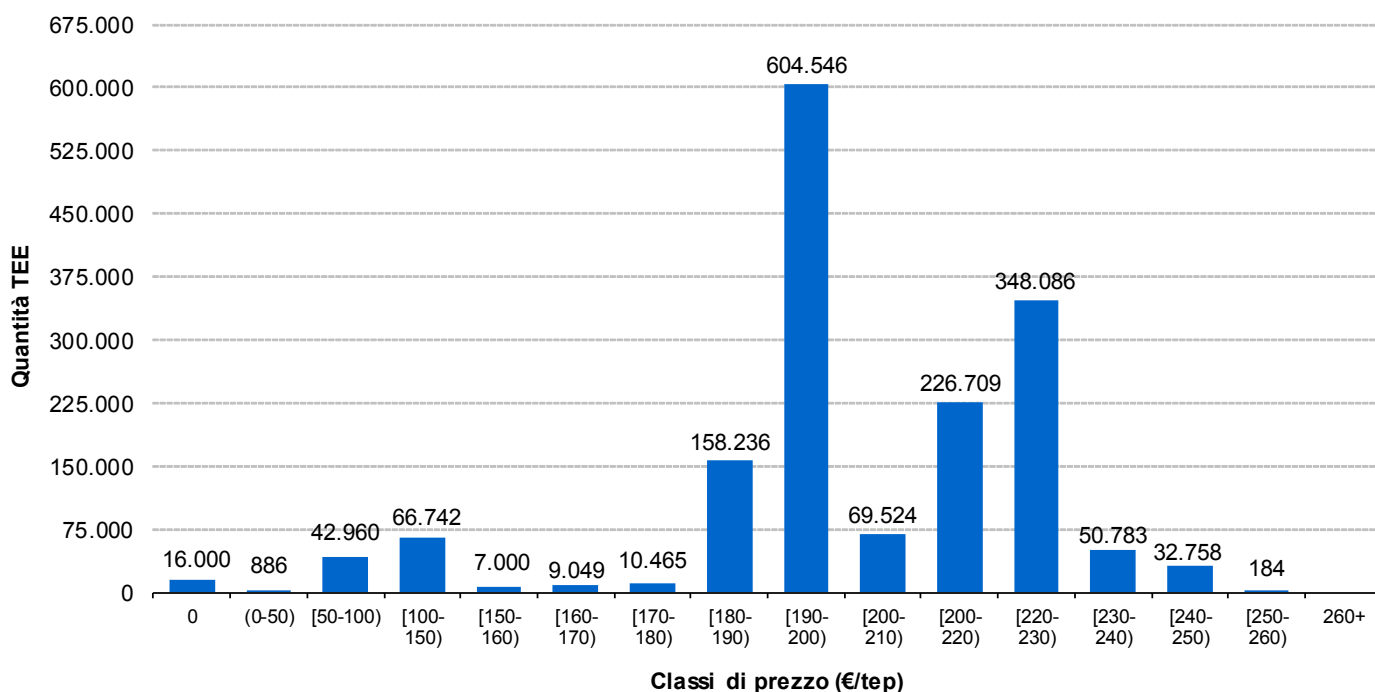
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	607.225	119.015.452,47	0,00	270,29	196,00
Tipo II	1.239.683	222.436.926,26	0,00	270,29	179,43
Tipo II-CAR	438.596	86.138.195,93	0,00	265,87	196,40
Tipo III	469.076	83.025.578,54	0,00	261,50	177,00
Totale	2.754.580	510.616.153,20	0,00	270,29	185,37

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi, mensili e annuali, scambiati bilateralmente, per ciascuna classe di prezzo. Si segnala che, a partire dal mese di marzo 2017,

sono state ridefinite le classi di prezzo, per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE.

TEE scambiati per classe di prezzo - maggio 2017

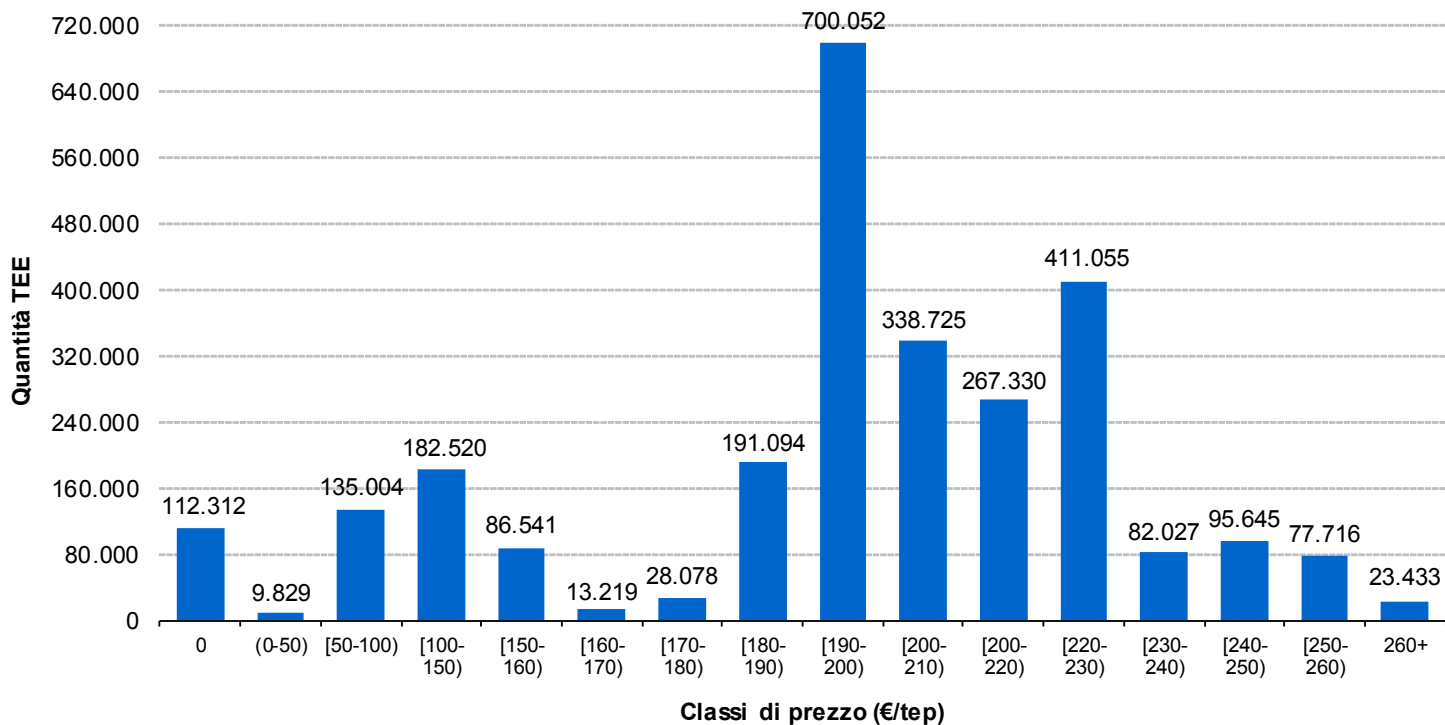
Fonte: GME



Sono state ridefinite le classi di prezzo per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE

TEE, scambiati per classe di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



Sono state ridefinite le classi di prezzo per una migliore rappresentazione della distribuzione dei prezzi dei bilaterali TEE

LA LUNGA STRADA VERSO UN'EUROPA PIÙ SICURA

Claudia Checchi, Andrea Coletta, Roberta d'Alessandro - REF - E

(continua dalla prima)

In merito alla stesura dei tre documenti:

- il risk assessment è stilato al fine di identificare i possibili rischi che possono incidere sulla sicurezza energetica del paese, tenendo conto di tutte le caratteristiche e le criticità a livello nazionale e regionale in funzione di differenti scenari, utilizzando anche le informazioni contrattuali fornite alle autorità dagli operatori del mercato;
- il piano preventivo contiene tutte le misure richieste per ridurre o mitigare i rischi determinati nel risk assessment;
- il piano d'emergenza racchiude tutte le misure che devono essere adottate per mitigare l'impatto di una condizione di emergenza.

I limiti della ancora vigente regolazione risiedono soprattutto nella scarsa integrazione tra i piani nazionali, nel diverso livello di tutela dei consumatori garantito da ogni Stato, nella debolezza nell'affrontare il problema della scarsità di interconnessione tra i paesi confinanti, nella mancanza di regole di cooperazione a livello regionale e comunitario e nella poca trasparenza sulle informazioni contrattuali fornite dagli operatori del mercato e alla base dei piani di emergenza.

La crisi russa-ucraina del 2014, che ha condotto nell'ottobre dello stesso anno a eseguire simulazioni e stress-test, ha mostrato l'inefficacia delle azioni richieste dalla Commissione Europea, evidenziando come, in presenza di una carenza di gas, si possano ancora generare forti disparità nei livelli di sicurezza tra i diversi Paesi Membri, notevolmente attenuabili in uno scenario di cooperazione.

Nuove regole, in via di formalizzazione da parte della Commissione Europea, sono state quindi ritenute necessarie per rafforzare il primario Regolamento. La chiave è quella di una maggiore cooperazione e coordinamento tra gli Stati, che si traduce in:

1. Una definizione del principio di solidarietà tra gli Stati Membri, secondo cui un paese confinante direttamente interconnesso o interconnesso tramite un paese terzo deve contribuire obbligatoriamente, se chiamato in causa dal Paese in stato di emergenza, al rifornimento della fascia protetta del paese in carenza.
2. Un rafforzamento del piano d'azione preventivo e del piano d'emergenza la cui stesura non ha più carattere di obbligatorietà esclusivamente nazionale, ma si estende anche a livello regionale.
3. Un rafforzamento della procedura di risk assessment attuato tramite procedure di maggior trasparenza informativa tra operatori del mercato e autorità competenti anche su scala regionale.
4. L'attuazione dell'obbligo di bidirezionalità ai punti di interconnessione tra i Paesi Membri attraverso l'imposizione

di una deadline (1 dicembre 2018) per la sottomissione di una proposta di progetto di capacità fisica bidirezionale, laddove non sia stata ancora implementata, o per la richiesta specifica di esenzione (se opportunamente avvalorata da un'analisi costi-benefici redatta secondo le usuali linee definite dal Regolamento UE N. 347/2013).

NUOVA COOPERAZIONE FRA GLI STATI MEMBRI

Il principio di solidarietà è la più importante novità presentata nella proposta del nuovo Regolamento. Grazie all'introduzione di questo principio si rafforza la difesa della fornitura ininterrotta ai clienti protetti che per la prima volta non è garantita meramente su scala nazionale ma anche attraverso un obbligo dei Paesi direttamente interconnessi o connessi tramite paesi terzi. Il paese chiamato così alla cooperazione, soluzione prospettata solo come last resort (ossia in presenza di comprovata emergenza e in condizioni di incapacità nazionali di tutela delle forniture), potrebbe ritrovarsi a ridurre, su base volontaria attraverso misure market-based (ad esempio: offerte ad asta) o in un'ultima istanza con misure non market based (come ad esempio il taglio di fornitura ai consumatori non protetti), le consegne sul proprio mercato interno fino ad un livello sufficiente a garantire la copertura della domanda protetta del paese deficitario.

L'ultima proposta di aggiornamento del Regolamento mostra anche un'estensione dell'ambito di applicazione del principio stesso di solidarietà, il quale risulta applicabile non solo ai paesi direttamente interconnessi ma anche a quelli interconnessi tramite un paese terzo, nei limiti consentiti di accesso sui transiti extra-EU. E' demandato poi al Paese in scarsità di scegliere la soluzione più efficiente ed economica tra le possibili offerte di solidarietà prospettate. Tali misure di solidarietà devono essere incluse e descritte nei rispettivi piani di emergenza nazionali. Saranno oggetto di confronto e accordo regionale la definizione dei costi delle azioni di solidarietà tra i mercati cooperanti, delle regole di utilizzo delle interconnessioni (quali ad esempio la massimizzazione dell'import dai punti di entrata), dei volumi di gas protetto (connesso al livello di volumi di solidarietà¹ declinato a livello nazionale) e dei costi di compensazione annessi.

L'applicazione del principio ai soli Stati direttamente interconnessi o indirettamente interconnessi via paesi terzi sembra limitare l'obbligo di fornire una piena cooperazione tra gli stati, non prevedendo che paesi membri distanti possano contribuire reciprocamente alla sicurezza dei singoli Stati e dell'Unione Europea nel suo complesso.

Inoltre le nuove linee proposte nell'ultimo aggiornamento prevedono che esso si applichi sulla base di un meccanismo compensativo la cui definizione è tuttavia lasciata all'accordo

LA LUNGA STRADA VERSO UN'EUROPA PIÙ SICURA

tra i singoli Stato Membri chiamati alla cooperazione. Non è infatti previsto alcun indirizzo né processo di armonizzazione nella definizione dei meccanismi adottati in situazioni di emergenza. Gli stati interconnessi (direttamente o indirettamente attraverso paesi terzi) sono chiamati a definire e concordare dei meccanismi di cooperazione che tuttavia potranno essere il riflesso della presenza di posizioni dominanti di alcuni operatori nei paesi che rispondono alla richiesta di solidarietà.

La mancanza di una gestione congiunta delle emergenze e le caratteristiche ancora fortemente locali di alcuni mercati/ aree geografiche europee potrebbero evidenziare delle disparità e una mancanza di uniformità tra i meccanismi di solidarietà adottabili e, di conseguenza, costi differenziati a seconda delle aree geografiche.

Un considerevole punto di svolta è segnato dal superamento di una definizione rigida di volumi di solidarietà potendo ammettere sotto tale definizione, secondo la nuova proposta, anche le forniture ai termoelettrici, fino ad ora escluse dalla tutela. Per il nostro Paese e per quelli fortemente dipendenti da generazione elettrica a gas, potrebbe essere una rilevante modifica idonea a garantire un efficace livello di sicurezza per l'intero sistema energetico nazionale. Questo cambiamento prospetta un apprezzabile passo verso un approccio integrato tra i sistemi gas e elettrico.

NUOVE CHIAVI IMPLEMENTATIVE: MAGGIORE SORVEGLIANZA E TRASPARENZA

La volontarietà della creazione di un piano regionale, considerato come uno dei principali limiti del vecchio Regolamento, è stata superata dall'obbligo di un confronto tra le autorità competenti di ciascun Stato Membro, al fine di tracciare piani congiunti obbligatori.

Dunque i paesi sono ora costretti a definire un coordinamento regionale al fine di istituire le misure regionali sotto la supervisione della Commissione e del Gruppo di Coordinamento del Gas (composto dai rappresentanti degli Stati Membri, generalmente delle singole autorità nazionali, da alcuni rappresentanti di ACER e di ENTSO-G), quest'ultimi in grado di influire con opportune richieste di modifica sui piani regionali qualora non vi fosse consistenza tra piani. In questo modo, con il nuovo Regolamento, la Commissione Europea riveste un nuovo ruolo decisionale grazie al quale potrà valutare l'adeguatezza dei piani nazionali e regionali e la consistenza di scenari di rischio in relazione a quelli sviluppati da altre regioni, in difesa della competizione nei mercati e della sicurezza energetica del singolo Stato Membro e dell'Unione Europea nel suo complesso.

Secondo quanto configurato nelle nuove regole, la Commissione potrebbe intervenire sulla scelta di un paese/ regione di investire in nuove infrastrutture atte al miglioramento della sicurezza (misure non di mercato), richiedendo che

tale decisione sia accompagnata da una valutazione di impatto pubblica atta a stimare la proporzionalità e gli effetti sul mercato interno ed europeo di tale infrastruttura.

In questo contesto si rafforza il ruolo della Commissione Europea nelle relazioni tra Stati Membri o tra i singoli paesi e quelli non appartenenti all'UE, con l'attribuzione di un ruolo di sorveglianza sui piani nazionali e regionali che potrebbe limitare la libertà di un paese/ regione nella definizione di nuove misure. In presenza ancora di misure scarse o non del tutto efficienti derivanti dal meccanismo di cooperazione così delineato, si potrebbe generare un disequilibrio tra ciò che può essere imposto allo Stato per obiettivi europei e i benefici effettivi derivanti da sinergie e collaborazioni parziali.

Di fatto, seppur non vi siano ancora i presupposti per un piano di collaborazione e di sicurezza a livello europeo e a tutela completa della sicurezza di tutti i paesi, la Commissione potrebbe limitare, anche se non è ancora chiaro con quali strumenti, il livello di sicurezza di stati e regioni non tutelate dalla nuova normativa.

Un più chiaro strumento di controllo è invece stato definito nel caso di mancata trasparenza sui dati contrattuali utilizzati per il risk assessment.

Il nuovo Regolamento delega infatti alle autorità nazionali competenti la rilevazione di informazioni dagli importatori di lungo termine (durata maggiore di un anno) più dettagliate che in passato. Le stesse informazioni previste dalla regolazione attuale, riguardanti le clausole di volumi e flessibilità dei contratti di lungo periodo che soddisfino il 28% della quota di mercato dell'operatore, dovranno essere comunicate in forma disaggregata. In aggiunta rispetto al passato è ora imposta agli operatori una notifica automatica all'autorità competente del Paese Membro maggiormente impattato, al momento della chiusura o modifica di un contratto che raggiunge la soglia prestabilita. Solo in casi debitamente giustificati, come nell'eventualità di una minaccia o in vista di un'emergenza, l'autorità competente o la Commissione Europea possono richiedere alle imprese di gas naturale di fornire informazioni su tutti i contratti, anche se non rientrati tra la fattispecie sopra delineata, con dettagli non afferenti il prezzo.

La maggiore titolarità riconosciuta alle autorità nazionali e alla Commissione è un passo verso la maggior trasparenza anche se ai fini del risk assessment la definizione non chiara dell'autorità competente a cui comunicare modifiche o nuove contrattualizzazioni potrebbe pregiudicare notevolmente la solida costruzione di una raccolta delle informazioni contrattuali rilevanti nonché una valutazione corretta del rischio di approvvigionamento di un paese e della regione. Di fatto un contratto di importazione non sempre prevede una consegna direttamente al punto di entrata del mercato di destinazione, dunque in questo contesto uno shipper potrebbe non essere obbligatorio fornire informazioni

LA LUNGA STRADA VERSO UN'EUROPA PIÙ SICURA

rilevanti all'autorità del mercato finale, potendo esso essere interpretato come Stato maggiormente condizionato quello direttamente connesso al punto di riconsegna anziché quello reale di destinazione.

Per la prima volta il mancato rispetto da parte di uno Stato Membro nel fornire tali informazioni delinea uno strumento sanzionatorio connesso ad un processo di infringement.

L'attuazione di procedure di maggior trasparenza nel nostro paese potranno non essere così impattanti, avendo già adottato dal 2010 idonee misure in tale direzione, contrariamente a quanto attuato da altri paesi europei.

I PROSSIMI PASSI

Con il nuovo Regolamento notevoli passi in avanti sono stati compiuti in difesa di maggiore cooperazione tra gli Stati Membri, maggiore trasparenza e sorveglianza dei mercati a tutela delle fasce di consumo protette (norme di fornitura), ma i buoni propositi devono ora attuarsi. La nuova

proposta di aggiornamento del Regolamento Europeo introduce sicuramente meccanismi e principi innovativi la cui applicazione è ora demandata alle aree di cooperazione. Resterà da capire come verranno recepiti dai singoli Stati Membri, cosa andrà delineandosi con i nuovi piani nazionali e regionali, e se vi saranno ulteriori margini per una cooperazione sempre crescente a livello comunitario, in modo che la condivisione di crisi energetiche si ripercuota in maniera quanto più uniforme tra i Paesi Membri, anche dal punto di vista remunerativo e compensativo.

Inoltre sarà da verificare come gli enti di sorveglianza si interfacceranno effettivamente con gli Stati membri e con che poteri: l'assenza di un coordinamento efficiente e tempestivo tra aree di cooperazione e l'assenza di controllo ed armonizzazione sui meccanismi di compensazione potrebbe comportare una mancanza di uniformità tra le aree e di conseguenza una cooperazione non ancora pienamente efficiente.



¹ Per volumi di solidarietà si intendono esclusivamente i consumi residenziali, dei servizi sociali essenziali e degli impianti di teleriscaldamento. Tuttavia in alcuni casi possono essere considerati essenziali anche consumatori che usano gas per generazione elettrica se impattati per la sicurezza del sistema elettrico.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 5 maggio 2017 300/2017/R/EEL | “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo” | pubblicata il 5 maggio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/300-17.htm>**

Con la pubblicazione della delibera 300/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), nelle more della redazione del nuovo testo integrato del Dispacciamento elettrico (c.d. “TIDE”), ha definito i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione, ad oggi non abilitate, la possibilità di partecipare al mercato per il servizio di dispacciamento (nel seguito: MSD) nell’ambito dei c.d. “progetti pilota”.

L’avvio dei “progetti pilota” consentirà all’AEEGSI di acquisire elementi informativi utili per la definizione della riforma organica del servizio di dispacciamento, nonché di rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento su MSD.

In particolare, la delibera 300/2017/R/EEL ha previsto che i predetti progetti siano individuati da TERNA - anche su proposta degli operatori del settore - e possano riguardare:

- la partecipazione a MSD della domanda e delle unità di produzione ad oggi non abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita, ivi inclusi i sistemi di accumulo, equiparati alle unità di produzione);
 - l’utilizzo di sistemi di accumulo, in particolare in abbinamento a unità di produzione rilevanti abilitate alla partecipazione a MSD al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento;
 - le modalità per la remunerazione dei servizi ancillari;
 - le modalità di aggregazione delle unità di produzione e di consumo, secondo perimetri geografici di aggregazione coerenti con il modello di rete utilizzato dall’algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD (in modo tale che la movimentazione delle unità non violi i vincoli di rete).
- A tal proposito, la delibera prevede la possibilità di costituire aggregati di “Unità Virtuali Abilitate” (c.d. “UVA”) nel rispetto dei perimetri definiti da Terna, le quali si dividono in:

o unità virtuali abilitate di produzione (c.d. “UVAP”), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo;

o unità virtuali abilitate di consumo (c.d. “UVAC”), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo;

o unità virtuali abilitate miste (c.d. “UVAM”), caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo;

o unità virtuali abilitate nodali (c.d. “UVAN”), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale;

o forme di approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento, da espletare secondo procedure concorrenziali.

Inoltre, la delibera prevede che il Gestore della rete di trasmissione:

- entro il 30 giugno 2017, proponga all’AEEGSI almeno un “progetto pilota” relativo alla partecipazione a MSD della domanda;
- entro il 31 luglio 2017, proponga all’Autorità almeno un “progetto pilota” relativo alla partecipazione a MSD delle unità di produzione attualmente non abilitate, inclusi i sistemi di accumulo ad esse assimilati;
- invii all’Autorità - con cadenza trimestrale - una relazione recante l’elenco dei “progetti pilota” proposti dagli operatori nel corso del trimestre, corredato da un giudizio sintetico sulla loro fattibilità e utilità prospettica per il sistema elettrico;
- presenti all’Autorità - con cadenza trimestrale e per tutta la durata dei progetti pilota - una relazione che illustri i risultati ottenuti fino a quel momento.

Al riguardo, nel mese di maggio 2017, TERNA ha posto in consultazione una prima proposta di “progetto pilota” per la partecipazione della domanda a MSD, i cui esiti sono stati successivamente trasmessi all’Autorità per l’approvazione. Con delibera 372/2017/R/EEL¹, l’AEEGSI ha approvato la proposta relativa a tale primo progetto integrando al contempo alcune disposizioni contenute nella deliberazione 300/2017/R/EEL, al fine di tenere conto di talune osservazioni presentate dagli operatori durante la relativa consultazione svolta da TERNA.

Deliberazione 12 maggio 2017 332/2017/R/EEL | “Approvazione della proposta emendata della metodologia del modello comune di rete europea ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso dalle Autorità

europée di regolazione all'interno dell'Energy Regulatory Forum" | pubblicata il 12 maggio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/332-17.htm>

Con la pubblicazione della delibera 332/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha approvato il documento "All TSO's proposal for a Common Grid Model Methodology" (nel seguito: CGMM), contenente una metodologia per il "Modello comune di rete" predisposto da tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO) ai sensi del Regolamento UE n. 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM).

Tale attività si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti dal Regolamento CACM, finalizzati all'armonizzazione delle norme europee per la creazione del mercato dell'energia elettrica comunitario. In particolare, il Regolamento CACM prevede che, entro dieci mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (avvenuta in data 14 agosto 2015), tutti i TSO elaborino congiuntamente una proposta di una metodologia per il "Modello comune di rete" e che tale proposta sia sottoposta all'approvazione di tutte le NRAs. In esito alla trasmissione da parte dei TSO della proposta CGMM, le NRAs hanno elaborato una richiesta di emendamenti congiunta al documento con alcune proposte di revisione funzionali all'approvazione dello stesso.

Pertanto, a seguito di positivo riscontro rispetto alle modifiche congiuntamente apportate dai TSOs al documento, con la delibera in oggetto, l'AEEGSI ha approvato la proposta definitiva CGMM.

Deliberazione 12 maggio 2017 333/2017/R/EEL | "Diritti di trasmissione di lungo termine tra zone d'offerta interne al mercato elettrico italiano: decisione ai sensi dell'articolo 30, comma 30.1, del Regolamento (UE) 2016/1719" | pubblicata il 12 maggio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/333-17.htm>

Con la pubblicazione della delibera 333/2017/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in esito al processo di cui al documento per la consultazione 110/2017/R/EEL, ha stabilito che TERNA non dovrà emettere diritti di trasmissione di lungo termine (c.d. "Long Term Transmission Rights") tra le zone del mercato elettrico italiano in deroga all'obbligo di cui al Regolamento UE n. 2016/1719 (nel seguito: Regolamento FCA).

In particolare, l'articolo 30 del Regolamento FCA introduce l'obbligo di offerta da parte dei gestori delle reti di trasmissione europee di diritti di trasmissione di lungo termine sui confini tra zone di offerta (c.d. "bidding zones"), con la finalità di offrire ai partecipanti al mercato uno strumento di copertura dal rischio rappresentato dalla variabilità del differenziale di prezzo tra le medesime zone in esito al coupling unico del

giorno prima. Il Regolamento FCA prevede altresì la possibilità di derogare dal predetto obbligo nel caso in cui, a seguito di una specifica valutazione da parte delle singole Autorità di regolamentazione ed in ogni caso previa consultazione dei soggetti interessati, siano già disponibili adeguati ed alternativi strumenti di copertura dal rischio della volatilità del differenziale di prezzo tra le bidding zones.

Al riguardo, giova ricordare che l'AEEGSI, nel documento per la consultazione 110/2017/R/EEL, aveva già sottoposto all'attenzione dei soggetti interessati il proprio orientamento di confermare, parallelamente all'emissione dei Long Term Transmission Rights ai confini tra le zone nazionali e quelle estere - ad oggi già allocati sulle frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia - l'utilizzo degli specifici strumenti attualmente disponibili di copertura del rischio associato alle variazioni del CCT², ovvero i c.d. "CCC" (strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra una zona e il PUN) e i c.d. "CCP" (strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente) con riferimento alle zone del mercato elettrico italiano.

Pertanto, con la delibera 333/2017/R/EEL, in considerazione sia delle argomentazioni precedentemente espresse che degli esiti della consultazione stessa l'AEEGSI - in virtù della prevista deroga all'obbligo di cui all'articolo 30 del Regolamento FCA - ha stabilito che non vengano emessi da TERNA Long Term Transmission Rights, ma che siano utilizzati nell'ambito delle zone di offerta "interne" al mercato italiano i medesimi strumenti di copertura ad oggi previsti.

GAS

Deliberazione 5 maggio 2017 308/2017/R/GAS | "Disposizioni in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" | pubblicata il 8 maggio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/308-17.htm>

Con la delibera 308/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha definito le disposizioni funzionali al rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, ponendo le basi per l'adozione di un testo unico - analogamente a quanto ad oggi previsto per il mercato elettrico con il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (c.d. "TIMM") di cui alla delibera ARG/ELT 115/08 - che consenta all'AEEGSI di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, warning e reportistica.

In particolare, la delibera 308/2017/R/GAS identifica le seguenti aree di pertinenza della funzione di monitoraggio: i) il funzionamento del bilanciamento del sistema; ii) l'adeguatezza del sistema infrastrutturale e dell'approvvigionamento rispetto alla domanda; iii) i margini di flessibilità delle fonti di approvvigionamento; iv) l'attività di negoziazione all'ingrosso; v) il

livello concorrenziale del mercato all'ingrosso. L'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas si concentrerà sia sulla dimensione c.d. "strutturale" (ossia quella relativa ai fenomeni fisici delle capacità e dei flussi di gas naturale), sia su quella c.d. "concorrenziale" (ossia quella relativa all'assetto competitivo, all'integrità e alla trasparenza del mercato). A tal proposito, l'AEEGSI individua:

- Snam Rete Gas S.p.A. (nel seguito: SRG) quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio relativa alla dimensione "strutturale";
- Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio della dimensione "concorrenziale".

Nella delibera 308/2017/R/GAS viene definito un primo elenco degli ambiti di rilevazione e dei dati, frutto della razionalizzazione dei dati ad oggi trasmessi dalle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione all'Autorità ai sensi delle delibere 137/02, 119/05 e 118/2015/R/GAS. In particolare, gli ambiti di rilevazione, di seguito riportati, sono distinti in funzione del servizio o dell'attività cui si riferiscono:

- nello stoccaggio: allocazione della capacità, cessioni di capacità, disponibilità di capacità per utente, consuntivo dell'utilizzo, trasferimenti di gas;
- nel trasporto: allocazione di capacità presso punti interconnessi con l'estero trasferimenti di capacità, gas immesso/prelevato dall'utente, trasferimento di gas, previsione bilanciamento sistema, programmazione, consuntivo bilanciamento sistema;
- nella rigassificazione: allocazione di capacità, trasferimenti di capacità, programmazione delle consegne del GNL e loro consegne effettive.

I predetti dati verranno raccolti in maniera centralizzata da SRG ed organizzati dalla stessa nell'ambito di un apposito database accessibile all'Autorità e al GME. A tal proposito, SRG e il GME definiranno - attraverso un'apposita convenzione che dovrà essere oggetto di approvazione da parte del Regolatore - le modalità di accesso da parte del GME al predetto database, nel rispetto dei limiti eventualmente stabiliti dall'Autorità.

Infine, la delibera demanda ad un successivo provvedimento, nella forma di testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, la definizione degli indici di mercato intesi come l'insieme delle misure sintetiche rappresentative dell'andamento dei dati di cui sopra.

Deliberazione 18 maggio 2017 349/2017/R/GAS | "Disposizioni in materia di neutralità del responsabile del bilanciamento nella gestione delle partite economiche relative al line-pack, GNC, gas di autoconsumo e perdite di rete" | pubblicata il 19 maggio 2017 Download

<http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/349-17.htm>

Con la pubblicazione della delibera 349/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha stabilito modalità e tempistiche con cui il Responsabile del bilanciamento (nel seguito: RdB) versa o recupera gli importi corrispondenti alla differenza economica tra i quantitativi di gas acquistati/ceduti per la "copertura" del line-pack, gas non contabilizzato (nel seguito: GNC), gas di autoconsumo e perdite di rete ed il loro valore consuntivato. Al riguardo, si ricorda che la delibera 312/2016/R/GAS demandava ad un successivo provvedimento del Regolatore l'integrazione delle disposizioni in materia di neutralità del RdB di cui all'articolo 8 dell'Allegato A alla delibera stessa (nel seguito: TIB) con particolare riferimento alla valorizzazione economica delle predette differenze.

Pertanto, in attuazione delle disposizioni di cui sopra, con la delibera 349/2017/R/GAS, l'AEEGSI ha stabilito che:

- per il line-pack, i proventi/costi derivanti dalla regolazione dei predetti quantitativi rientrano nell'ambito del "meccanismo di neutralità" di cui all'articolo 8 del TIB;
- per il GNC, in continuità con quanto previsto dall'attuale regolazione, viene fissato un quantitativo di gas riconosciuto a copertura del GNC e che le eventuali differenze tra il GNC riconosciuto e quello effettivo gravano ovvero vanno a beneficio del RdB, nell'ambito del "meccanismo di neutralità" di cui all'articolo 8 del TIB. A tal proposito, l'AEEGSI rimanda a successive valutazioni l'opportunità di introdurre una gestione della neutralità in termini economici rispetto al GNC sulla base dei prezzi di sbilanciamento giornalieri, anche al fine di rafforzare gli incentivi per il RdB nella previsione giornaliera dello stesso.
- per il gas di autoconsumo e le perdite di rete, le previsioni di cui al TIB prevedono già la neutralità del RdB nell'ambito del bilanciamento.

Comunicato del GME | "DCO n. 01/2017: attività di market making sul MGAS" | 31 maggio 2017 Download <http://bit.ly/2s5vcSb>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione del documento per la consultazione (DCO n. 1/2017) con il quale intende sottoporre agli operatori il disegno regolatorio e operativo atto a definire le modalità di svolgimento dell'attività di market making di cui all'articolo 27 della Disciplina del mercato del gas naturale.

In particolare, il predetto articolo prevede che "al fine di migliorare la liquidità dei prodotti negoziati sul mercato, il GME può prevedere sullo stesso l'attività di Market Making".

Pertanto, i soggetti interessati dovranno far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME - "Relazioni Istituzionali e Comunicazione", entro e non oltre 20 giugno 2017, termine di chiusura della presente consultazione con una delle seguenti modalità:

- e-mail: info@mercatoelettrico.org
- fax: 06.8012-4524
- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A. Viale Maresciallo Pilsudski, 122 - 124 00197 – Roma

A tal proposito, gli operatori sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni indicando, altresì, se sono interessati a svolgere l'attività di market making oppure se sono **interessati** semplicemente in qualità di fruitori di tale attività.

Nel documento, il GME ha inoltre inserito degli spunti di consultazione, laddove ritiene utile ricevere dagli operatori considerazioni relative ad aspetti specifici della proposta per l'attività di market making.

AMBIENTALI

Documento per la consultazione 312/2017/R/EFR | “Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica” | pubblicato il 5 maggio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/312-17.htm>

Con la pubblicazione del documento di consultazione 312/2017/R/EFR, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), ha illustrato i propri orientamenti in merito alla revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, al fine di tener conto delle modifiche del quadro regolatorio intercorse ai sensi del DM 11 gennaio 2017, nonché delle risultanze dell’indagine conoscitiva recentemente pubblicata ai sensi della Delibera 292/2017/E/EFR. In particolare, l’AEEGSI ha posto in consultazione le seguenti proposte di modifica:

- introdurre un valore massimo del contributo tariffario finalizzato a contenere le oscillazioni dei prezzi del mercato correlate, in particolare, ad elementi di natura esogena. In

particolare, il parametro $S(t)$ della formula per il calcolo del contributo tariffario definitivo - ossia il valore medio ponderato dei prezzi degli scambi avvenuti presso il mercato organizzato nei precedenti 12 mesi - verrebbe calcolato escludendo, per ciascuna sessione di mercato, le transazioni avvenute ad un prezzo superiore a una soglia predefinita applicata al prezzo medio ponderato di chiusura della sessione di mercato precedente (tale soglia potrebbe essere compresa nell’intervallo tra il 7 e il 12%);

- escludere i valori dei prezzi di scambio dei titoli tramite accordi bilaterali dalla regola di determinazione del contributo tariffario, ma, al contempo, tenere conto dei volumi dei TEE così scambiati, al fine di non escludere completamente le transazioni bilaterali che altrimenti non avrebbero alcun effetto sul contributo erogato;

- rivedere le modalità di determinazione del contributo tariffario “preventivo”. In particolare, l’AEEGSI propone di sostituire l’attuale contributo “preventivo” con un contributo qualificato come “di riferimento”. Tale contributo di riferimento verrebbe determinato calcolando la media dei livelli dei contributi definitivi nei precedenti tre anni d’obbligo, ponderando ciascuno dei 3 valori del contributo definitivo annuale con le corrispondenti quantità totali di TEE scambiati (nel medesimo anno) sia sul mercato che tramite accordi bilaterali;

- rivedere le modalità di erogazione del contributo tariffario definitivo in considerazione dell’introduzione della sessione intermedia del 30 novembre;

- modificare il criterio di erogazione del contributo introducendo differenziazioni:

- o in base all’anno d’obbligo cui fanno riferimento i TEE per i quali si richiede l’annullamento (sostituzione del criterio di cassa con il criterio di competenza dell’anno d’obbligo);

- o in base al soggetto obbligato al quale vengono riconosciuti (introduzione del coefficiente moltiplicatore per alcuni distributori soggetti obbligati nel comparto gas).

- non introdurre criteri o elementi atti a limitare la c.d. “bancabilità dei titoli”.

¹ Delibera 25 maggio 2017 372/2017/R/EEL recante “Approvazione del Regolamento, predisposto da Terna S.p.A. ai sensi della deliberazione 300/2017/R/EEL, relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Modifiche alla deliberazione dell’Autorità 300/2017/R/EEL” (<http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/372-17.htm>).

² Corrispettivo per l’assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

Gli appuntamenti

15 giugno

Convegno giornata mondiale del vento: i benefici del rinnovamento eolico, l'esperienza di altri Paesi europei e prospettive per l'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Anev

<http://www.anev.org>

15/16 giugno

International Conference of Electrical and Electronic Technologies for Automotive

Torino, Italia

Organizzato da AEIT

<http://convegni.aeit.it/automotive2017>

16 giugno

Sviluppo, progettazione e realizzazione di un impianto micro-eolico

Riva del Garda, Italia

Organizzato da Ordine Ingegneri di Trento

<http://www.infobuildenergia.it>

16 giugno

IX workshop annuale dell'Osservatorio Italiano sulle fonti Rinnovabili

Milano, Italia

Organizzato da OIR

www.agici.it/oir

16 giugno

Festival di pubblica utilità

Imola, Italia

Organizzato da Comune di Imola, Symbola, Comunica

<http://www.dipubblicautilita.it/>

19-20 giugno

8th International Annual Smart Grids and Cleanpower Conference and B2B Tech Showcase

Cambridge, Regno Unito

Organizzato da C4IR

<http://www.cir-strategy.com/smartgrids17/sgcp17.pdf>

21-23 giugno

WATEC Italy 2017

Palermo, Italia

Organizzato da KENES Exhibitions

<http://www.watecitaly.com/>

20 giugno

Utili all'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://www.utilitalia.it>

20-22 giugno

Ecoforum

Roma, Italia

Organizzato da La nuova Ecologia, Legambiente e Kyoto Club

<http://www.forumrifiuti.it/>

21-23 giugno

WATEC Italy 2017

Palermo, Italia

Organizzato da KENES Exhibitions

<http://www.watecitaly.com/>

22-23 giugno

REbuild 2017 - Innovare la riqualificazione e la gestione immobiliare

Riva del Garda, Italia

Organizzato da REbuild

<http://www.rebuilditalia.it/it/>

23 giugno

Il ruolo dell'efficienza energetica nel contrasto alla fuel poverty

Roma, Italia

Organizzato da Osservatorio AEEGSI

<http://www.autorita.energia.it>

21-24 giugno

6th International Youth Conference on Energy

Budapest, Ungheria

Organizzato da IYCE

<http://www.iyce-conf.org>

27 giugno

11° Workshop Tematico di Telerilevamento

Bologna, Italia

Organizzato da ENEA e AIT Bologna

<http://www.enea.it>

27-29 giugno

4th International Conference Energy & Meteorology (ICEM)

Bari, Italia

Organizzato da WEMC

<http://wemcouncil.org>

4 luglio

Guidare la transizione: market design e assetti di governance

Roma, Italia

Organizzato da Energia Concorrente, Aiden

www.energiacorrente.it

5-26 settembre

17' Italian Energy Summit - Energia 4.0

Milano, Italia

Organizzato da Il Sole 24 ore

<http://eventi.ilsole24ore.com/energy-summit-2017>

2-4 Novembre

2nd AIEE Symposium on Energy Security

Rome, Italia

Organizzato da Associazione Italiana Economisti dell'Energia

<http://www.aieeconference2017rome.eu/>



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.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE 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.