

APPROFONDIMENTI

IL BRACCIO DI FERRO TRA OPEC E SHALE USA

Lisa Orlandi - RIE

OPEC e shale USA sono gli indubbi protagonisti dell'attuale fase del mercato petrolifero. Una fase che nei primi quattro mesi del 2017 ha visto i prezzi oscillare prevalentemente all'interno del range 50-55 doll/bbl, rivelando un'insolita e non fisiologica stabilità; ma anche una fase in cui è chiaramente emerso come il percorso verso il riequilibrio sia – a dispetto delle attese iniziali – lento, faticoso e soprattutto incerto. Per comprendere appieno la congiuntura attuale è opportuno fare un passo indietro e riprendere brevemente cosa è accaduto nel 2016.

2016: qualcosa è cambiato

Lo scorso anno, il Brent – benchmark di riferimento internazionale per i prezzi del greggio – si è attestato in media a 43 doll/bbl, 12 dollari in meno del 2015 e la metà del valore medio del 2014. Tuttavia, nonostante questo evidente calo su base annua, il 2016 può considerarsi un punto di svolta rispetto al biennio che lo ha preceduto. Il primo evidente mutamento ha riguardato i fondamentali reali del mercato. Dopo due anni di crescita

straordinaria della produzione petrolifera mondiale, trascinata dagli Stati Uniti e da un aumento straordinario dell'offerta di shale oil, si assiste ad una battuta d'arresto.

Il forte calo dei prezzi avviatosi nella seconda metà del 2014 raggiunge il suo culmine a gennaio 2016, con valori minimi giornalieri di 26 doll/bbl non riscontrabili da oltre un decennio. È a quel punto che inizia ad evidenziarsi la frenata di diverse produzioni – specie non-OPEC – non più remunerative alle nuove condizioni di mercato. Complessivamente, a fronte di un aumento del contributo OPEC di 1,2 mil. bbl/g, le aree produttive esterne al cartello hanno segnato una variazione annua negativa di circa 0,8 mil bbl/g per oltre la metà (0,5) imputabile agli Stati Uniti. L'effetto compensativo di queste due dinamiche ha determinato un aumento di appena 0,4 mil. bbl/g della produzione mondiale, un'evidente faglia rispetto alle performance del 2014 e del 2015. Il tutto a fronte di una domanda robusta, sostenuta dalle richieste dei paesi non-OCSE ma anche dal freddo inverno dell'Europa del Nord.

Crescita della domanda ed offerta mondiale (mil. bbl/g)

Fonte: elaborazioni RIE su dati Agenzia Internazionale per l'Energia



continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2017

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

APPROFONDIMENTI

Il braccio di ferro tra OPEC e Shale USA
di Lisa Orlandi - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

APPUNTAMENTI

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile gli scambi di energia elettrica nel Mercato del giorno prima (MGP) scendono sul livello più basso mai registrato nel mese e appena superiore al minimo storico dell'agosto 2014. Un record negativo lo segnano le vendite delle unità di produzione nazionali tra le quali però non si arresta la crescita delle vendite degli impianti alimentati a gas naturale (+23,1%). La liquidità del mercato, in lieve calo su marzo, si conferma su livelli piuttosto elevati al 75,0% (quasi 3 punti percentuali in più rispetto ad un anno fa). In tale quadro di bassa domanda, solo in parte ascrivibile alla settimana di Pasqua ed al ponte del 25 aprile, il prezzo medio di acquisto

dell'energia elettrica (PUN), al terzo ribasso congiunturale consecutivo, scende ai minimi da settembre 2016 a 42,86 €/MWh. Il confronto su base annua evidenzia invece ancora un forte aumento (+34,0%), ma va ricordato che nell'aprile 2016 il PUN fissava il minimo storico della borsa elettrica a 31,99 €/MWh. I prezzi zonal di vendita convergono poco sopra i 42 €/MWh con la sola eccezione della Sicilia che allarga la forbice con le altre zone attestandosi a 55,53 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Maggio 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 42,20 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), ancora in flessione congiunturale, sebbene più modesta rispetto ai due mesi precedenti (-1,60 €/MWh; -3,6%), si porta ai minimi da settembre a 42,86 €/MWh; rispetto al minimo storico di aprile 2016, il PUN aumenta invece di 10,87 €/MWh (+34,0%). Anche l'analisi per gruppi di ore rivela, per il quarto mese di fila, sensibili incrementi tendenziali sia nelle ore di picco

(+13,30 €/MWh; +40,7%) che nelle ore fuori picco (+9,88 €/MWh; +31,2%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 45,99 e 41,52 €/MWh. Il rapporto picco/baseload, stabile rispetto a marzo, aumenta invece rispetto al minimo di un anno fa attestandosi a 1,07. Alle ore 16 del lunedì di Pasqua (17 aprile) il prezzo orario scende a 10,00 €/MWh, mai così basso da quasi due anni (Grafico 1 e Tabella 1).

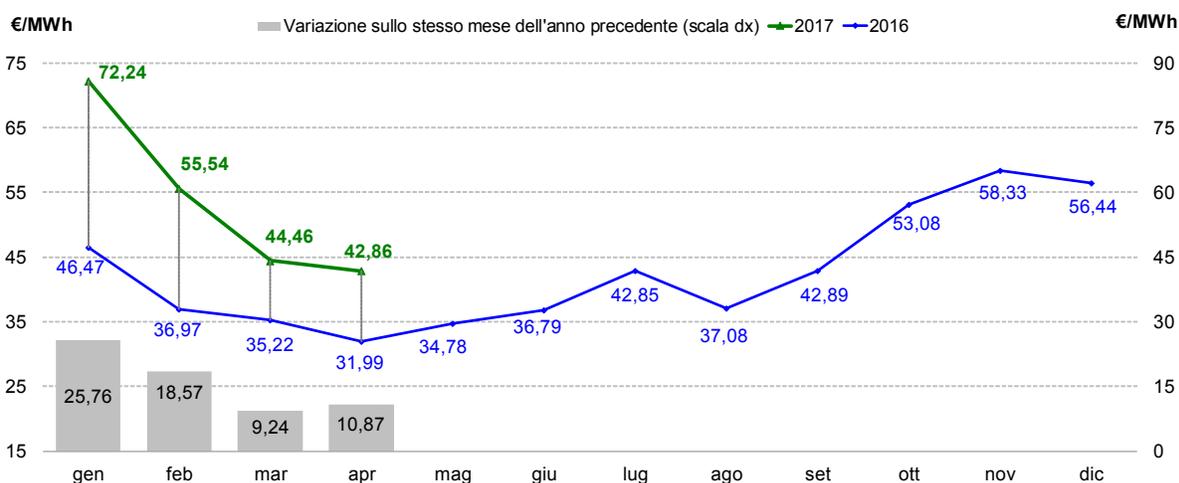
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	42,86	31,99	+10,87	+34,0%	22.586	-0,5%	30.121	-3,9%	75,0%	72,4%
<i>Picco</i>	45,99	32,69	+13,30	+40,7%	28.162	+2,8%	37.323	-0,0%	75,5%	73,4%
<i>Fuori picco</i>	41,52	31,64	+9,88	+31,2%	20.196	-0,7%	27.034	-4,7%	74,7%	71,7%
<i>Minimo orario</i>	10,00	17,20			14.053		18.706		62,8%	64,4%
<i>Massimo orario</i>	72,11	66,36			30.900		40.777		83,7%	79,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

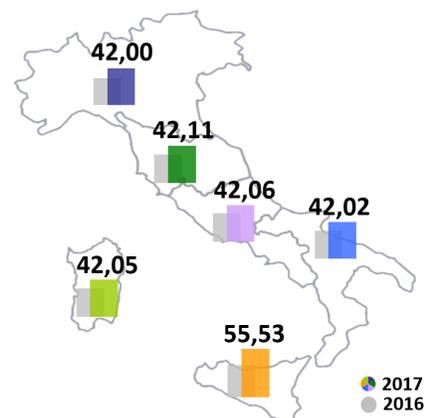
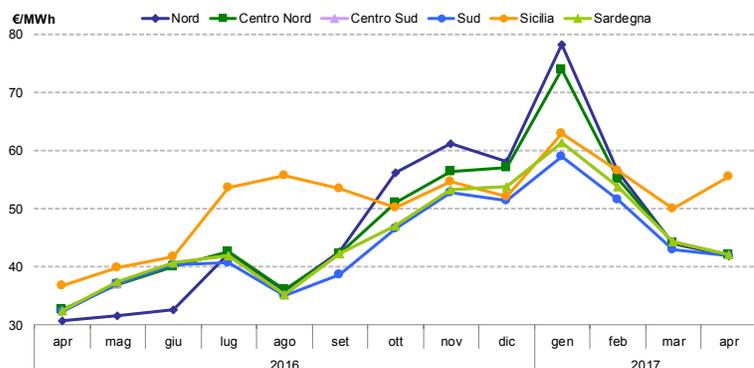


Il prezzi di vendita, dopo i consistenti ribassi congiunturali registrati nei due mesi precedenti, ad aprile registrano una flessione più moderata (-2/-5%) nelle zone continentali ed in Sardegna, dove si attestano tutti pochi centesimi sopra i 42 €/MWh, ai minimi dallo scorso autunno; mentre in Sicilia

una restrizione del transito con Rossano nella seconda metà del mese spinge il prezzo a 55,53 €/MWh (+10,9%). Su base annua, invece, tutte le zone si confermano in netto aumento, il quarto consecutivo, con tassi compresi tra il +29,1% del Centro Nord e il +51,3% della Sicilia (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 21,7 milioni di MWh, con un calo del 3,9% su base annua, si portano sul livello più basso da oltre due anni e mezzo. In lieve flessione, la prima dallo scorso agosto, gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,3 milioni di MWh (-0,5%), mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e

nominati su MGP, ininterrottamente in calo da inizio anno, ripiegano a 5,4 milioni di MWh (-12,9%), confermandosi ai minimi da quasi quattro anni (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, seppur in leggero calo su marzo, supera di 2,6 punti percentuali quella di aprile 2016 attestandosi a 75,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

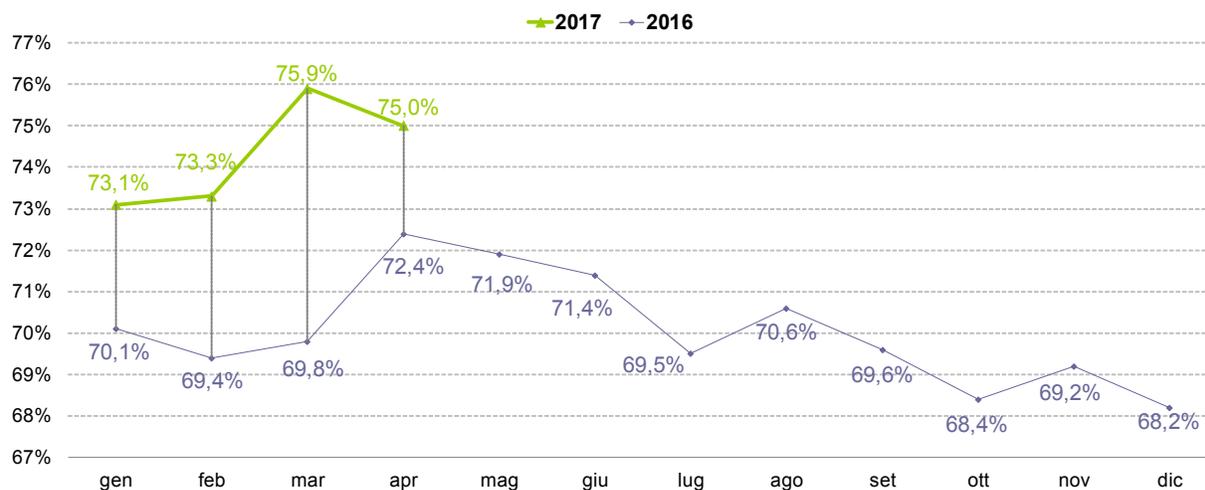
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.262.037	-0,5%	75,0%
Operatori	9.494.460	+1,2%	43,8%
GSE	3.513.886	+4,6%	16,2%
Zone estere	3.253.691	-9,7%	15,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.425.152	-12,9%	25,0%
Zone estere	265.917	-48,8%	1,2%
Zone nazionali	5.159.236	-9,7%	23,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	21.687.189	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.701.833	+0,7%	
OFFERTA TOTALE	39.389.022	-1,9%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.262.037	-0,5%	75,0%
Acquirente Unico	3.709.715	+25,1%	17,1%
Altri operatori	7.949.258	-7,1%	36,7%
Pompaggi	12.995	-24,9%	0,1%
Zone estere	432.795	-12,8%	2,0%
Saldo programmi PCE	4.157.273	-3,5%	19,2%
PCE (incluso MTE)	5.425.152	-12,9%	25,0%
Zone estere	9.696	-24,7%	0,0%
Zone nazionali AU	305.316	-78,8%	1,4%
Zone nazionali altri operatori	9.267.413	+2,0%	42,7%
Saldo programmi PCE	-4.157.273		
VOLUMI ACQUISTATI	21.687.189	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	437.035	-68,1%	
DOMANDA TOTALE	22.124.224	-7,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali si riducono del 3,7% portandosi a 21,2 milioni di MWh. A livello locale gli acquisti si riducono al Nord (-2,6%), al Centro Sud (-2,0%) ma soprattutto al Sud (-23,8%), crescono invece al Centro Nord (+3,9%) e appaiono meno mossi nelle isole. Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 442 mila MWh si confermano in calo (-13,1%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale toccano il minimo storico a quota 18,2 milioni di MWh, in flessione annua dell'1,5%. A trainare il calo la riduzione delle vendite al Centro Sud (-6,2%), al Sud (-4,3%) ed in Sicilia (-36,0%); in aumento le vendite delle altre zone in particolare in Sardegna (+28,7%). Tornano a ridursi le importazioni di energia dall'estero che, con una flessione del 14,6% su base annua, scendono a 3,5 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.231.395	26.710	+0,4%	9.172.146	12.739	+1,6%	11.525.230	16.007	-2,6%
Centro Nord	2.546.895	3.537	+8,1%	1.585.190	2.202	+9,8%	2.471.789	3.433	+3,9%
Centro Sud	3.796.571	5.273	-11,2%	2.183.175	3.032	-6,2%	3.535.835	4.911	-2,0%
Sud	6.162.580	8.559	+12,8%	3.461.992	4.808	-4,3%	1.740.623	2.418	-23,8%
Sicilia	2.565.484	3.563	-17,1%	846.531	1.176	-36,0%	1.275.459	1.771	+0,9%
Sardegna	1.498.765	2.082	-8,2%	918.547	1.276	+28,7%	695.762	966	-0,8%
Totale nazionale	35.801.690	49.725	-0,5%	18.167.582	25.233	-1,5%	21.244.697	29.507	-3,7%
Estero	3.587.332	4.982	-13,8%	3.519.607	4.888	-14,6%	442.491	615	-13,1%
Sistema Italia	39.389.022	54.707	-1,9%	21.687.189	30.121	-3,9%	21.687.189	30.121	-3,9%

Ad aprile le vendite da impianti a fonte rinnovabile, pari a 7,0 milioni di MWh, registrano un calo del 12,8% su base annua che ha riguardato in particolare la fonte idraulica (-24,2%) e quella eolica (-26,9%). Tornano in crescita invece le vendite da impianti a fonte tradizionale (+10,3%), sostenute dagli impianti a gas naturale (+23,1%); si

riducono infatti sia le vendite degli impianti a carbone (-6,9%) che quelle degli altri impianti a fonte tradizionale (-22,3%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a gas guadagna in un anno 9,1 punti percentuali portandosi al 45,4%, mentre quella delle fonti rinnovabili ne cede 5,0 scendendo a 38,8% (Grafico 4).

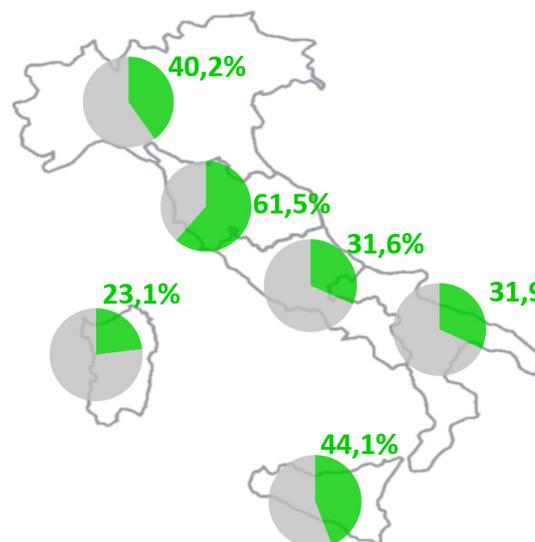
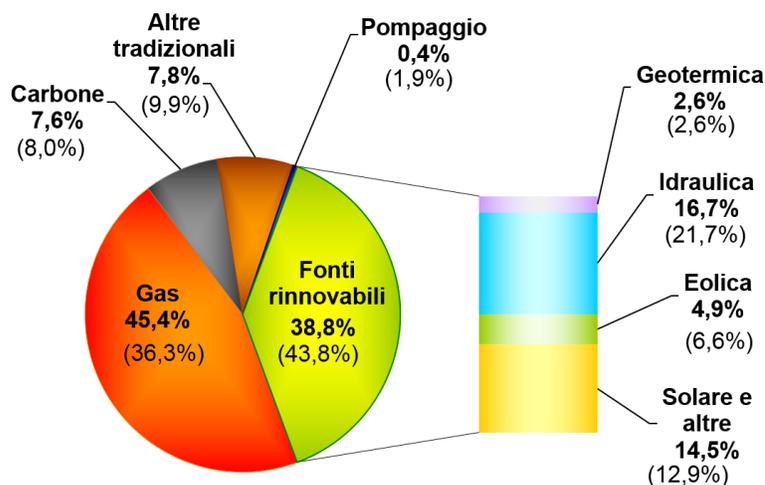
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	7.531	+26,3%	848	+28,6%	2.057	-3,9%	3.277	-4,8%	657	-40,1%	981	+59,8%	15.351	+10,3%
Gas	6.178	+48,6%	791	+42,6%	594	-2,3%	2.731	+13,3%	599	-40,6%	560	-1,6%	11.453	+23,1%
Carbone	337	-52,5%	-	-	1.240	-8,2%	-	-	-	-	342	#DIV/0!	1.919	-6,9%
Altre	1.015	-7,3%	57	-45,4%	223	+22,3%	546	-47,2%	58	-34,0%	80	+76,2%	1.980	-22,3%
Fonti rinnovabili	5.124	-16,2%	1.353	+0,6%	958	-9,0%	1.532	-3,2%	519	-30,1%	295	-21,8%	9.781	-12,8%
Idraulica	3.021	-26,8%	304	-12,6%	375	-14,4%	361	-8,5%	104	-36,4%	52	-40,0%	4.218	-24,2%
Geotermica	-	-	667	-1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	667	-1,2%
Eolica	6	-42,1%	15	-22,3%	201	-31,8%	655	-10,7%	233	-45,7%	123	-38,5%	1.233	-26,9%
Solare e altre	2.097	+6,1%	368	+21,3%	382	+19,3%	516	+13,4%	181	+21,9%	119	+32,9%	3.663	+11,2%
Pompaggio	84	-81,5%	-	-	17	-57,0%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%	101	-79,5%
Totale	12.739	+1,6%	2.202	+9,8%	3.032	-6,2%	4.808	-4,3%	1.176	-36,0%	1.276	+28,7%	25.233	-1,5%

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

Ad aprile sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.598 MWh, di cui 2.056 MWh sul confine francese (80% circa del totale), 228 MWh su quello austriaco e 314 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona prevalentemente in import sulla frontiera austriaca e francese (rispettivamente 98,1% e 96,4% delle ore), mentre su quella slovena in oltre un terzo delle ore (33,9%) si osserva un flusso in export, pari

a 349 MWh medi orari (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce dell'8/9% su tutte le frontiere. Il market coupling alloca quasi tutta la capacità disponibile sulla frontiera austriaca, quasi il 90% sulla frontiera francese e poco più del 38% su quella slovena. Le allocazioni con aste esplicite si riducono drasticamente sulla frontiera francese e slovena, confermandosi nulle su quella slovena, dove quasi il 62% della capacità resta però 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	2.232 (2.151)	2.101 (1.998)	96,4% (97,9%)	77,1% (78,1%)	1.120 (1.406)	891 (1.011)	3,5% (2,1%)	1,7% (1,3%)
Italia - Austria	226 (186)	229 (186)	98,1% (97,9%)	97,9% (96,7%)	122 (181)	138 (144)	1,9% (1,5%)	1,8% (1,4%)
Italia - Slovenia	513 (560)	300 (384)	65,4% (79,6%)	34,3% (33,2%)	670 (669)	349 (342)	33,9% (20,4%)	7,8% (3,3%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

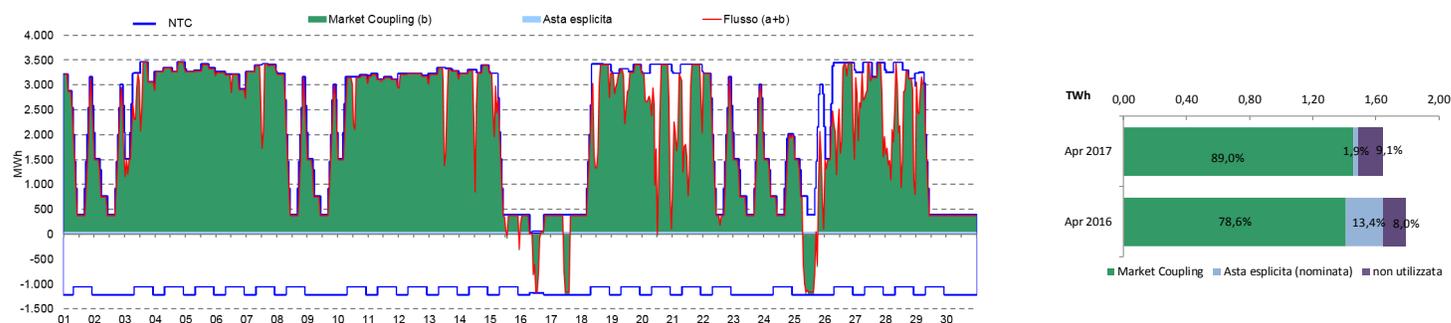


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

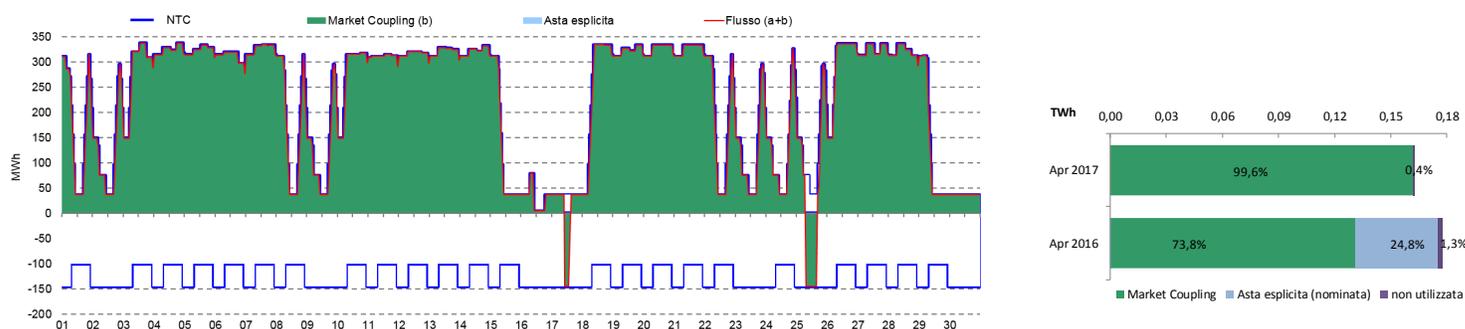
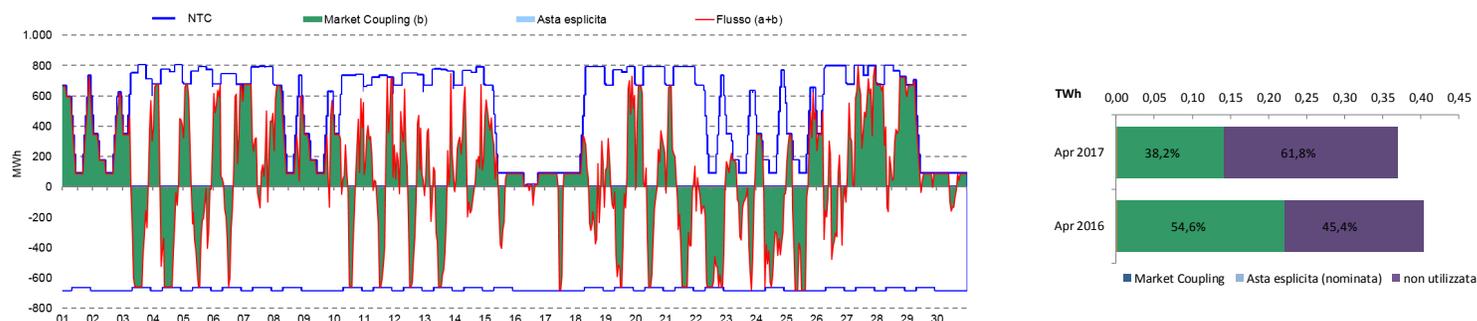


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero (MI) variano tra i 42,64 €/MWh di MI1 e 53,76 €/MWh di MI7. Tutte le sessioni registrano ribassi congiunturali di circa il 3% ad eccezione di MI7 dove il prezzo aumenta del 12,2%. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile un confronto omogeneo su base annua, mostrano entrambe un rialzo del prezzo superiore al 30%. Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti

(MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi medi di acquisto lievemente inferiori nelle prime cinque sessioni di MI e superiori sulle ultime due, in particolare su MI7 (+7,3%) (Figura 1 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, ai minimi da settembre 2016, si attestano a 1,8 milioni di MWh, con un calo su base annua del 27,9% (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 <i>(1-24 h)</i>	42,86	+34,0%	21.687.189	30.121	-3,9%
MI1 <i>(1-24 h)</i>	42,64 <i>(-0,5%)</i>	+34,3%	1.004.252	1.395	-24,7%
MI2 <i>(1-24 h)</i>	42,66 <i>(-0,5%)</i>	+32,3%	384.079	533	-43,7%
MI3 <i>(5-24 h)</i>	43,17 <i>(-1,5%)</i>	-	154.602	258	-
MI4 <i>(9-24 h)</i>	44,01 <i>(-1,0%)</i>	-	57.897	121	-
MI5 <i>(13-24 h)</i>	43,72 <i>(-0,0%)</i>	-	72.480	201	-
MI6 <i>(17-24 h)</i>	48,21 <i>(+1,0%)</i>	-	126.138	526	-
MI7 <i>(21-24 h)</i>	53,76 <i>(+7,3%)</i>	-	29.125	243	-

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

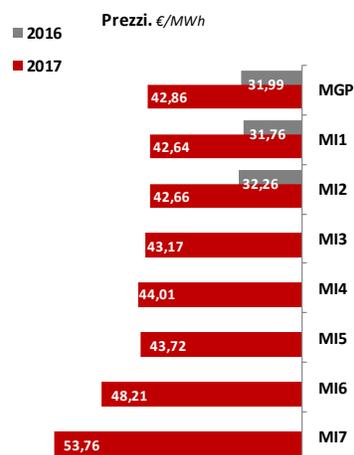
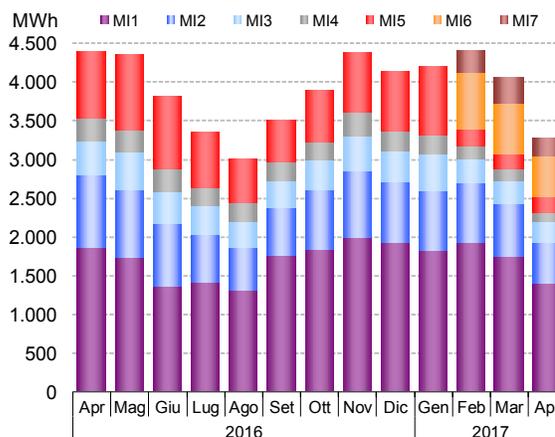
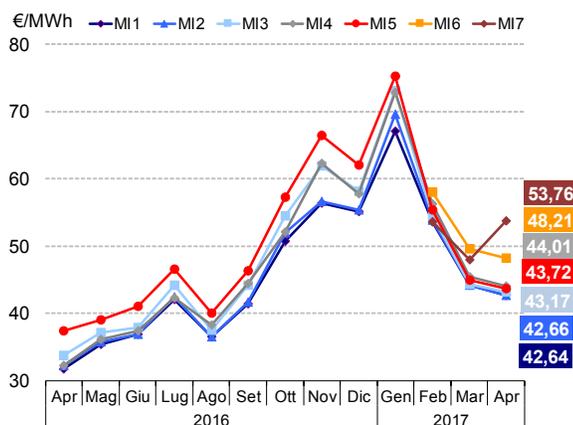


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



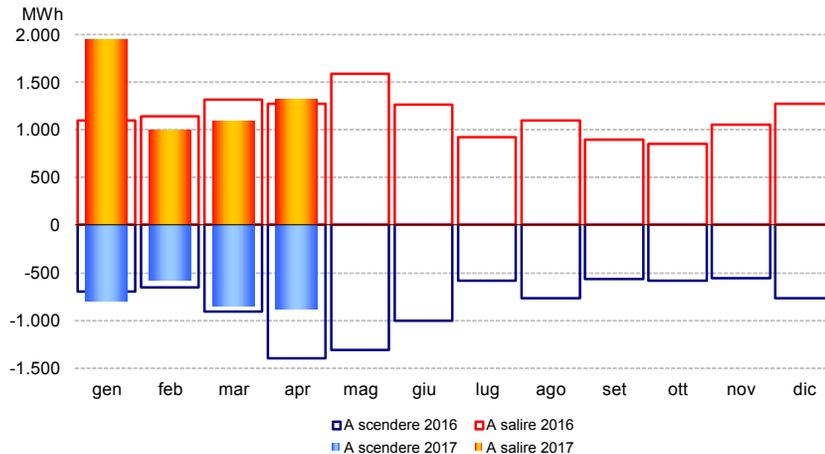
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad aprile gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in aumento del 3,5% su base annua, si portano a quota 952 mila MWh. In netto calo

dagli alti livelli dell'anno precedente, le vendite di Terna sul mercato a scendere si attestano a 641 mila MWh (-36,5%)(Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

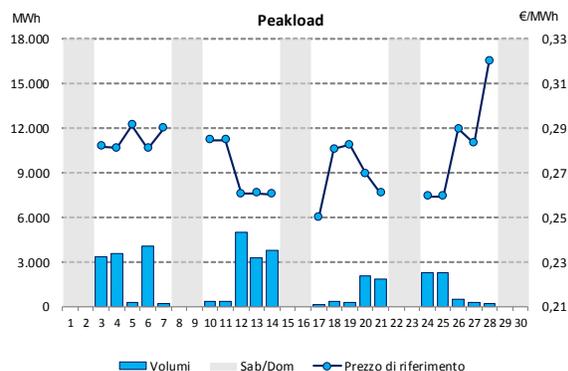
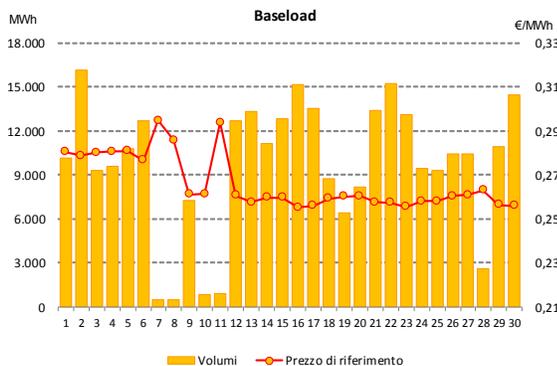
Ad aprile nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 305 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 235 con profilo baseload e 70 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, nei 30 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,27 €/MWh, mentre quello dei prodotti con profilo peakload, nei 20 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,28

€/MWh. I prodotti con profilo peakload presentano però un range di variazione del prezzo di abbinamento più ristretto (25-40 cent.€/MWh) rispetto a quelli con profilo baseload (15-50 cent.€/MWh). Dei 324 mila MWh complessivamente scambiati su MPEG, 290 mila MWh si riferiscono a prodotti con profilo baseload e solo 34.008 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	235	30/30	0,27	0,15	0,50	290.064	9.669
Peakload	70	20/20	0,28	0,25	0,40	34.008	1.700
Totale	305					324.072	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 9 negoziazioni, 6 per i prodotti baseload e 3 per quelli peakload, per complessivi 29.340 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 621 mila MWh, in flessione del 10,1% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili ad aprile risultano tutti in aumento ad eccezione del prodotto Il Trimestre 2018, pressoché invariato rispetto

alla quotazione di fine marzo (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Maggio 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 42,20 €/MWh sul baseload e 45,62 €/MWh sul peakload, ambedue in rialzo del 3,2% rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 125 e 22 MW, per complessivi 99 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

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
Maggio 2017	42,20	+3,2%	1	3	-	3	-76,9%	125	93.000
Giugno 2017	45,97	+10,2%	-	-	-	-	-	122	87.840
Luglio 2017	50,00	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2017	46,15	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	47,45	+1,5%	-	-	-	-	-	86	189.888
IV Trimestre 2017	48,67	+5,0%	-	-	-	-	-	82	181.138
I Trimestre 2018	48,38	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	38,26	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	44,20	+6,0%	2	3	-	3	-75,0%	17	148.920
Totale			3	6	-	6			607.786

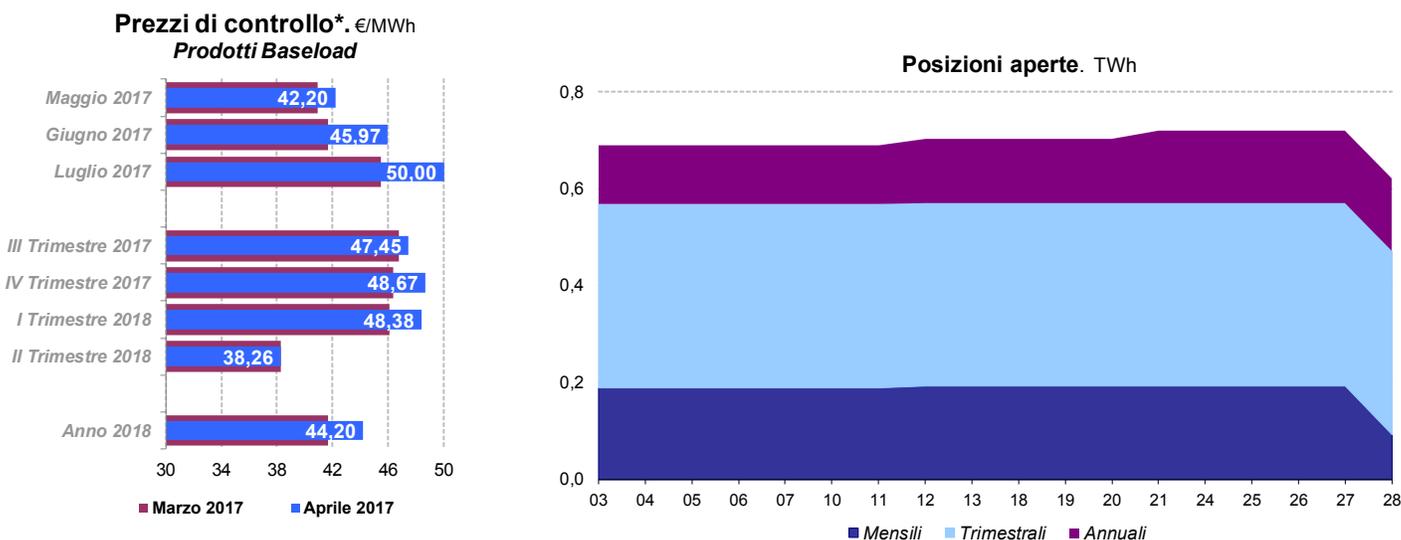
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2017	45,62	+3,2%	1	3	-	3	-	22	6.072
Giugno 2017	50,89	+8,9%	-	-	-	-	-	19	5.016
Luglio 2017	57,48	+8,7%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2017	48,85	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	53,18	+1,8%	-	-	-	-	-	5	3.900
IV Trimestre 2017	58,25	+3,7%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	56,67	+3,7%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	41,14	-0,9%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	49,96	+6,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	3	-	3			12.816
TOTALE			4	9	-	9			620.602

* 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 ad aprile 2017, pari a 24,2 milioni di MWh, con una flessione tendenziale del 9,7%, scendono ai minimi da settembre 2011. Ancora in forte calo sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 92 mila MWh (-75,1%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 23,8 milioni di MWh (-10,0%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano a 324 mila MWh e rappresentano l'1,3% del totale registrato (Tabella 8).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE scende a 12,9 milioni di MWh (-2,1%) e si conferma sui

livelli più bassi degli ultimi sette anni. In calo anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che cede 0,16 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,87 (minimo da gennaio 2015) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,4 milioni di MWh, segnano un calo su base annua (-12,9%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma salgono a 7,5 milioni di MWh (+7,5%).

Si riducono su base annua anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,6 milioni di MWh (-9,1%) mentre i relativi sbilanciamenti a programma balzano a 3,3 milioni di MWh (+25,3%).

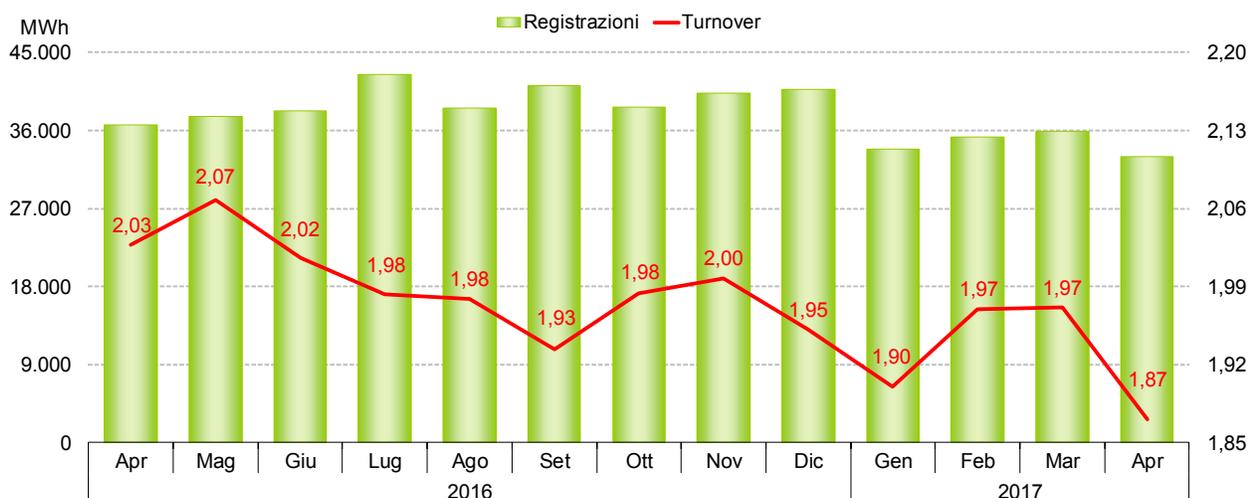
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	6.326.859	- 11,2%	26,2%	Richiesti	8.008.215	-3,0%	100,0%	9.790.992	-7,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	131.634	- 48,9%	0,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.924.130	+6,8%	49,0%	9.622	+271,1%	0,1%
<i>Peak</i>	83.482	- 84,8%	0,3%	Rifiutati	2.583.063	+27,6%	32,3%	208.567	+125437,6%	2,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.582.439	+28,3%	32,2%	15	-91,0%	0,0%
Totale Standard	6.541.975	- 17,5%	27,1%							
Totale Non standard	17.209.048	- 6,8%	71,2%	Registrati	5.425.152	-12,9%	67,7%	9.582.425	-9,1%	97,9%
PCE bilaterali	23.751.022	- 10,0%	98,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>1.341.691</i>	<i>-19,3%</i>	<i>16,8%</i>	<i>9.607</i>	<i>+295,9%</i>	<i>0,1%</i>
MTE	92.400	- 75,1%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.492.574	+7,5%		3.335.301	+25,3%	
MPEG	324.072	-	1,3%	Saldo programmi	-	-		4.157.273	-3,5%	
TOTALE PCE	24.167.494	- 9,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.917.726	- 2,1%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia, pari a 4.779 milioni di mc, riprendono a crescere su base annua (+9,3%) e si attestano sul livello più alto degli ultimi quattro anni relativamente al mese di aprile. Il settore termoelettrico, favorito dal calo delle importazioni di energia elettrica e dalla bassa produzione rinnovabile, torna ad esibire una sensibile ripresa tendenziale (+14,7%). In aumento anche i consumi del settore civile (+8,2%), mentre restano pressoché invariati quelli industriali (+0,2%).

Sul lato offerta si registra un nuovo importante aumento delle

importazioni di gas naturale (+11,5%) in particolare dalla Russia e dal Nord Europa; riparte la produzione nazionale (+9,0%) interrompendo una lunga serie di cali tendenziali. In aumento anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (+19,3%) e la giacenza di gas naturale a fine mese (+22,8%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 2,8 milioni di MWh, pari al 5,6% della domanda complessiva di gas naturale, con prezzi medi attestatisi poco sopra i 18 €/MWh ed in linea con la quotazione al PSV (18,10 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di aprile i consumi di gas naturale in Italia, dopo la battuta di arresto del mese precedente, tornano a segnare un sensibile rialzo tendenziale, attestandosi a 4.779 milioni di mc (+9,3%), livello massimo per il mese di aprile degli ultimi quattro anni.

La crescita è stata sostenuta dai consumi del settore civile, che guadagnano l'8,2% su base annua portandosi a 1.824 milioni di mc, e soprattutto dai consumi del settore termoelettrico, in ripresa del 14,7% a quota 1.656 milioni di mc, ai massimi dal 2013 per il mese di aprile. Pressoché invariati, invece, i consumi di gas del settore industriale, pari a 1.114 milioni di mc (+0,2%). Ancora in deciso aumento le esportazioni salite a 185 milioni di mc (+41,3%).

Sul lato offerta le importazioni di gas naturale sono aumentate dell'11,5% portandosi a 5.691 milioni di mc, livello tra i più alti

registrati per il mese in analisi, mentre la produzione nazionale, in controtendenza rispetto ai mesi precedenti, torna a registrare una crescita (432 milioni di mc; +9,0%).

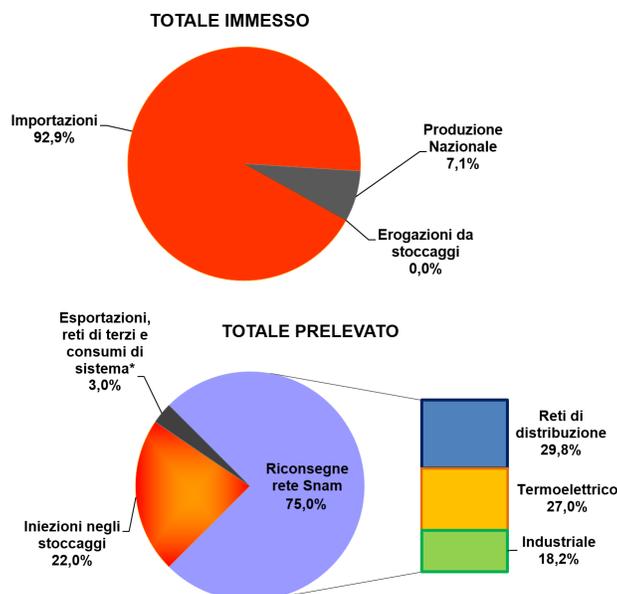
Tra i punti di entrata, in evidenza le importazioni di gas dalla Russia a Tarvisio che, dopo le forti flessioni tendenziali dei due mesi precedenti, salgono a 2.735 mln mc (+39,6%); in aumento anche le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (394 mln mc; +44,0%). In significativa flessione, invece, le importazioni del gas libico a Gela attestatesi a 306 mln mc (-25,2%) e quelle dall'Algeria a Mazara (1.539 mln mc, -18,9%).

In netta ripresa le importazioni dal terminale GNL di Livorno con 198 mln di mc (+521,1%), mentre scendono a 518 mln di mc quelle di Cavarzere (-1,4%); ancora fermo il rigassificatore di Panigaglia. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.344 mln di mc in aumento del 19,3% rispetto allo scorso anno.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.691	60,2	+11,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.539	16,3	-18,9%
Tarvisio	2.735	28,9	+39,6%
Passo Gries	394	4,2	+44,0%
Gela	306	3,2	-25,2%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-90,7%
Cavarzere (GNL)	518	5,5	-1,4%
Livorno (GNL)	198	2,1	+521,1%
Produzione Nazionale	432	4,6	+9,0%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.123	64,8	+11,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.594	48,6	+8,3%
Industriale	1.114	11,8	+0,2%
Termoelettrico	1.656	17,5	+14,7%
Reti di distribuzione	1.824	19,3	+8,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	185	2,0	+41,3%
TOTALE CONSUMATO	4.779	50,6	+9,3%
Iniezioni negli stoccaggi	1.344	14	+19,3%
TOTALE PRELEVATO	6.123	64,8	+11,3%



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

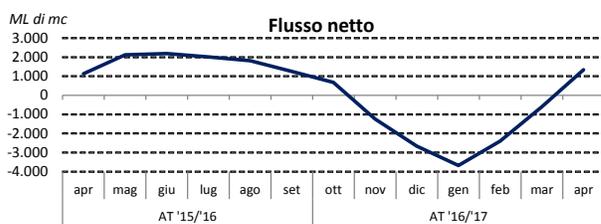
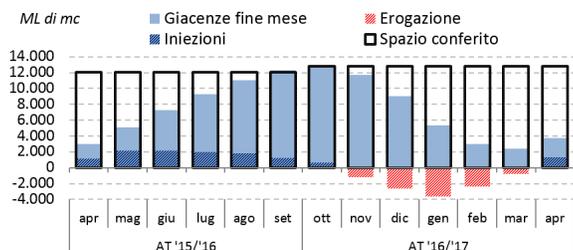
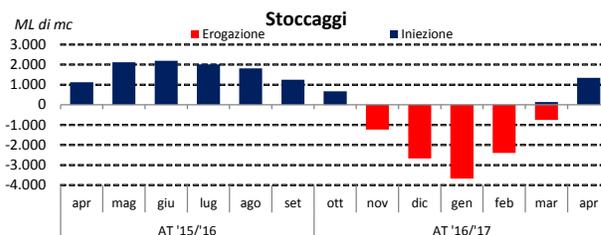
Nell'ultimo giorno del mese di aprile la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.713 milioni di mc, in aumento del 22,8% rispetto al 30 aprile del

2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 29,0%, anch'esso in rialzo rispetto ad un anno fa (+4,0 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2017)	3.713	+22,8%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.344	+19,3%
Flusso netto	1.344	+19,3%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	29,0%	+4,0 p.p.



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in lieve ripresa dal minimo di marzo (+0,31 €/MWh;

+1,7%), segna invece il quinto rialzo tendenziale consecutivo (+4,33 €/MWh; +31,4%) e si porta a 18,10 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

A partire dal giorno gas 1° aprile 2017 è stata avviata la fase a regime del nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale acquistando efficacia la nuova Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS), approvata con Decreto ministeriale 13-03-2017 che ridefinisce il disegno del mercato del gas naturale (MGAS), all'interno del quale, al mercato del giorno prima (MGP-GAS), al mercato infragiornaliero (MI-GAS) e al mercato a termine (MT-GAS), si aggiungono il mercato per la negoziazione dei prodotti locational (MPL) ed il mercato per la regolazione dei quantitativi di gas movimentati da stoccaggio (MGS), fino al 31 marzo 2017 organizzati, in via transitoria, nell'ambito

della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (PB-GAS). Ad aprile nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,8 milioni di MWh, pari al 5,6% della domanda complessiva di gas naturale (8,1% ad aprile 2016), tutti nel nuovo Mercato a pronti del Gas (MP-GAS). I volumi scambiati nel Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), pari a 1.490 mila di MWh, superano per la prima volta dalla partenza del nuovo sistema di bilanciamento gas (01 ottobre 2016) quelli di MI-gas pari a 1.239 mila MWh; più modesti i volumi di MGP-gas (80 mila MWh).

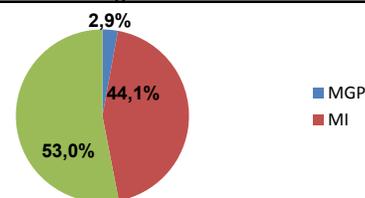
I prezzi sono oscillati tra 18,01 €/MWh di MGP-gas e 18,46 €/MWh di MI-gas, in linea con la quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS e PB-GAS: prezzi e volumi*

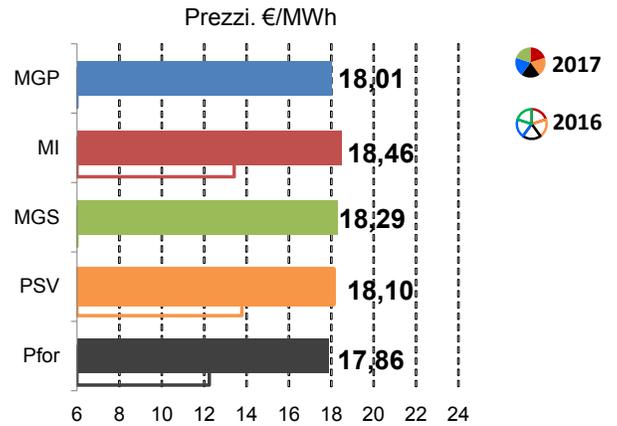
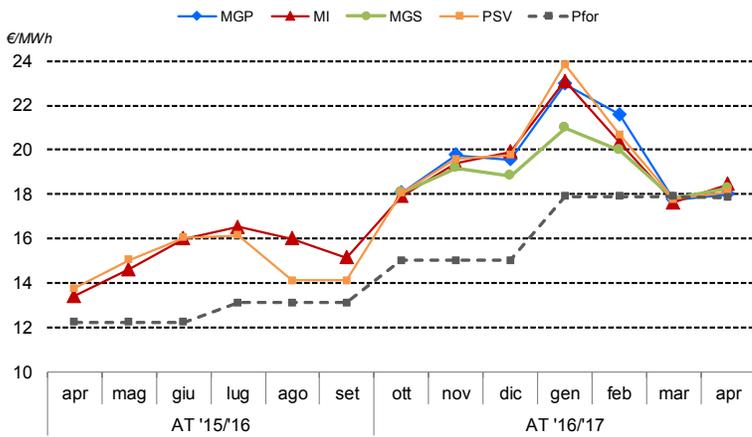
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	18,01	(-)	16,88	19,00	80.320 (-)
MI	18,46	(13,41)	16,80	20,00	1.239.310 (5.000)
MGS	18,29	(-)	17,61	19,05	1.489.805 (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



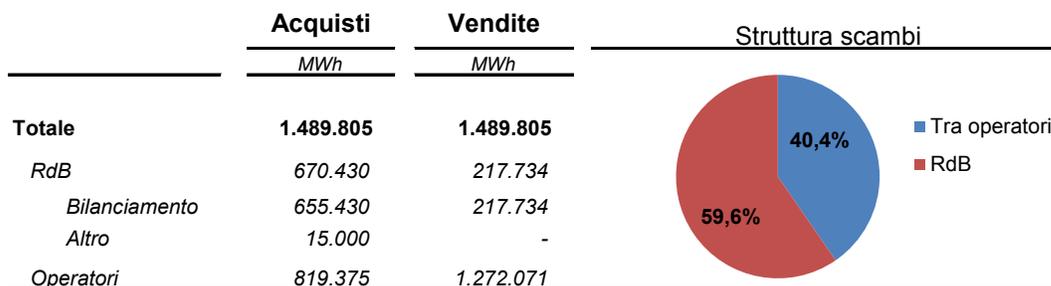
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MGS è un mercato ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

Nel Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) i volumi scambiati tra operatori (602 mila MWh) hanno rappresentato il 40,4% del totale scambiato, mentre l'attività di SRG, quasi tutta finalizzata

al bilanciamento, è stata pari a 670 mila MWh sul lato acquisti e 218 mila MWh sul lato vendite.

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

Fonte: dati GME



Ad aprile nel Mercato a Termine del Gas naturale (MT-Gas) non si registrano negoziazioni; la posizione aperta a fine mese, pari a 1.440 MWh, segna una decisa flessione rispetto a marzo (-71%). Il prodotto M-2017-05 chiude il periodo di trading con

un prezzo di controllo pari a 17,700 €/MWh, stabile su base mensile, e una posizione aperta di 744 MWh. I prezzi di controllo dei restanti prodotti negoziabili ad aprile sono risultati invariati o in ripresa sul mese precedente.

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	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-04	-	-	19,260	12,1%	-	-	-	-	-	-	120,000	240,000
BoM-2017-05	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	24,000	720,000
M-2017-05	-	-	17,700	0,0%	-	-	-	-	-	-	24,000	744,000
M-2017-06	-	-	18,320	4,0%	-	-	-	-	-	-	24,000	720,000
M-2017-07	-	-	18,520	4,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-08	-	-	17,860	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-03	-	-	18,130	2,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
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					-	-			-		48,000	1.440,000

*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

■ Ad aprile i prezzi del greggio e degli altri combustibili tornano in crescita congiunturale, dopo la battuta di arresto registrata a marzo. Rialzi sul mese precedente si osservano anche sui principali hub europei del gas naturale con la quotazione al PSV

che sale a 18,07 €/MWh. L'aumento del costo della materia prima non pare avere avuto impatti sui i prezzi spot dell'energia elettrica che mostrano un diffuso calo congiunturale, sebbene evidenzino prospettive di ripresa nel medio termine.

Ad aprile il prezzo del greggio, ancora in netta ripresa dai livelli registrati un anno fa (+28%), torna a segnare un rialzo congiunturale portandosi a 52\$/bbl (+2%). Dinamiche analoghe si riscontrano anche sugli andamenti delle quotazioni del gasolio e dell'olio combustibile (470 \$/MT; 288 \$/MT) in rialzo sia sul mese precedente (+4%; +3%) che sui valori di un anno fa (+72%; +38%). Lo stesso trend rialzista si osserva anche per i prezzi a termine con scadenze entro l'anno corrente che disegnano una curva lievemente crescente all'allontanarsi della data di scadenza. Torna a crescere anche il prezzo a

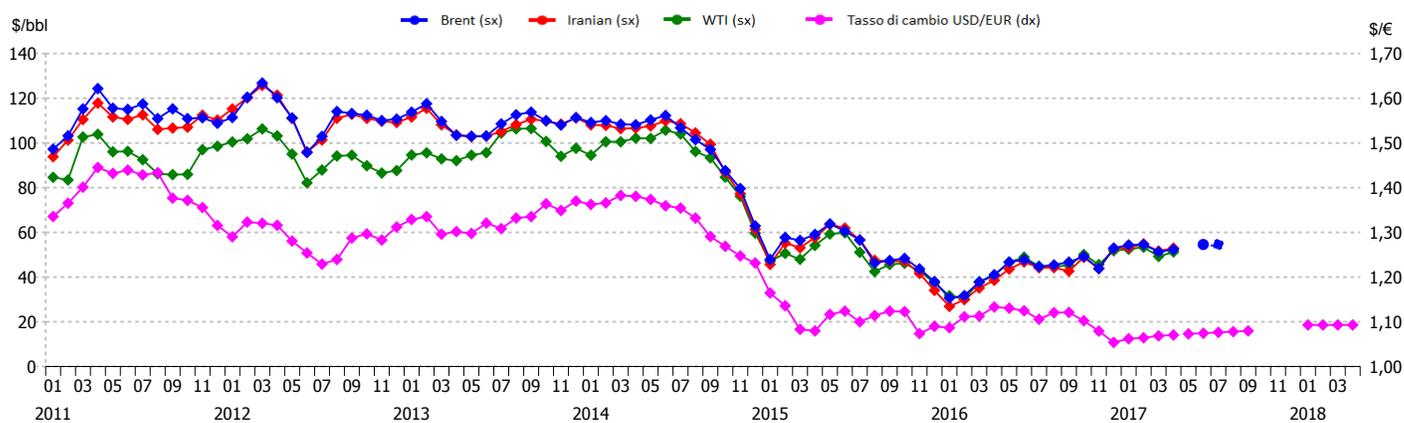
pronti del carbone che sale a 76 \$/MT (+1%) confermandosi ancora su livelli decisamente più alti rispetto a quelli raggiunti un anno fa (+68%). Prospettive al rialzo emergono anche dalle quotazioni a termine che si attestano su livelli di poco inferiori al prezzo a pronti scendendo a 66 \$/MT per il prodotto annuale 2018.

Gli aumenti tendenziali risultano, inoltre, acuiti nella conversione delle quotazioni in euro, in presenza di un tasso di cambio stabile sul mese precedente (1,07 \$/€) ma in flessione del 6% su base annua.

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

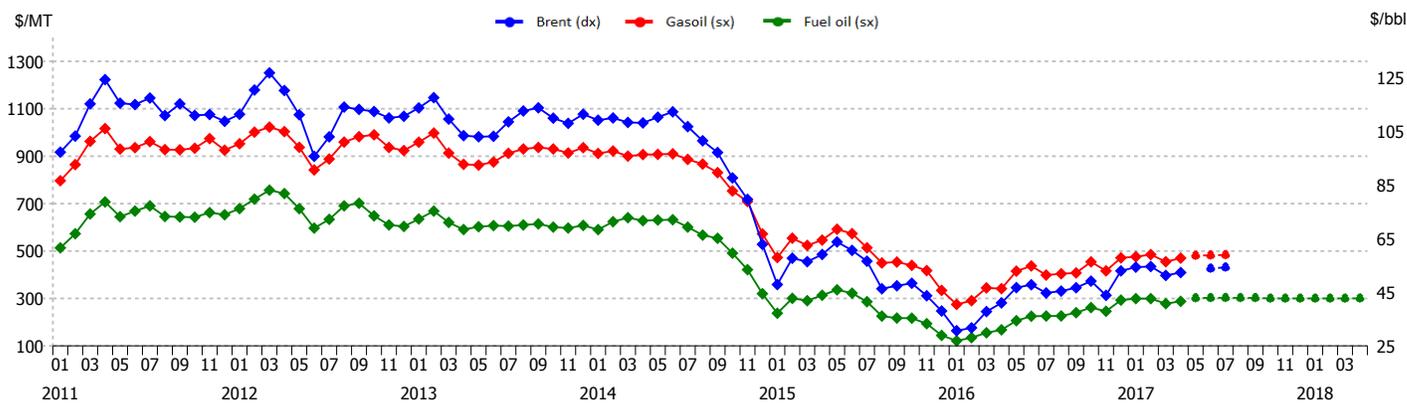
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Apr 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 17	Var M-1 (%)	Giu 17	Var M-1 (%)	Lug 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	52,36	+ 2 %	+ 28 %	-	-	-	53,90	+ 2 %	54,32	-	-	-
	€/bbl	48,91	+ 2 %	+ 35 %	-	-	-	50,16	-	50,47	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	288,05	+ 4 %	+ 72 %	291,16	301,61	+ 4 %	302,34	+ 4 %	302,84	-	299,11	+ 4 %
	€/MT	269,07	+ 3 %	+ 82 %	-	281,09	-	281,36	-	281,38	-	273,67	-
GASOLIO	\$/MT	470,30	+ 3 %	+ 38 %	469,50	480,60	+ 3 %	481,93	+ 3 %	483,45	-	-	-
	€/MT	439,32	+ 3 %	+ 46 %	-	447,90	-	448,49	-	449,19	-	-	-
CARBONE	\$/MT	75,86	+ 1 %	+ 68 %	72,35	74,52	+ 5 %	74,06	+ 6 %	73,71	-	66,16	+ 2 %
	€/MT	70,86	+ 1 %	+ 78 %	-	69,45	-	68,92	-	68,49	-	60,53	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,07	+ 0 %	- 6 %	-	1,07	+ 0 %	1,07	+ 0 %	1,08	-	1,09	+ 0 %

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



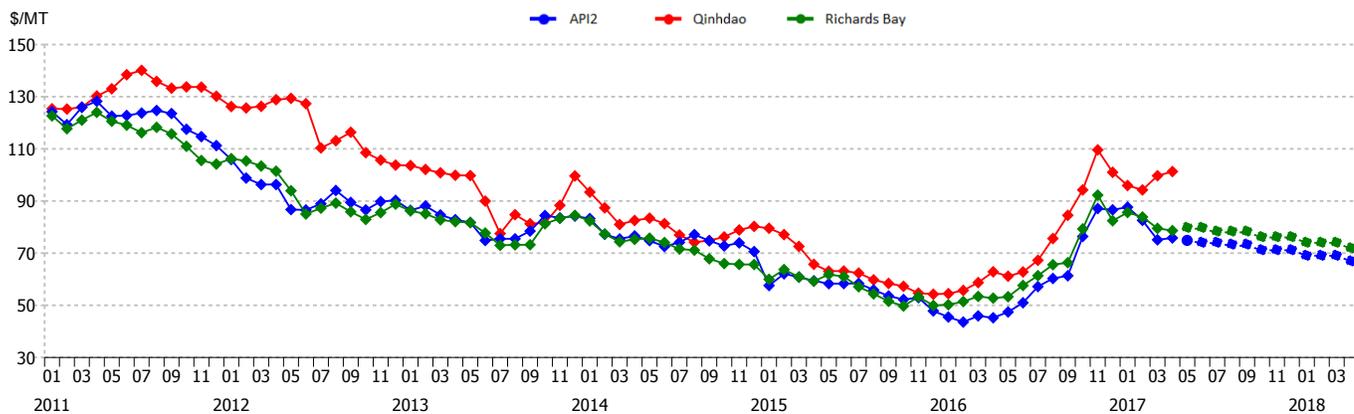
Fonte: Thomson-Reuters

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



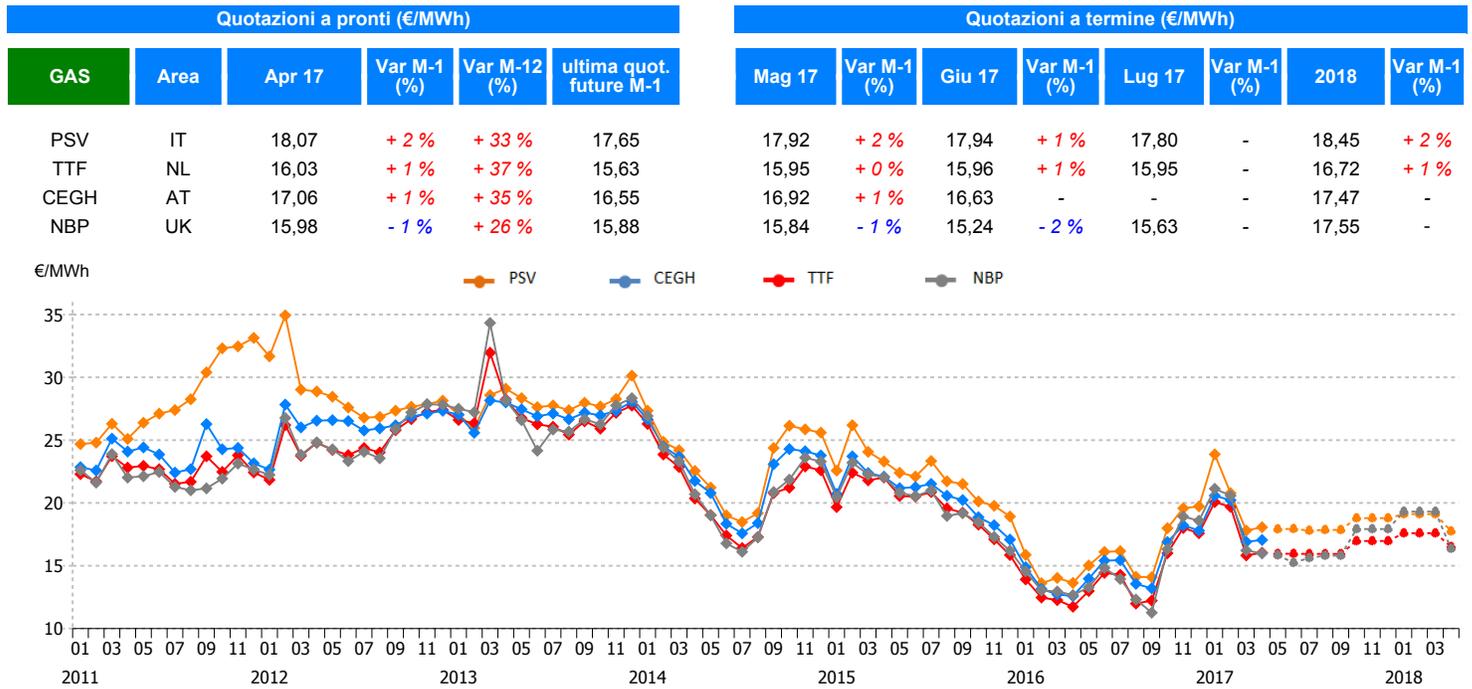
Fonte: Thomson-Reuters

Anche le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas, dopo i ribassi registrati i mesi precedenti, mostrano una lieve ripresa congiunturale, con la sola eccezione delle consegne in Gran Bretagna (NBP 15,98 €/MWh; -1%), confermandosi ovunque in deciso rincaro rispetto ad un anno

fa. L'NBP registra la quotazione più bassa, mentre si amplifica il differenziale tra il TTF olandese (16,03 €/MWh) ed il PSV italiano salito a 18,07 €/MWh. Le aspettative di medio termine, confermano gli andamenti evidenziati sui mercati spot 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



L'andamento al rialzo dei combustibili non trova riscontro nei mercati elettrici che, con la sola eccezione della borsa spagnola, proseguono il trend congiunturale al ribasso, sebbene si attestino ancora su livelli decisamente più alti di quelli registrati un anno fa. Le flessioni più importanti si osservano sulle borse elvetica, tedesca e austriaca (-8/-9%) con le ultime due sotto la soglia dei 30 €/MWh; lievemente più contenuta, invece, la riduzione del prezzo in Francia (35 €/MWh; -2%). In tale

contesto si riduce anche il prezzo della borsa italiana che, con gli acquisti ai minimi da oltre due anni e mezzo, scende a 43 €/MWh (-4% sul mese precedente), confermandosi, tuttavia ancora in netta ripresa tendenziale.

Il trend al ribasso appare, però, non confermarsi nelle quotazioni a termine che si collocano su livelli mediamente più alti degli attuali livelli spot, evidenziando aumenti tra il +2% ed il +13% per i prossimi mesi dell'anno.

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	Apr 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 17	Var M-1 (%)	Giu 17	Var M-1 (%)	Lug 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	42,86	- 4 %	+ 34 %	-	41,95	+ 2 %	43,81	+ 2 %	48,74	-	42,95	- 0 %
FRANCIA	34,77	- 2 %	+ 36 %	31,53	33,33	+ 13 %	33,39	+ 7 %	34,26	-	35,82	-
GERMANIA	28,87	- 9 %	+ 19 %	30,45	31,62	+ 9 %	31,54	+ 4 %	32,22	-	29,93	-
SPAGNA	43,69	+ 1 %	+ 81 %	26,30	26,11	-	23,97	-	21,91	-	23,38	-
AREA SCANDINAVA	29,23	- 4 %	+ 32 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	29,00	- 8 %	+ 19 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	33,59	- 9 %	+ 33 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

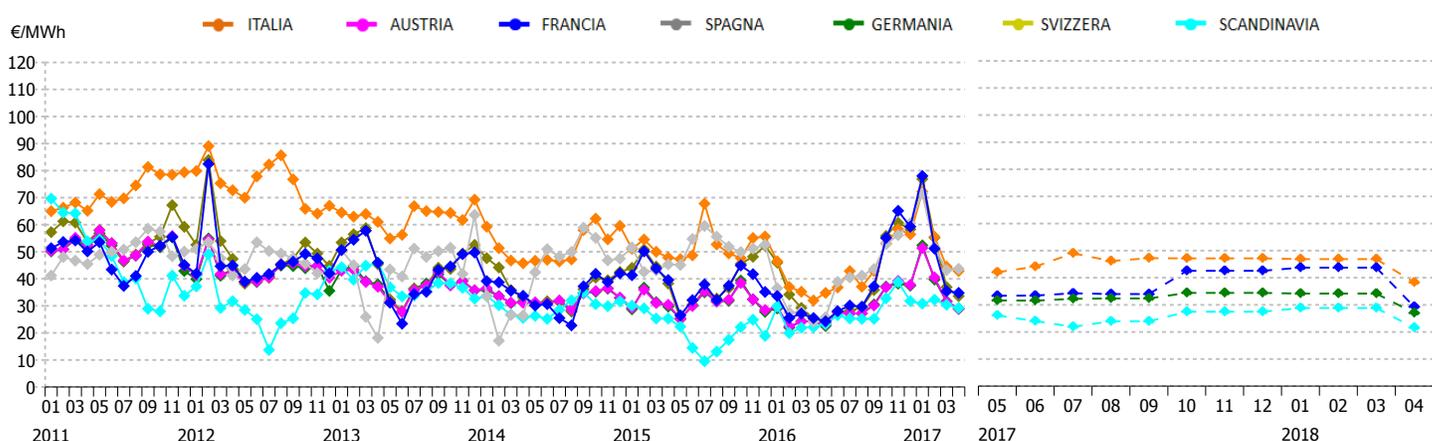
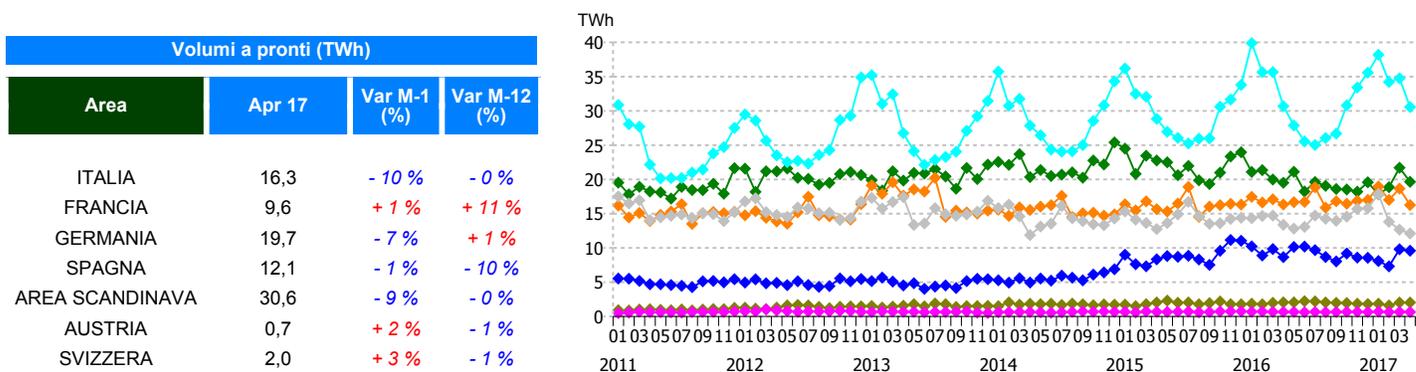


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, Epex si attesta come la piattaforma più liquida (31,5 TWh) sebbene in discesa rispetto al mese precedente (-6%). Ancora in calo congiunturale anche i volumi scambiati sulla borsa scandinava (30,6 TWh), che si riportano sui livelli di

un anno fa, e quelli transitati sulla borsa spagnola (12,1 TWh). In tale quadro i volumi scambiati sulla borsa elettrica italiana (16,3 TWh), in decisa flessione sul mese precedente (-10%), mostrano, per la prima volta dallo scorso agosto 2016, anche un lieve ribasso tendenziale (-0,5%).

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2017, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 476.627 TEE, in aumento rispetto ai 429.529 TEE scambiati a marzo.

Dei 476.627 TEE sono stati scambiati 165.052 TEE di Tipo I e 268.376 TEE di Tipo II, 3.316 TEE di Tipo II-CAR e 39.883 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 222,18 €/tep (239,21 €/tep a marzo), mentre i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media pari a 221,63 €/tep (232,20 €/tep lo scorso mese), i TEE di Tipo II-CAR sono stati scambiati ad una media pari a 215,97 €/tep (235,27 €/tep

a marzo) e i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 220,75 €/tep (236,38 €/tep, il mese scorso).

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 7,12 % per i TEE di Tipo I, di 4,55 % per i TEE di Tipo II, di 8,21 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 6,61 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.655.361 TEE (767.111 TEE di Tipo I, 1.260.987 TEE di Tipo II, 127.352 TEE di Tipo II CAR, 499.616 TEE di Tipo III e 295 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 46.621.230 TEE. Di seguito la tabella riassuntiva, mensile e annuale relativa al mercato TEE.

TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	165.052	36.671.473,60	200,00	249,49	222,18
<i>Tipo II</i>	268.376	59.481.027,88	187,66	253,00	221,63
<i>Tipo II-CAR</i>	3.316	716.164,50	206,00	240,30	215,97
<i>Tipo III</i>	39.883	8.804.290,28	202,00	250,00	220,75
Totale	476.627	105.672.956,26	187,66	253,00	221,71

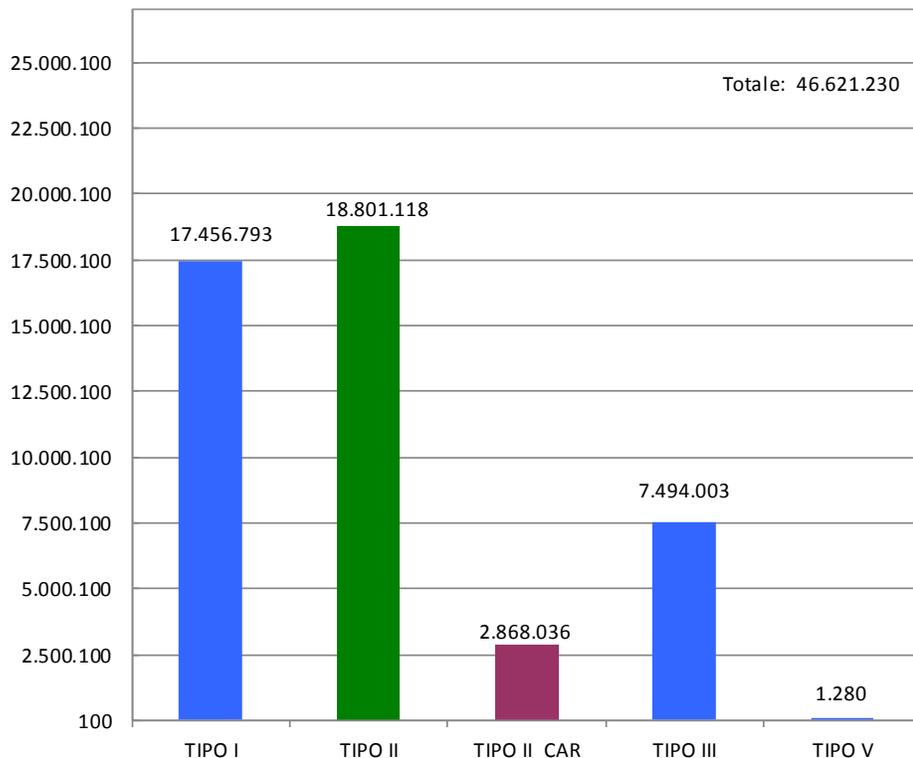
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	609.054	137.483.165,61	150,00	279,00	225,73
<i>Tipo II</i>	899.344	200.119.367,38	152,00	273,50	222,52
<i>Tipo II-CAR</i>	47.303	10.501.946,11	189,00	270,03	222,01
<i>Tipo III</i>	459.452	99.237.428,92	145,00	270,12	215,99
Totale	2.015.153	447.341.908,02	145,00	279,00	221,99

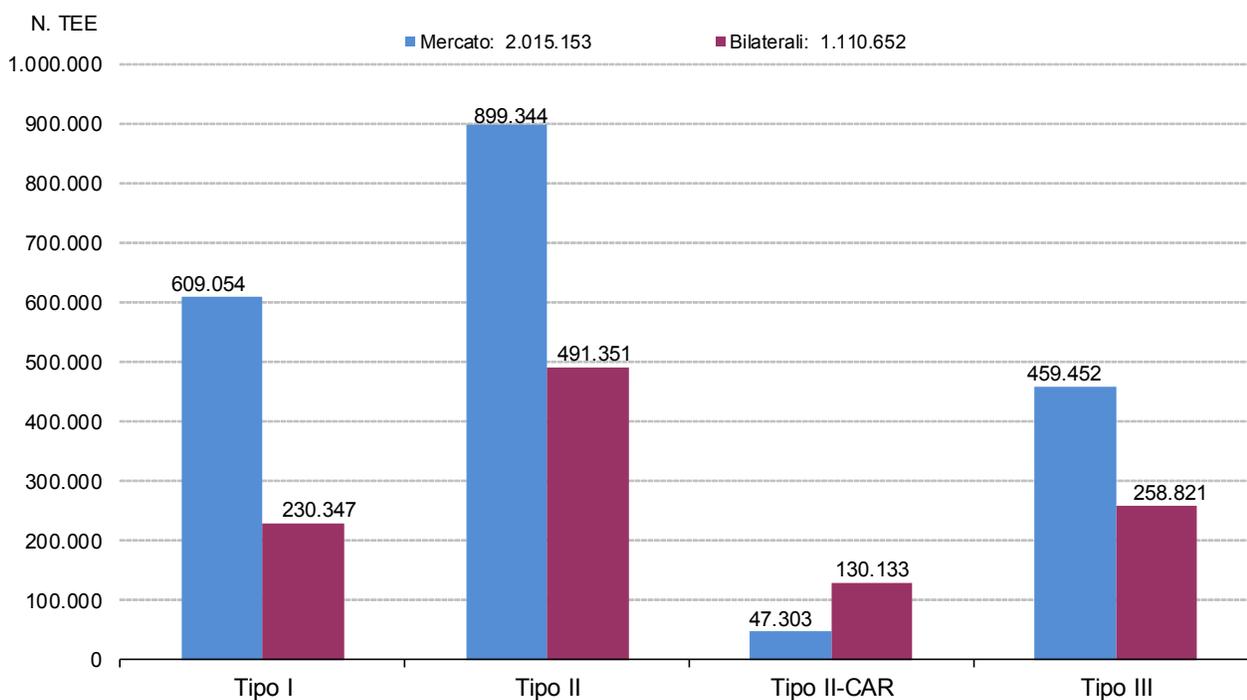
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine aprile 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



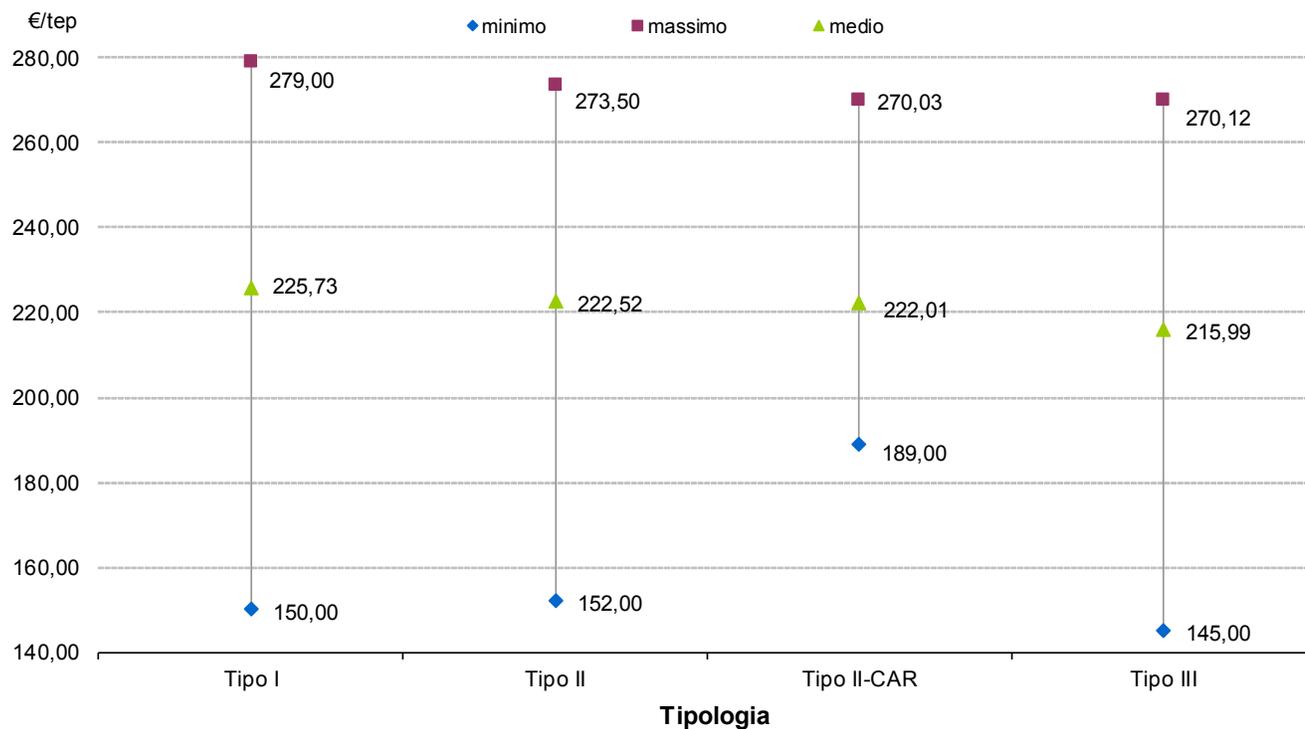
TEE scambiati nel 2017

Fonte: GME



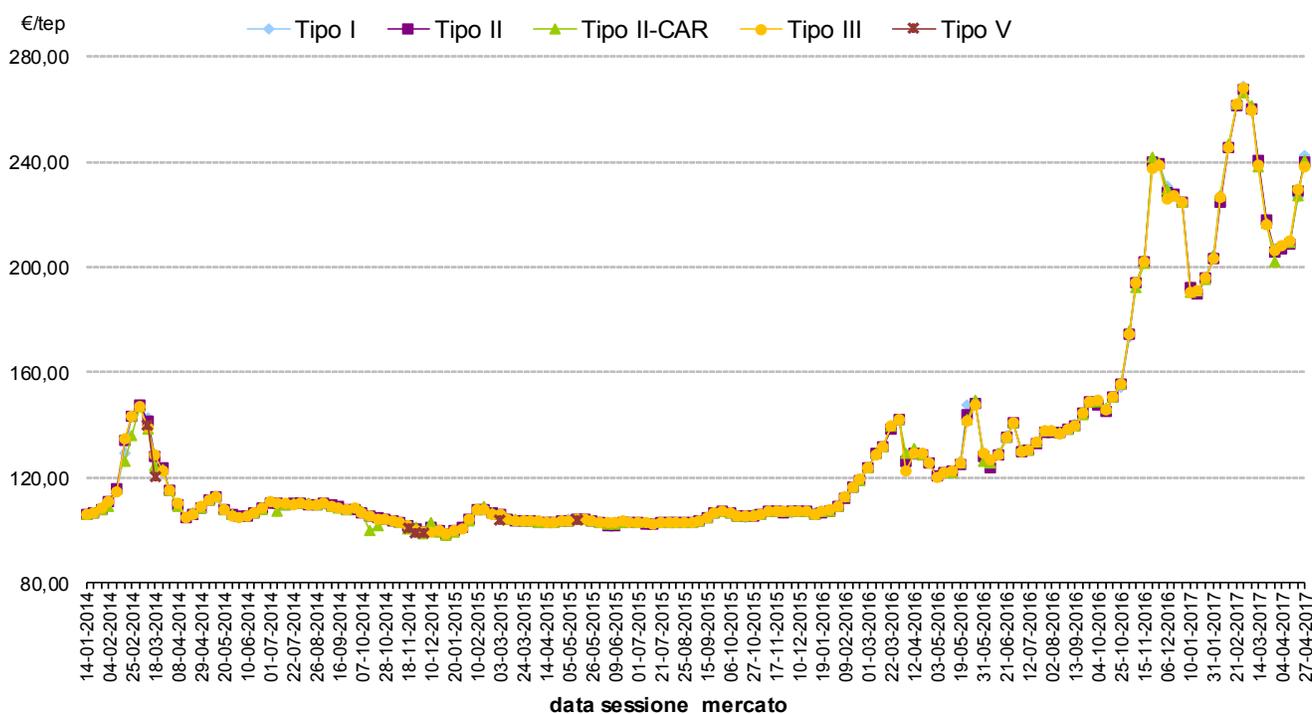
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2017)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Nel corso del mese di aprile 2017 sono stati scambiati 360.986 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (378.046 TEE nel mese scorso).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 140,95 €/tep (197,54 €/tep lo scorso mese),

minore di 80,76 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (235,70 €/tep la media del mercato a marzo).

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

TEE, risultati Bilaterali - aprile 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	81.696	12.857.029,20	0,00	230,00	157,38
Tipo II	148.210	18.664.850,59	0,00	270,00	125,94
Tipo II-CAR	10.592	1.916.126,04	0,00	259,60	180,90
Tipo III	120.488	17.442.860,23	0,00	240,40	144,77
Totale	360.986	50.880.866,06	0,00	270,00	140,95

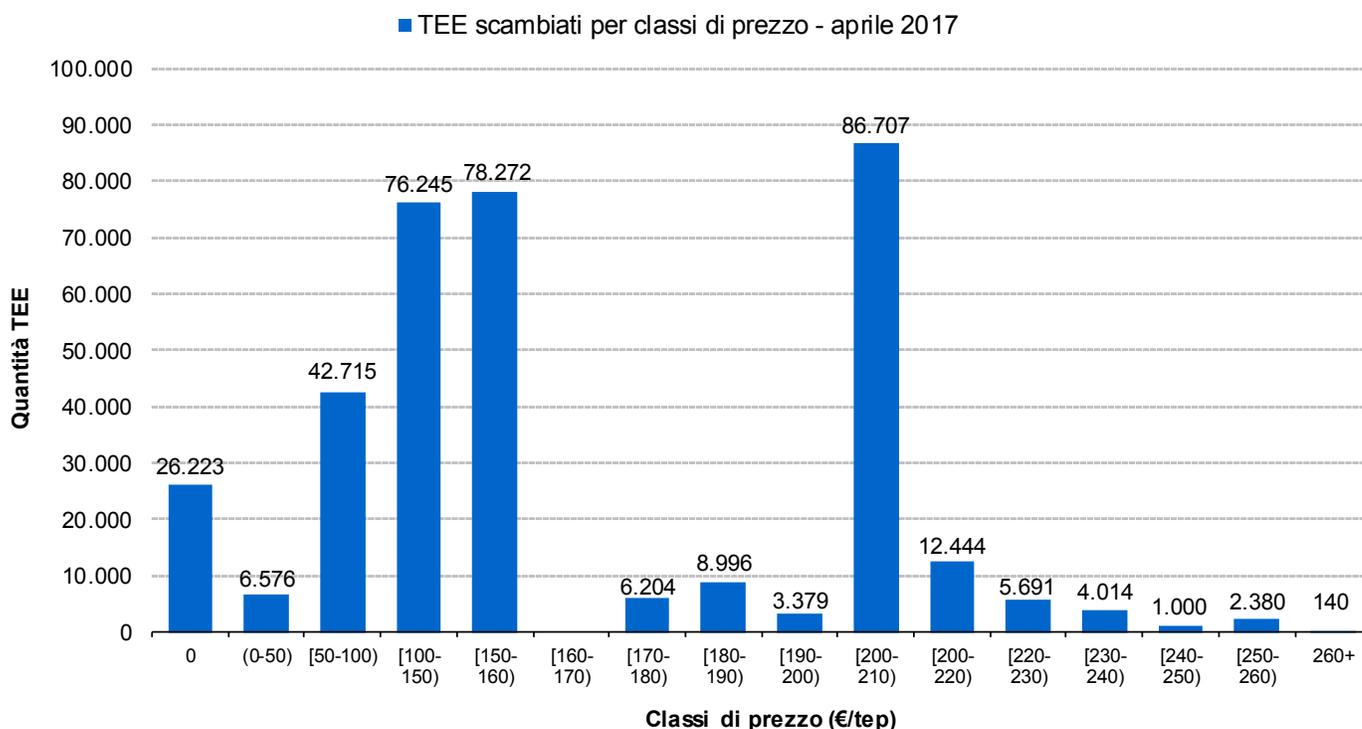
TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

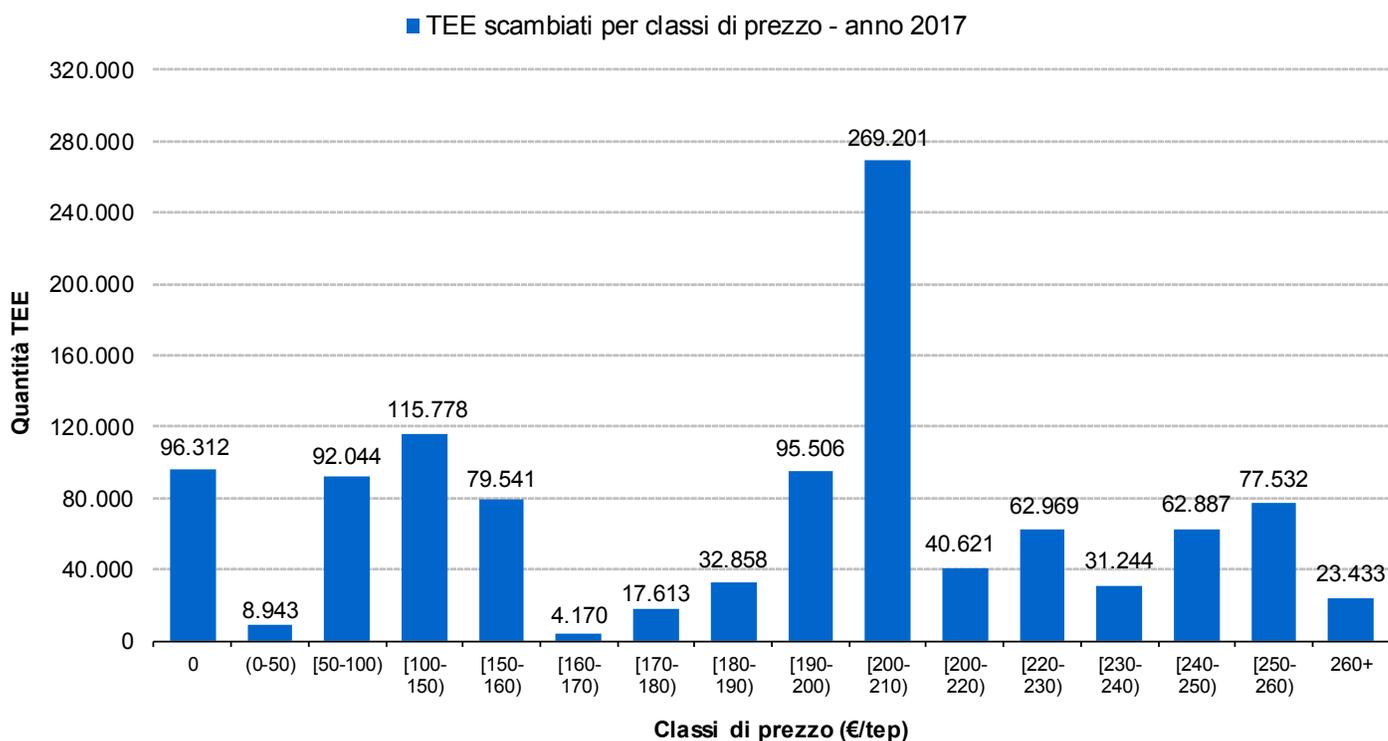
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	230.347	42.839.287,37	0,00	270,29	185,98
Tipo II	491.351	75.402.074,95	0,00	270,29	153,46
Tipo II-CAR	130.133	28.611.763,27	0,00	265,87	219,87
Tipo III	258.821	41.240.831,59	0,00	261,50	159,34
Totale	1.110.652	188.093.957,18	0,00	270,29	169,35

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,

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



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



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

IL BRACCIO DI FERRO TRA OPEC E SHALE USA

Lisa Orlandi - RIE

(continua dalla prima)

Nonostante scorte ancora elevate e il permanere di una condizione generale di oversupply, le logiche combinate di domanda e offerta del 2016 hanno quindi decretato l'avvio del tanto atteso processo di riequilibrio del mercato. Tuttavia, al di là dei numeri, un'attenta lettura di quel che è accaduto porta ad evidenziare un aspetto centrale che sta inequivocabilmente condizionando il cammino verso la meta: la più colpita dal calo dei prezzi è sì la produzione americana e, al suo interno, quella di shale oil, ma la riduzione registrata su base annua è stata di molto inferiore alle aspettative, dimostrando una convincente resilienza. I significativi miglioramenti di efficienza e produttività conseguiti hanno consolidato le già note caratteristiche di elasticità ai prezzi e brevità del ciclo di investimenti (da uno a sei mesi) propri di questa industria. Un dato su tutti: la produzione inizia a mostrare primi segni di ripresa già nella seconda metà dell'anno, quando i prezzi – in recupero rispetto al livello di gennaio - si stabilizzano nella fascia 40-50 doll/bbl.

Il mercato del petrolio è stato storicamente interessato dall'ingresso di nuove produzioni, rese possibili dagli avanzamenti tecnologici che hanno aperto le porte a riserve prima inaccessibili, come quelle situate a grandi profondità o in zone di frontiera. Ma lo shale oil è un'altra storia ed ha con evidenza sparigliato le carte e colto di sorpresa un settore abituato a confrontarsi con lunghi processi di adattamento dell'offerta al mutare delle condizioni di mercato, in ragione di investimenti che potevano richiedere sino a 10 anni di time to market, vale a dire il periodo intercorrente tra la scoperta e la messa in produzione. Questo nuovo ordine delle cose targato

USA ha ingenerato azioni e reazioni che ne comprovano la credibilità e al contempo lo fanno assurgere a minaccia per l'equilibrio del mercato petrolifero mondiale. È per "colpa" dello shale oil e dell'eccesso di offerta che ne è derivato se l'OPEC ha deciso a fine 2014 di perseguire una strategia di difesa della sua quota di mercato, lasciando che fosse il libero gioco di domanda e offerta a determinare l'andamento dei prezzi. Una strategia che a detta di molti puntava ad eliminare l'offerta non convenzionale statunitense, nella convinzione che non avrebbe retto a quotazioni in caduta libera. Come abbiamo visto, le cose sono andate diversamente: la tenuta di questa industria ha disilluso i produttori del cartello sulla bontà della strategia adottata e li ha portati a cambiare nuovamente rotta. È quindi sempre "colpa" dello shale oil se l'OPEC, lo scorso 30 novembre e dopo mesi di intense e difficili negoziazioni, ha annunciato un taglio cumulato di 1,2 mil. bbl/g rispetto al livello produttivo di ottobre. A questo si sono uniti – condicio sine qua non per l'implementazione dell'Accordo - 11 paesi esterni all'Organizzazione, con un impegno di riduzione totale di circa 0,6 mil.bbl/g, per la metà incombente sulla Russia.

Il 2016 ha quindi visto il cartello dei paesi produttori tornare al suo antico ruolo di "gestore dell'offerta" o almeno tentare di farlo. L'obiettivo dichiarato di questo Accordo – volto a sottrarre al mercato 1,8 mil. bbl/g nel primo semestre del 2017 – è quello di contribuire a ripristinare una condizione di equilibrio, riducendo le scorte e fornendo supporto ai prezzi. Ma è ancora una volta con lo shale USA che bisogna fare i conti.

Riduzione concordata della produzione OPEC e non-OPEC ('000 bbl/g)

Fonte: elaborazioni RIE su dati OPEC e PIW

non-OPEC		OPEC	
-558		-1.200	
Sud Sudan	-8	Venezuela	-95
Sudan	-4	Emirati Arabi Uniti	-139
Russia	-300	Arabia Saudita	-486
Oman	-45	Qatar	-30
Messico	-100	Nigeria	
Malesia	-20	Libia	
Kazakhstan	-20	Kuwait	-131
Guinea Equatoriale	-12	Iraq	-210
Brunei	-4	Iran	+90
Barhain	-10	Gabon	-9
Azerbaijan	-26	Ecuador	-26
		Angola	-78
		Algeria	-50

IL BRACCIO DI FERRO TRA OPEC E SHALE USA

I principali step dell'Accordo OPEC e non-OPEC



2017: il petrolio tra OPEC e shale USA

A dicembre 2016, immediatamente dopo l'ufficializzazione dell'Accordo, i prezzi del Brent si sono stabilmente attestati al di sopra dei 50 doll/bbl, un livello non riscontrabile dall'estate del 2015. Nei primi due mesi del 2017 hanno poi veleggiato intorno alla soglia dei 55 doll/bbl, a dimostrazione del generale ottimismo (anche finanziario) con cui è stato accolto l'avvio dei tagli tanto faticosamente concordati. Il mood positivo si

affievolisce, però, a partire da marzo, quando si assiste ad un ritorno verso i 50 doll/bbl, con qualche puntata giornaliera anche al di sotto di tale soglia psicologica, come sta altresì accadendo nei primi giorni di maggio. Che cosa ha smorzato l'entusiasmo iniziale? La risposta più logica parrebbe essere il mancato rispetto dell'Accordo da parte dei paesi aderenti ma, dati alla mano, non è andata esattamente così.

Andamento dei prezzi del Brent

Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts



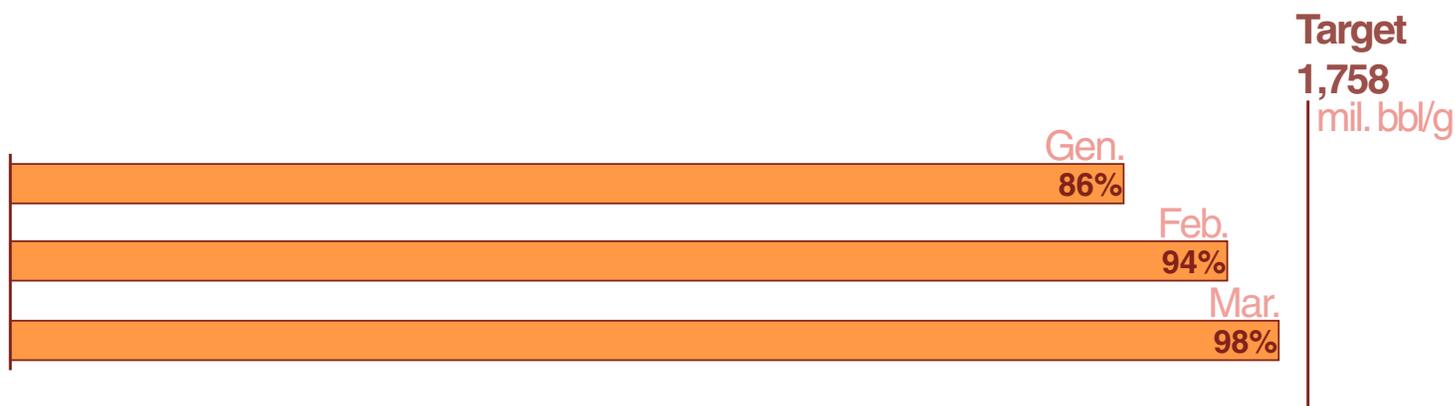
IL BRACCIO DI FERRO TRA OPEC E SHALE USA

Pur in assenza di dati ufficiali sui distinti livelli di aderenza dei due aggregati di paesi¹, la maggior parte delle fonti più autorevoli in materia tende a sottolineare la buona performance dell'OPEC che di mese in mese riesce a mettere a segno una compliance superiore al 100%. Tuttavia, questo più che positivo risultato non è sintomo di un'azione unanime ed unitaria dei diversi stati membri: se alcuni hanno tagliato più del dovuto – Arabia Saudita su tutti - altri faticano ad implementare le riduzioni assegnate, come nel caso dell'Iraq. Molto meno obbediente risulta poi essere l'aggregato dei paesi

non-OPEC aderenti all'Accordo, il cui livello di conformità si mantiene più basso del target, nonostante la Russia abbia rispettato le promesse iniziali e portato a termine, nel mese di aprile, il suo impegno a tagliare la produzione di 0,3 mil. bbl/g. Il bilanciamento di questi due difforni risultati può comunque dirsi soddisfacente: le stime ufficiali del Comitato di Monitoraggio Congiunto OPEC e non-OPEC, insediato con il preciso scopo di verificare l'effettiva implementazione delle riduzioni, riportano un'aderenza complessivamente elevata e in crescita, dall'86% di gennaio al 98% di marzo.

OPEC e non-OPEC: aderenza ai tagli concordati

Fonte: Joint OPEC-non-OPEC Ministerial Monitoring Committee (JMMC)



Pur in presenza di un risultato che inizialmente sembrava improbabile, il mercato non ha proseguito lungo la strada dell'entusiasmo che aveva intrapreso ad inizio anno. Mentre i riflettori sembravano puntati sul livello di compliance dei paesi aderenti all'Accordo, la produzione statunitense di shale oil ha potuto beneficiare di quotazioni quasi sempre superiori ai 50 doll/bbl e lo ha fatto mettendo a segno aumenti rapidi e superiori alle attese. Gli ultimi dati del Dipartimento per l'Energia statunitense e relativi al mese di aprile riportano un'offerta prossima a 9.2 mil. bbl/g, in evidente recupero rispetto al livello di 8,9 mil. bbl/g del 2016. Un trend di crescita che sembra peraltro destinato a proseguire, come dimostrano gli annunci di ripresa degli

investimenti e l'aumento degli impianti di perforazione attivi. Pur centrando l'obiettivo quantitativo che si era posto, l'Accordo ha quindi fallito? La risposta a questo interrogativo non può essere tranchant. L'Agreement ha sottratto al mercato quasi 1,8 mil. bbl/g ma lungo il suo cammino ha incontrato la risalita della produzione e delle scorte statunitensi che ne hanno in parte inficiato l'efficacia. Paradossalmente, il successo dell'iniziativa sul fronte del rispetto complessivo degli impegni sembrerebbe essere causa del fallimento dell'iniziativa nel suo obiettivo finale: il riassorbimento dell'eccesso di offerta e la stabilizzazione dei prezzi su livelli adeguati per produttori e consumatori.

IL BRACCIO DI FERRO TRA OPEC E SHALE USA

Scenario di breve termine

Le previsioni degli analisti sul futuro andamento del prezzo del petrolio tendono oggi a concentrarsi sul breve periodo, in quanto il nuovo stato delle cose dettato dallo shale (shale order ndr) inficia la credibilità di qualunque ipotesi di più lungo termine, già di per sé poco utile e rischiosa in un mercato che si è spesso rivelato in balia del quotidiano, delle aspettative degli operatori, di eventi geopolitici non ponderabili e, sovente, di manovre speculative difficilmente monitorabili. La scelta più logica è quindi quella di guardare al breve periodo, pur consapevoli che in un mercato come quello petrolifero del domani non vi è certezza.

Quale scenario si ritiene più probabile da qui a fine anno? A fronte di una domanda attesa aumentare complessivamente di 1,4 mil. bbl/g, la partita dei prezzi si gioca ancora sul versante dell'offerta, con OPEC e shale oil USA che si confermano i protagonisti dell'arena petrolifera internazionale, seppur con ruoli differenti.

I riflettori sono oggi puntati sull'eventuale prosecuzione dell'Accordo nella seconda metà dell'anno, decisione che verrà presa in occasione del meeting di Vienna del prossimo 25 maggio. Le congetture a riguardo si sprecano e sono tutt'altro che univoche. Convincere i paesi aderenti che la manovra ha funzionato è compito arduo, ma sembra indubbio che i rischi associati ad una sua mancata estensione temporale possano essere consistenti. In assenza di una nuova sorta di patto, si potrebbe infatti assistere ad un significativo ripiegamento dei prezzi, anche in considerazione dell'atteso avvio di alcune nuove produzioni (in Brasile, Canada e Kazakhstan ad esempio), frutto degli investimenti realizzati negli anni antecedenti il crollo delle quotazioni.

Dal canto suo il cartello sembra non essere disposto ad agire da solo. Il suo leader de facto, l'Arabia Saudita, ha più volte sottolineato come la prosecuzione dei tagli sia auspicabile ma la subordina alla collaborazione continua degli altri stati membri e dei paesi non-OPEC, affermando

a più riprese di non voler assumersi l'intero onere della riduzione. Lo sforzo saudita non va quindi dato per scontato anche se, in questa precisa fase storica, un crollo delle quotazioni sarebbe più che mai dannoso per Riad, dato l'imminente collocamento in borsa del 5% della compagnia di Stato, Saudi Aramco.

La credibilità dell'accordo è poi fortemente legata al comportamento della Russia, che sta intensificando la sua politica espansionistica e di riaffermazione del suo ruolo di grande potenza economica, partendo proprio da quello di grande attore energetico. Riguardo alla continuità del suo appoggio, i rumours sono discordanti, amplificando la grande incertezza del momento.

In un mercato che non ha mai fatto della razionalità il suo tratto distintivo, l'ipotesi più razionale è che il taglio possa proseguire. In questo scenario, le quotazioni potrebbero continuare a mantenersi in prevalenza all'interno del range 50-55 doll/bbl², come nei primi mesi dell'anno. Non si prospetta quindi alcuno strappo al rialzo più acceso e duraturo, perché lo shale oil continuerà a porre un cap ai prezzi per tutto il 2017 e perché non sono previsti aumenti eccezionali della domanda tali da contribuire ad un più veloce riassorbimento delle scorte; per contro, si ritiene poco probabile anche un crollo verticale delle quotazioni, perché l'Agreement può a sua volta rappresentare un floor minimo di resistenza attorno alla soglia psicologica dei 50 doll/bbl. Quest'ultima considerazione ci porta però a ritenere che in caso di mancata prosecuzione dell'accordo, un'eventuale caduta al di sotto di tale livello – non definibile nei tempi e nell'intensità – non è da escludersi.

In un contesto di grande incertezza come quello attuale, quel che sembra certo è che il percorso verso il riequilibrio del mercato sia principalmente in balia del braccio di ferro tra OPEC e shale USA. Entrambi al centro dell'attenzione, esercitano comunque due ruoli ben distinti: nella cabina di regia siede lo shale, mentre l'OPEC tenta a fatica di mantenere il ruolo di attore protagonista.

¹ Il Comitato di Monitoraggio Congiunto OPEC e non-OPEC riporta solo il livello di compliance collettivo di OPEC e non-OPEC. Le molteplici stime che si susseguono sui distinti gradi di aderenza di OPEC e non-OPEC risentono della forte difficoltà nel verificare i dati, specie per quel che riguarda i paesi esterni al cartello: da qui l'evidente diversità degli esiti comunicati.

² Le stime sono riferite a valori medi mensili. Eventuali cadute dei prezzi sotto quota 50 così come aumenti sopra la soglia dei 55 non sono da escludersi per quanto, nell'ipotesi formulata, si ritiene che possano avere una durata limitata.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Documento per la consultazione 277/2017/R/EEL | “Revisione del mercato dell’energia elettrica: valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi” | pubblicato il 21 aprile 2017**
Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/277-17.htm>

Con il documento per la consultazione 277/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha illustrato i propri orientamenti in merito all’introduzione di ulteriori interventi relativi al regime transitorio di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di cui alla precedente Delibera 800/2016/R/EEL, anche in considerazione delle recenti evoluzioni del quadro regolatorio europeo sul bilanciamento elettrico¹.

Al riguardo, giova richiamare che, con la delibera 800/2016/R/EEL, l’AEEGSI aveva previsto che la riforma delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti venisse implementata gradualmente e accompagnata dalla contemporanea revisione delle modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. In particolare, l’Autorità aveva prefigurato due “fasi temporali” di applicazione delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti per l’anno 2017:

- per il periodo gennaio-aprile 2017, in presenza delle vigenti modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basate sulle movimentazioni disposte da TERNA su MSD, il Regolatore:

- o confermava l’applicazione del sistema misto “single-dual price” (con range del $\pm 15\%$) per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate ma programmabili;

- o non estendeva il meccanismo di cui sopra alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (nel seguito: FRNP).

- a partire dal mese di maggio 2017, in considerazione degli effetti che avrebbe prodotto l’entrata in esercizio di nuove modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basate sulle misure effettive², l’Autorità aveva deciso di:

- o innalzare a $\pm 30\%$ il range per le unità di consumo;
 - o esentare alle unità di produzione programmabili non abilitate, l’applicazione del sistema misto “single-dual pricing”;

- o confermare (in continuità con quanto previsto fino ad aprile 2017) la non applicazione del sistema misto “single-dual pricing” alle unità di produzione FRNP.

Ciò premesso, con il documento per la consultazione in

oggetto, in considerazione dei recenti sviluppi della normativa europea sul bilanciamento elettrico, nonché a seguito di approfondimenti condotti dall’AEEGSI stessa sul perimetro di applicazione dell’attuale meccanismo “single-dual pricing” e sulla proposta redatta da TERNA per il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, il Regolatore ha deciso di non dare seguito, limitatamente alla seconda “fase temporale” (che avrebbe assunto efficacia a partire dal 1° maggio), alle modifiche regolatorie sulla valorizzazione degli sbilanciamenti secondo i termini prospettati nella Deliberazione 800/2016/R/EEL.

Su tale specifico aspetto, l’AEEGSI ha invece posto in consultazione la possibilità di introdurre - a partire dal 1° luglio 2017 - ulteriori interventi sul regime transitorio vigente che accompagnino la transizione dall’attuale disciplina degli sbilanciamenti verso una soluzione organica di regime. In particolare, nel DCO de quo l’Autorità propone di:

- introdurre una nuova metodologia di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, utilizzabile sia per la stima preliminare del segno dello sbilanciamento nel giorno successivo al giorno di consegna (D+1), sia come parametro rilevante per la determinazione definitiva del segno ai fini del settlement nel mese M+1, senza procedere, quindi, ad un ricalcolo nel mese M+1 basato sulle misure effettive delle immissioni e dei prelievi (come veniva ipotizzato nella precedente delibera 800/2016/R/EEL);

- reintrodurre un meccanismo di valorizzazione “single pricing” per le unità non abilitate, in considerazione dei limiti applicativi degli strumenti attualmente adottati, nonché delle indicazioni contenute nella versione recentemente approvata del Regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico;

- introdurre un “corrispettivo di non arbitraggio macrozonale” per i punti di dispacciamento per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate. Tale corrispettivo, qualora introdotto, sarebbe pari, in ciascuna zona di mercato, alla differenza fra il prezzo zonale dell’energia elettrica e il “prezzo macrozonale” (quest’ultimo calcolato, in ciascuna macrozona, come media pesata dei prezzi zionali ponderata sui programmi vincolanti di prelievo in ciascuna zona appartenente alla medesima macrozona considerata).

Nel merito delle proposte avanzate, l’AEEGSI informa che i soggetti interessati potranno far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni entro e non oltre il 22 maggio 2017, termine di chiusura della consultazione in oggetto.

GAS

Deliberazione 13 aprile 2017 239/2017/R/GAS | “Avvio di procedimento per l’aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale” | pubblicata il 13 aprile 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/239-17.htm>

Con la delibera 239/2017/R/GAS, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha avviato un procedimento finalizzato all’aggiornamento delle “Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi” (nel seguito: direttive) di cui all’allegato A della delibera 46/2015/R/GAS.

In particolare, la delibera 46/2015/R/GAS aveva previsto che, in attesa dell’approvazione delle specifiche tecniche europee riguardanti l’immissione del biometano nelle reti del gas naturale, si sarebbero dovute applicare le norme vigenti in materia di standard di qualità del biometano.

Nel mese di settembre 2016, il Comitato Europeo di Normazione (CEN) ha approvato la norma EN 16723-1, contenente gli standard europei di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Con la delibera in oggetto, pertanto al fine di recepire a livello nazionale le nuove regole tecniche europee contenute nella norma EN 16723-1, l’AEEGSI ha avviato un procedimento per l’aggiornamento delle direttive di cui dell’Allegato A alla deliberazione 46/2015/R/GAS.

Al riguardo, l’AEEGSI ha evidenziato che, nell’ambito del procedimento, qualora ritenuto opportuno, potranno essere predisposti opportuni documenti per la consultazione dei soggetti interessati.

Deliberazione 13 aprile 2017 242/2017/R/GAS | “Avvio di procedimento per l’integrazione delle disposizioni di cui

al Regolamento della Commissione Europea 459/2017, del 16 marzo 2017, relativo all’allocazione della capacità di trasporto presso i punti di entrata e di uscita della rete nazionale interconnessi con l’estero” | pubblicata il 14 aprile 2017 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/242-17.htm>

Con la delibera 242/2017/R/GAS, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), ha avviato un procedimento per l’integrazione/modifica delle disposizioni vigenti in materia di allocazione della capacità esistente ed incrementale presso i punti di entrata interconnessi con l’estero, in attuazione del Regolamento UE n. 459/2017 (nel seguito: “Regolamento nuovo CAM”).

Al riguardo, giova ricordare che con la deliberazione 137/2014/R/GAS, l’Autorità aveva riformato i requisiti per l’accesso ed i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l’estero al fine di dare attuazione al Regolamento UE n. 984/2013 (c.d. “Regolamento CAM”). Nel mese di marzo 2017, il suddetto Regolamento è stato abrogato e sostituito dal “Regolamento nuovo CAM”, il quale ha una portata più ampia rispetto al precedente, in quanto, oltre a confermare le precedenti disposizioni in materia di allocazione della capacità esistente, prevede: i) la procedura per la realizzazione ed allocazione di capacità incrementale; ii) chiarimenti circa alcune disposizioni relative alla definizione e all’offerta di capacità continua e interrompibile; iii) disposizioni finalizzate a promuovere l’adeguamento delle condizioni contrattuali dei gestori dei sistemi di trasporto per l’offerta di capacità aggregata.

Pertanto, con la delibera in oggetto, l’AEEGSI ha avviato un procedimento per recepire le nuove disposizioni contenute nel “Regolamento nuovo CAM” in materia di allocazione della capacità esistente e incrementale.

L’AEEGSI ha evidenziato che, nell’ambito del procedimento, qualora ritenuto opportuno, potranno essere predisposti opportuni documenti per la consultazione dei soggetti interessati.

¹ Nel DCO in oggetto, l’AEEGSI ha reso noto che, stante il parere favorevole espresso dagli Stati membri nell’ambito della procedura di Comitologia sul Regolamento europeo in materia di bilanciamento (c.d. “Balancing code”), nel mese di marzo 2017 la normativa europea sul bilanciamento elettrico ha finalmente raggiunto un assetto consolidato.

² La delibera 800/2016/R/EEL subordinava l’operatività della seconda fase di applicazione delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti all’approvazione, da parte dell’AEEGSI, di una proposta presentata da TERNA per il calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basato sulle misure effettive.

Gli appuntamenti

16 maggio

Strategie integrate per la riqualificazione energetica e impiantistica

Brescia, Italia

Organizzato da Mirtec

<http://www.infobuildenergia.it>

16 maggio

Liberiamo in Italia l'autoproduzione da energie pulite

Roma, Italia

Organizzato da Legambiente e Free

www.legambiente.it

17 maggio

Energia tra fatti, comunicazione, comunità

Trevi (PG), Italia

Organizzato da World Energy Council

<http://www.e-gazette.it>

17-19 maggio

10^a Edizione Fare i conti con l'ambiente

Ravenna, Italia

Organizzato da LabelLab

<http://www.labelab.it>

18 maggio

Innovation energy day

Napoli, Italia

Organizzato da VP Solar

<http://www.infobuildenergia.it>

18 maggio

Comfort Technology Roadshow 2017- Progettare ed installare l'integrazione per l'efficienza

Venezia, Italia

Organizzato da MCE

<http://www.mcexpocomfort.it>

18 maggio

Utili all'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

18 maggio

Retail and food energy

Milano, Italia

Organizzato da Ikn Italy

<http://retailenergy.it/>

18-19 maggio

Prima Conferenza Nazionale sui Piani Urbani della Mobilità Sostenibile

Bari, Italia

Organizzato da Euromobility e Regione Puglia

<http://www.osservatoriopums.it>

18-20 maggio

e-mob: il futuro dell'elettrico si decide a Milano

Milano, Italia

Organizzato da e_mob

<http://www.emob2017.it>

18-20 maggio

6th Multinational Energy and Value Conference

Guzelyurt, Cipro

Organizzato da Middle East Technical University

<http://www.centerforenergyandvalue.org>

20 maggio

UTILI ALL'ITALIA

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://www.eventi.utilitalia.it>

22 maggio

3° convegno MatER

Piacenza, Italia

Organizzato da Politecnico di Milano

<http://www.utilitalia.it>

22 maggio- 7 giugno

Festival dello Sviluppo Sostenibile

Roma, Napoli, Milano, Italia

Organizzato da Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile (ASviS)

<http://www.asvis.it>

22 maggio

Pianificazione energetica a livello locale: esperienze e condivisione/ Lancio della rete ALEP-I-Net

Roma, Italia

Organizzato da Enea

<http://www.enea.it>

23-25 maggio

Forum PA 2017

Roma, Italia

Organizzato da

<http://www.forumpa.it>

23-25 maggio

3rd International Conference on Advances in Environment Research (ICAER 2017)

Beijing, Cina
Organizzato da CBEES
<http://www.icaer.org>

24 maggio

Economia circolare. Verso un futuro sostenibile: è possibile?

Cernobbio, Italia
Organizzato da Kyoto Club
<http://nowfestival.it>

24 maggio

Le rinnovabili in Italia: nuovi mercati e potenzialità di revamping

Milano, Italia
Organizzato da Energy e Strategy Group
<http://www.infobuildenergia.it/>

25-26 maggio

Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies

Bangkok, Thailandia
Organizzato da Thaksin University
<http://mis.sci.tsu.ac.th/2017aedcee/>

25-26 maggio

Annual MiFID II for Energy and Commodity Firms

Londra, Regno Unito
Organizzato da Marcus Evans
<https://goo.gl/Zv1Tfq>

25-28 maggio

Circonomia- Festival dell'economia circolare e delle energie dei territori

Novara, Alba, Pollenzo e Grinzane Cavour, Italia
Organizzato da GMI e EGEA
<http://www.circonomia.it/>

26 maggio

L'efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione

Milano, Italia
Organizzato da CESEF – Centro Studi per l'Economia e il Management dell'Efficienza Energetica
<http://www.agici.it/>

30 maggio

Certificati Bianchi: titoli di efficienza energetica a portata di mano

Milano, Italia
Organizzato da FIRE
<http://www.certificati-bianchi.com/>

1 giugno

Aziende e finanza 2030: il motore dello sviluppo sostenibile

Milano, Italia
Organizzato da Asvis
<http://www.kyotoclub.org>

7- 10 giugno

Festival dell'energia

Milano, Italia
Organizzato da Allea
<http://www.festivaldellenergia.it>

8 giugno

IX giornata sull'efficienza energetica nelle industrie

Milano, Italia
Organizzato da Fondazione Megalia e ATI Lombardia
<http://www.e-gazette.it/>

8 giugno

Rispetto e coscienza per un'energia sostenibile

Verona, Italia
Organizzato da Restart
<http://www.infobuildingenergia.it>

8 giugno

Comuni rinnovabili

Roma, Italia
Organizzato da Legambiente, GSE ed Enel
<http://www.comunirinnovabili.it>

9-10 giugno

18th International Conference on Envirotech, Cleantech & Greentech (ECG)

Roma, Italia
Organizzato da WASRTI – World Association for Scientific Research and Technical Innovation
<http://wasrti.org>

12-14 giugno

8th International Conference on Environmental Science and Technology (ICEST 2017)

Madrid, Spagna
Organizzato da CBEES
<http://www.iceest.org/>

12-14 giugno

6th International Conference on Petroleum Industry and Energy (ICPIE 2017)

Madrid, Spagna
Organizzato da CBEES
<http://www.icpie.org/>

12-15 giugno

European Biomass Conference and Exhibition

Stoccolma, Svezia

Organizzato da ETA-Florence Renewable Energies

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

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>

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>

20 giugno

Convegno utili all'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://www.utilitalia.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>

27-29 giugno

4th International Conference Energy & Meteorology (ICEM)

Bari, Italia

Organizzato da WEMC

<http://wemcouncil.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.
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.