

APPROFONDIMENTI

UNA NUOVA PROSPETTIVA PER LE COMMODITIES ENERGETICHE

Di Marco Pellegrino (REF - E)

I tempi dei prezzi delle materie prime ai minimi storici sembrano essere già lontani. Eppure sono passati solo due anni da quando, nel primo semestre 2016, erano stati raggiunti dai principali benchmark mondiali di greggio, carbone e gas naturale i valori di prezzo più bassi degli ultimi dieci anni, con effetti ampiamente percepibili anche sui mercati europei e italiani dell'elettricità arrivati a toccare la quota minima di circa 32 €/MWh su base mensile ad aprile 2016. In due anni, il quadro di mercato osservabile a livello globale sembra essere del tutto cambiato: i prezzi del petrolio Brent sono passati da meno di 30 dollari al barile (\$/bbl) a più di 80 \$/bbl, mentre fino a oltre 100 \$ a tonnellata si sono mossi quelli del carbone API2 con consegna nell'area ARA (Amsterdam – Rotterdam – Anversa), un movimento di circa 70 \$/t in meno di 36 mesi.

Dietro ai più recenti movimenti rialzisti di prezzo sull'intero comparto delle materie prime energetiche si celano una serie di argomenti che appoggiano, per la gran parte, su un mutato equilibrio dei fondamentali: gli aumenti di domanda di prodotti energetici, guidati dalla crescita economica globale, si contrappongono ad una offerta che sale più lentamente, causata però da decisioni geopolitiche e da policy governative. In questo nuovo mutato contesto si innestano le dinamiche

del gas naturale liquefatto, la cui offerta proveniente da nuove infrastrutture di liquefazione era attesa nel corso degli ultimi anni come la rivoluzione che avrebbe portato al cosiddetto supply glut del gas. Proiezione smentita da una domanda asiatica rivelatasi, soprattutto a partire da fine 2017, talmente robusta da riuscire non solamente ad assorbire l'offerta residua disponibile, ma anche ad incidere sui prezzi globali del gas naturale. Prezzi italiani compresi.

Prezzi del petrolio rinvigoriti, spinti dalla crescita economica e da nuovi accordi di cartello

La fase di incremento dei prezzi del petrolio registratasi a partire dal primo trimestre 2016 è stata supportata principalmente dall'aumento della domanda globale di greggio, complice la crescita economica globale che ha indotto la richiesta di un volume aggiuntivo di più di 6 milioni di barili al giorno (mbg) nel quinquennio 2013 – 2017. La maggiore crescita di domanda è provenuta dai paesi non OCSE che, nel periodo considerato, hanno fatto registrare un aumento di domanda media annua di circa 1.2 mbg. A circa 0.3 mbg si ferma invece la domanda media dei paesi OCSE, mentre le stime IEA¹ per i prossimi due anni anticipano una ulteriore flessione dei consumi fino a 0.2 mbg nel 2019.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2018

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 13
 Mercati energetici Europa
 pag 18
 Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

Una nuova prospettiva per le commodities energetiche.
 Di Marco Pellegrino (REF - E)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il PUN si attesta a 76,32 €/MWh, livello più alto degli ultimi sei anni (+12,7% su agosto e +57,0% sul 2017). Come osservato già nei mesi precedenti, il principale traino all'ascesa del PUN, in particolare su base annuale, resta il costo progressivamente crescente del gas, dinamica che si colloca in un contesto caratterizzato anche da acquisti nazionali ai massimi dal 2013 per il mese di settembre e da minori vendite rinnovabili soprattutto su base mensile. In crescita i volumi contrattati nel MGP (24,2 TWh, +2,2% sul 2017), mentre la liquidità del mercato

torna, per la prima volta nell'anno, sotto il 70%. In deciso aumento anche i prezzi di vendita, con quello siciliano oltre gli 80 €/MWh, l'unico in flessione su agosto, e i restanti compresi tra 71 €/MWh del Sud e 76-77 €/MWh delle altre zone. Il Mercato a Termine dell'energia elettrica fornisce indicazioni rialziste per i prezzi soprattutto per il medio e lungo periodo, con il prodotto baseload relativo ad Ottobre 2018 che chiude a 77,50 €/MWh (+2,4%). Tornano in crescita le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A settembre il PUN tocca i massimi da ottobre 2012, pari a 76,32 €/MWh, registrando un aumento di 8,61 €/MWh (+12,7%) su base mensile e di 27,72 €/MWh (+57,0%) su base annua. Anche questo mese il rialzo del PUN appare strettamente correlato al progressivo incremento dei costi del gas al PSV, che a settembre aggiorna il record dal 2014 con quasi 30 €/MWh (+4 €/MWh su agosto e +11 €/MWh su settembre 2017). Parallelamente, si osserva una ripresa degli acquisti nazionali, ai massimi degli ultimi 5 anni per il mese di settembre, e una riduzione delle vendite rinnovabili,

con dinamiche che risultano particolarmente intense su base mensile (rispettivamente +1.000/+1.200 MWh e -300/-1.000 MWh).

L'analisi per gruppi di ore mostra analoghe dinamiche annuali nelle ore di picco e in quelle fuori picco, con prezzi pari rispettivamente a 84,29 €/MWh (+30,42 €/MWh; +56,5%) ed a 72,33 €/MWh (+26,58 €/MWh; +58,1%), con il rapporto picco/baseload stabile a 1,10 (-0,01) (Grafico 1 e Tabella 1). In evidenza il prezzo minimo mensile che sale al massimo storico di 48,99 €/MWh.

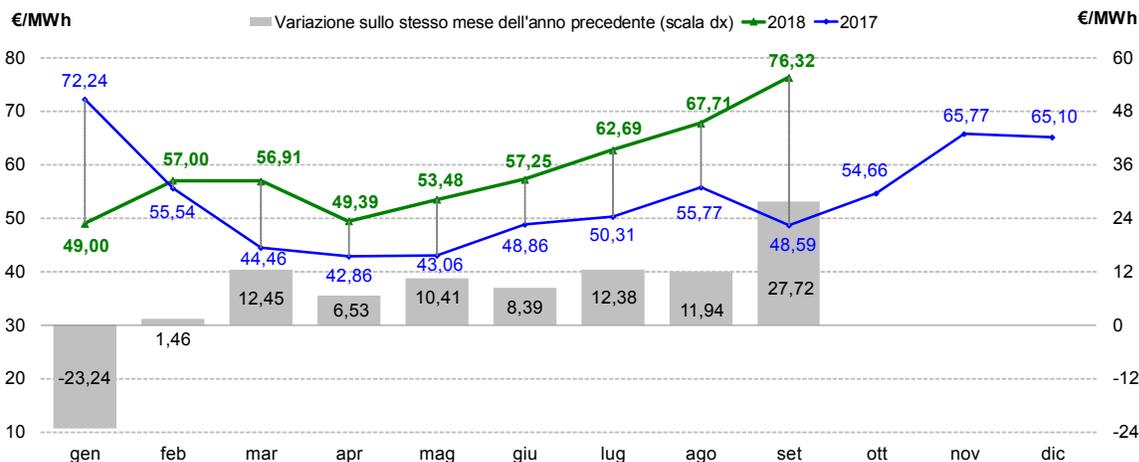
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	76,32	48,59	+27,72	+57,0%	23.482	+1,7%	33.680	+2,2%	69,7%	70,1%
<i>Picco</i>	84,29	53,87	+30,42	+56,5%	28.722	+4,5%	40.811	+3,4%	70,4%	69,6%
<i>Fuori picco</i>	72,33	45,76	+26,58	+58,1%	20.862	+0,7%	30.114	+2,3%	69,3%	70,4%
<i>Minimo orario</i>	48,99	25,95			15.465		22.607		57,8%	63,5%
<i>Massimo orario</i>	135,56	89,82			31.024		43.476		80,8%	81,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



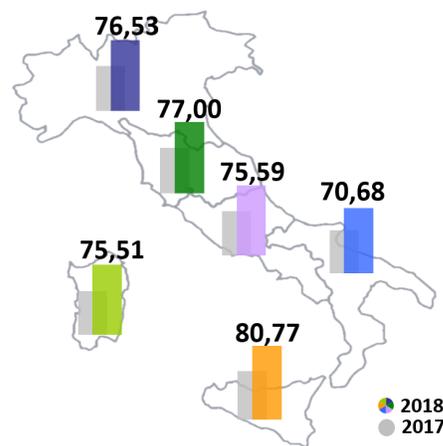
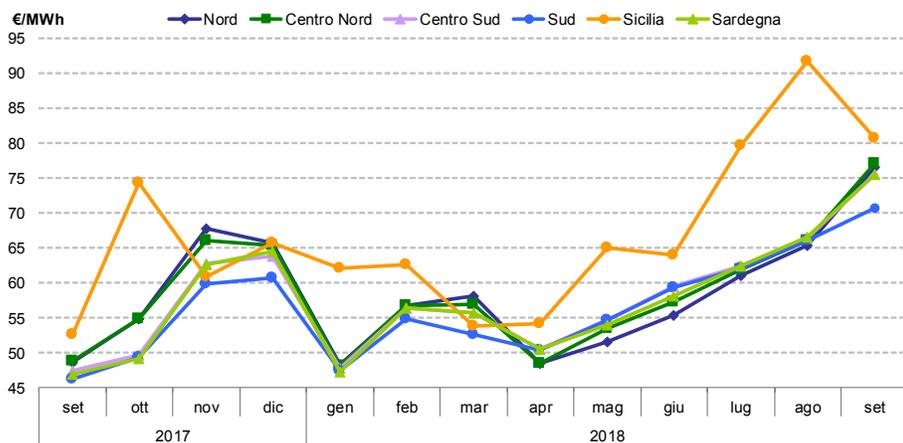
In diffuso aumento anche tutti i prezzi di vendita, più intenso su base annuale. Nel contesto delineato, sulle dinamiche zonali hanno pesato anche le riduzioni di capacità dei transiti al meridione. In particolare il restringimento del transito Sud-Centro Sud, ha favorito l'allargamento del differenziale di prezzo tra il Sud, a 71 €/MWh (+5/+24 €/MWh rispettivamente sul mese e sull'anno) e le altre zone, a 75-77 €/MWh (rispettivamente +9/+11 €/MWh e +28/+29 €/MWh). In Sicilia, la ridotta capacità del transito con Rossano, concentrata nella parte centrale del mese,

contribuisce, insieme al suddetto aumento del costo del gas, a spiegare l'incremento annuale del prezzo zonale (80,77 €/MWh, +28 €/MWh).

Tale prezzo su base mensile, risulta invece l'unico in flessione (-11 €/MWh) per effetto soprattutto della drastica riduzione della domanda locale, rispetto ai massimi di agosto, e in un contesto di ridotta capacità del transito Rossano-Sud nella seconda parte del mese, quando sull'isola si osservano prezzi a 0 €/MWh, o prossimi ad esso, in alcune ore del 27 settembre (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,2 TWh, registra una crescita del 2,2% sullo stesso mese del 2017. I volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,9 TWh, aumentano dell'1,7%, in corrispondenza di più elevate vendite degli operatori non istituzionali, lato offerta, e di maggiori acquisti di tutti gli operatori nazionali e di un incrementato sbilanciamento a

programma nei conti energia in immissione, lato domanda. Le movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,3 TWh, crescono invece del 3,4% (Tabelle 2 e 3). In conseguenza di tali dinamiche, la liquidità del mercato, pari a 69,7%, si riduce sia su base mensile che annuale, rispettivamente di 0,4 e 2,3 punti percentuali (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

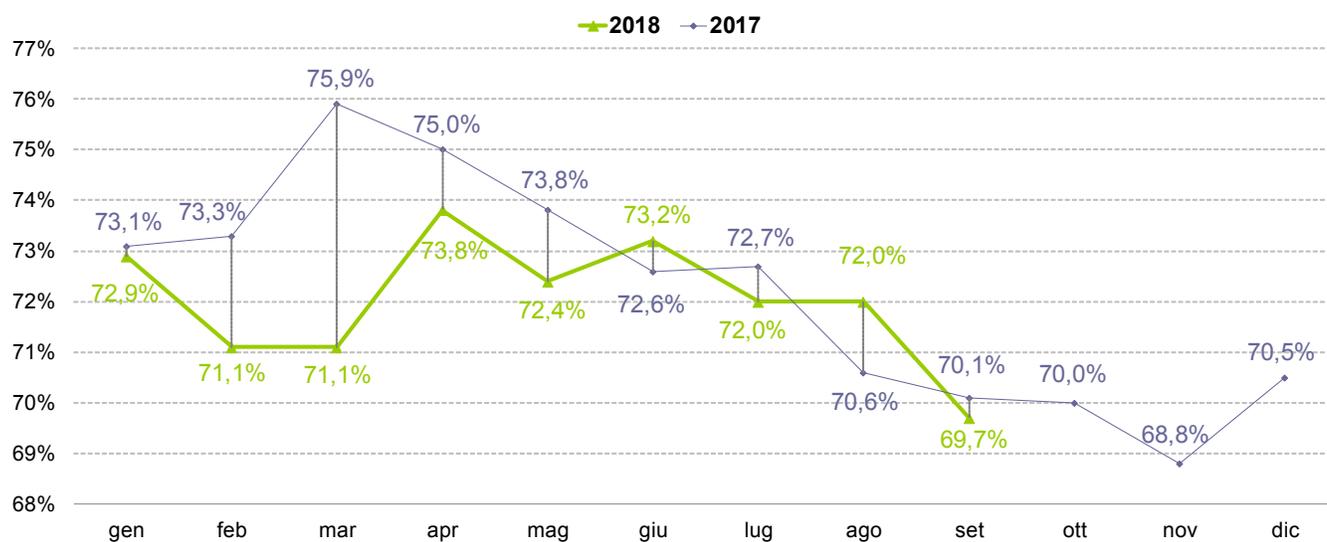
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.907.041	+1,7%	69,7%
Operatori	11.416.501	+9,7%	47,1%
GSE	2.433.324	-7,8%	10,0%
Zone estere	3.057.215	-14,4%	12,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.342.569	+3,4%	30,3%
Zone estere	100.147	-71,0%	0,4%
Zone nazionali	7.242.422	+7,1%	29,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.249.610	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.701.672	-1,8%	
OFFERTA TOTALE	39.951.282	+0,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.907.041	+1,7%	69,7%
Acquirente Unico	3.572.322	+2,0%	14,7%
Altri operatori	8.864.986	+3,0%	36,6%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	137.782	-59,2%	0,6%
Saldo programmi PCE	4.331.951	+3,8%	17,9%
PCE (incluso MTE)	7.342.569	+3,4%	30,3%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	11.674.520	+8,9%	48,1%
Saldo programmi PCE	-4.331.951	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.249.610	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	352.560	+16,8%	
DOMANDA TOTALE	24.602.169	+2,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ai massimi degli ultimi 6 anni per il mese di settembre, gli acquisti nazionali salgono a 24,1 TWh (+3,1% sul 2017), in virtù di diffusi incrementi, più intensi al meridione e sulle isole.

Ai minimi degli ultimi 4 anni, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,1 TWh (-59,2%)

(Tabella 4). La più elevata domanda è stata sostenuta solo delle maggiori vendite del Nord (+14,6%), osservate anche in corrispondenza di una flessione delle importazioni di energia dall'estero (3,2 TWh, -19,4%), e della Sicilia (+25,4%), nel suddetto contesto di restringimento del transito con il continente (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	19.329.434	26.846	+4,8%	11.113.478	15.435	+14,6%	13.594.820	18.882	+3,2%
Centro Nord	1.939.544	2.694	-11,0%	1.297.749	1.802	-6,8%	2.546.834	3.537	+1,6%
Centro Sud	4.182.548	5.809	-6,5%	2.550.974	3.543	-0,1%	3.759.214	5.221	+0,2%
Sud	7.190.792	9.987	+7,2%	4.318.643	5.998	-1,9%	1.974.900	2.743	+6,5%
Sicilia	2.705.376	3.757	+10,0%	983.097	1.365	+25,4%	1.491.207	2.071	+7,5%
Sardegna	1.439.003	1.999	-4,9%	828.307	1.150	-15,5%	744.853	1.035	+4,8%
Totale nazionale	36.786.697	51.093	+2,8%	21.092.247	29.295	+6,5%	24.111.828	33.489	+3,1%
Esteri	3.164.585	4.395	-19,8%	3.157.362	4.385	-19,4%	137.782	191	-59,2%
Sistema Italia	39.951.282	55.488	+0,6%	24.249.610	33.680	+2,2%	24.249.610	33.680	+2,2%

In termini di fonti, le più elevate vendite nazionali hanno interessato gli impianti tradizionali (ai massimi dell'ultimo semestre, +13,5%), soprattutto al Nord ed in Sicilia. In calo,

invece, le vendite degli impianti a fonte rinnovabile (ai minimi da marzo, -3,3%), in virtù della pesante riduzione dell'eolico (-26,0%) (Tabella 5, 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	9.941	+28,5%	590	-24,2%	2.590	+0,2%	4.391	+1,4%	957	+57,6%	890	-13,2%	19.360	+13,5%
Gas	7.912	+25,8%	546	-24,7%	1.278	+29,0%	3.149	-3,7%	928	+62,3%	512	-9,0%	14.325	+15,4%
Carbone	865	+52,5%	-	-	1.087	-20,8%	-	-	-	-	310	-18,3%	2.262	-2,5%
Altre	1.164	+32,3%	45	-17,2%	224	+2,1%	1.242	+17,2%	30	-17,3%	67	-18,2%	2.773	+18,9%
Fonti rinnovabili	5.331	-1,4%	1.212	+4,9%	929	+1,5%	1.607	-10,0%	408	-15,3%	261	-22,5%	9.748	-3,3%
Idraulica	3.723	-2,6%	293	+31,2%	380	+25,8%	461	+9,9%	139	+38,3%	68	+30,2%	5.065	+2,9%
Geotermica	-	-	648	+1,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	648	+1,3%
Eolica	3	-59,6%	12	-42,8%	237	-21,7%	774	-20,5%	155	-38,0%	111	-42,1%	1.292	-26,0%
Solare e altre	1.605	+1,7%	259	-4,5%	312	+0,5%	372	-5,5%	113	-13,1%	82	-11,8%	2.742	-1,2%
Pompaggio	163	-48,8%	-	-	24	-47,4%	-	-	-	-	-	-	187	-48,6%
Totale	15.435	+14,6%	1.802	-6,8%	3.543	-0,1%	5.998	-1,9%	1.365	+25,4%	1.150	-15,5%	29.295	+6,5%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

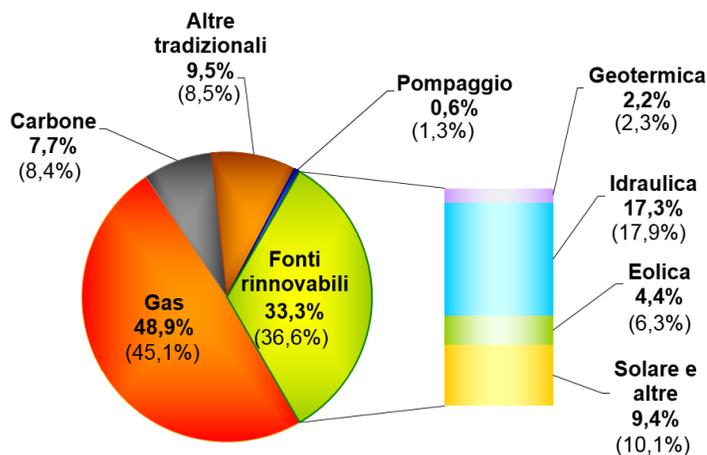
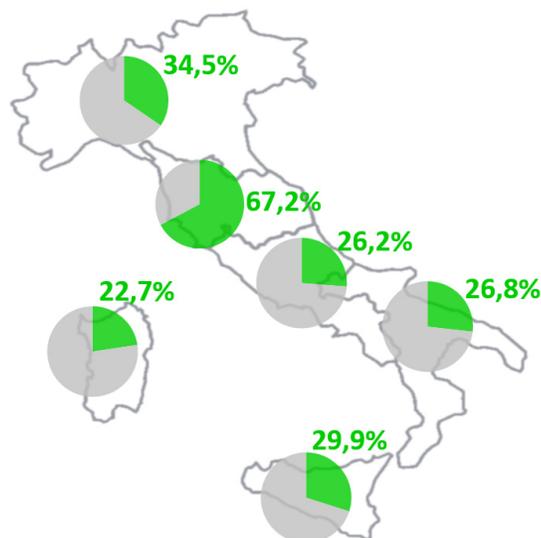


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.854 MWh, inferiore di circa 200 MWh rispetto ad un anno fa. Tale dinamica si osserva in corrispondenza soprattutto di una riduzione delle allocazioni sulla frontiera francese, dove viceversa si rileva un deciso incremento della capacità allocata in export (da 240 a 614 MWh) (Tabella 6). La capacità

disponibile in import (NTC) si riduce dell'8% sulla frontiera francese e del 4% su quella austriaca, lasciando pressoché invariate le quote di asta esplicita, implicita e non utilizzata su entrambe le frontiere, mentre su quella slovena, dove la capacità registra un lieve incremento del 1%, si osserva una netta crescita dell'assegnazione tramite market coupling che erode la capacità non utilizzata (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	2.261 (2.424)	2.184 (2.390)	98,5% (99,9%)	90,1% (94,0%)	1.051 (1.102)	614 (240)	1,4% (0,1%)	0,4% (-)
Italia - Austria	245 (255)	244 (255)	98,6% (100,0%)	97,9% (100,0%)	92 (89)	89 (-)	0,8% (-)	0,8% (-)
Italia - Slovenia	474 (471)	426 (384)	92,8% (88,6%)	69,9% (58,5%)	631 (609)	244 (210)	6,5% (10,8%)	0,6% (0,1%)

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

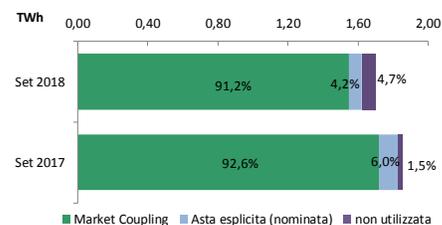
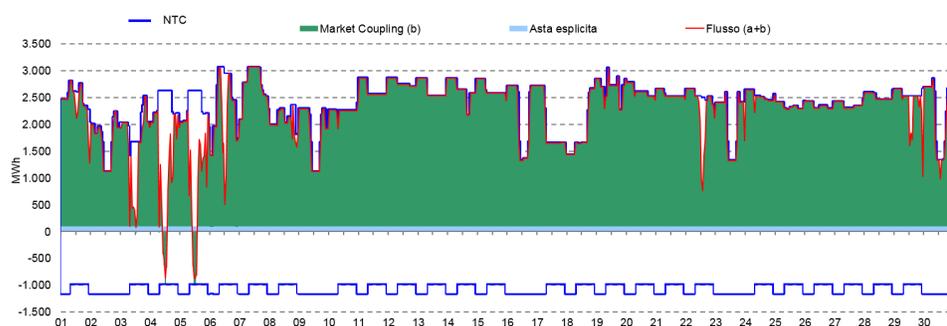


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

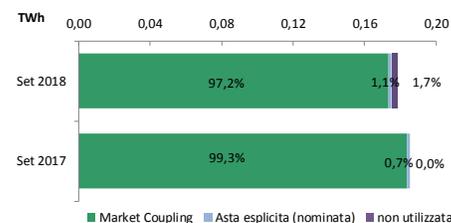
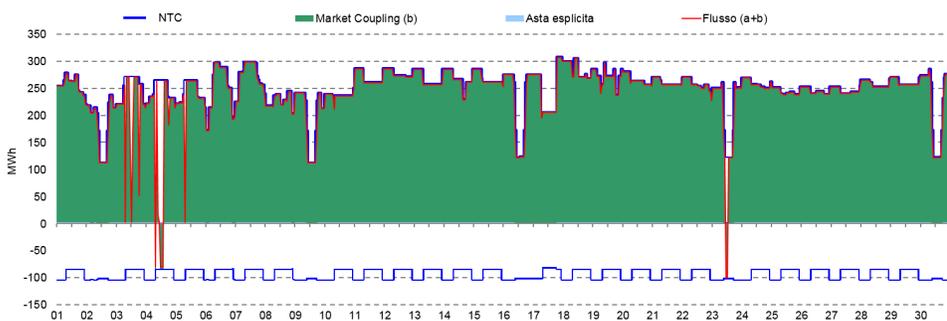
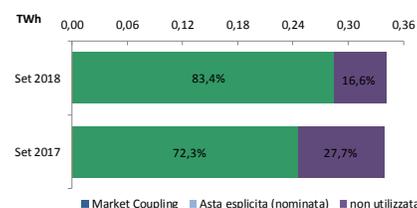
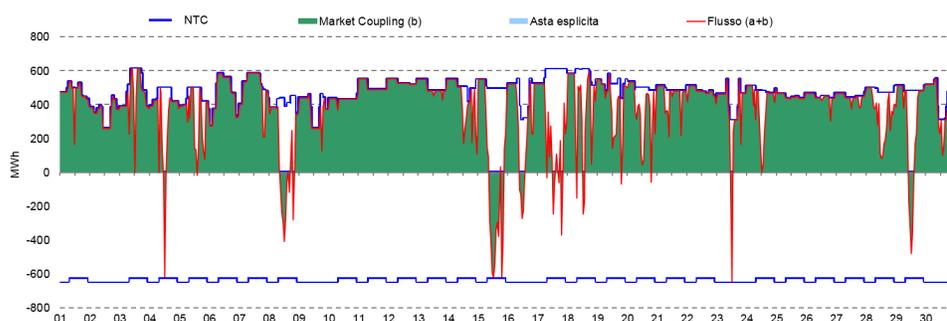


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ai massimi degli ultimi sei anni anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 74,78 €/MWh, in aumento del 12,8% su agosto e del 58,0% su base annua (Grafico 9). Il confronto con il Pun mostra un prezzo di acquisto su MI ancora più basso del riferimento MGP, sebbene sui livelli più alti dell'ultimo anno. Anche a livello di singoli mercati i prezzi raggiungono i valori più alti degli ultimi anni,

toccando i massimi storici sulle ultime tre sessioni (Figura 1 e Grafico 10). I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, si attestano a 2,1 TWh, invariati in media oraria sul mese precedente ma in aumento, il secondo consecutivo dopo una lunga serie di flessioni, su base annuale (+7,3%), in corrispondenza di maggiori scambi su tutti i mercati ad eccezione di MI2 (-12,8%) (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

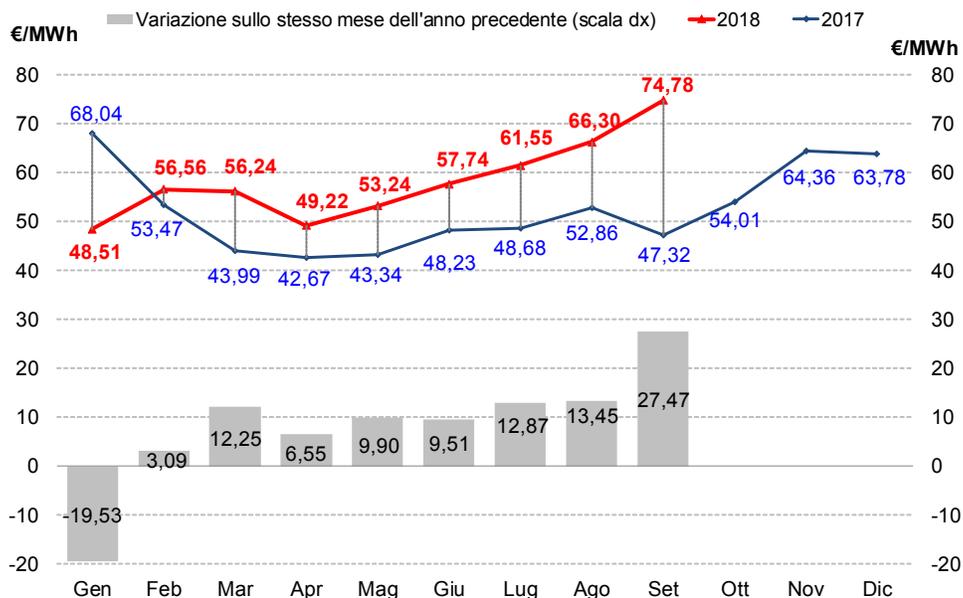


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

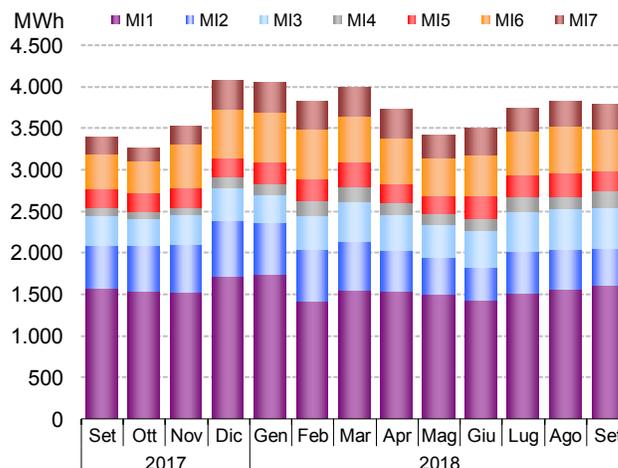
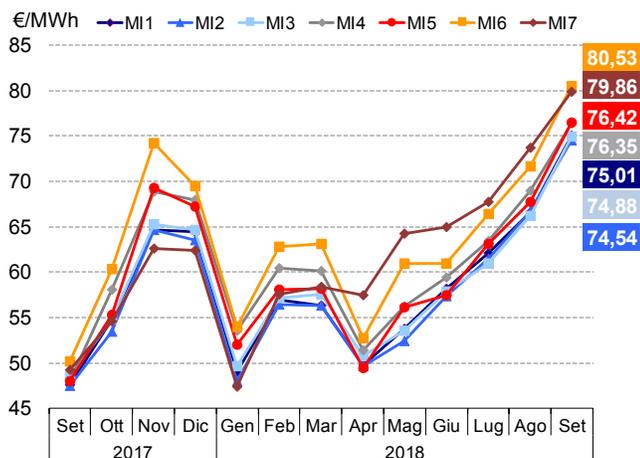
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	76,32	+57,0%	24.249.610	33.680	+2,2%
MI1 (1-24 h)	75,01 (-1,7%)	+57,6%	1.147.905	1.594	+1,8%
MI2 (1-24 h)	74,54 (-2,3%)	+57,1%	325.349	452	-12,2%
MI3 (5-24 h)	74,88 (-3,3%)	+54,5%	294.058	490	+37,7%
MI4 (9-24 h)	76,35 (-3,0%)	+59,0%	95.496	199	+98,3%
MI5 (13-24 h)	76,42 (-2,7%)	+59,1%	90.590	252	+13,8%
MI6 (17-24 h)	80,53 (-1,7%)	+60,4%	117.229	488	+14,5%
MI7 (21-24 h)	79,86 (+0,4%)	+62,2%	36.317	303	+42,3%



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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



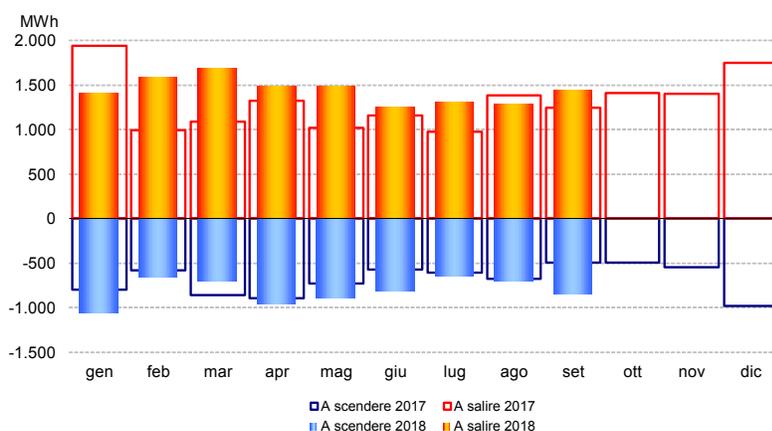
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

In crescita sia su base mensile che su base annuale gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 1,0 TWh (+16,3% su settembre

2017); analoga dinamica anche per le vendite di Terna sul mercato a scendere, che si attestano a 0,6 TWh (+72,9%) (Grafico 11).

Grafico 11: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

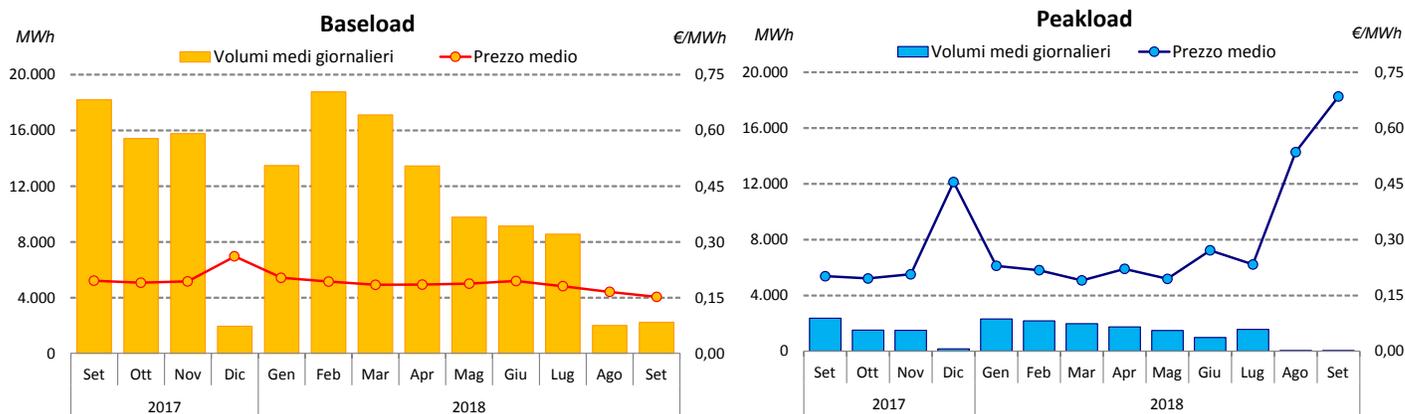
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 73 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 59 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload si attesta ai minimi dall'avvio del mercato, a 0,15 €/MWh. Viceversa tocca il massimo il prezzo medio dei

prodotti con profilo peakload, salito a 0,68 €/MWh per effetto di 3 negoziazioni a prezzi uguali o superiori ai 2 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG si mantengono sui livelli molto esigui di agosto, pari a 0,5 GWh, concentrandosi quasi esclusivamente sui baseload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	59	24/30	0,15	0,12	0,25	53.640	2.235
Peakload	14	13/20	0,68	0,10	2,20	648	50
Totale	73					54.288	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 21 negoziazioni, per complessivi 291 GWh (massimo da fine 2017), tutte relative a prodotti baseload. Pertanto la posizione aperta complessiva risale a 522 GWh, in crescita del 31,8% rispetto ad agosto. Prezzi di controllo in aumento su tutti i prodotti. Il prodotto Ottobre 2018 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 77,50 €/MWh

sul baseload e 85,55 €/MWh sul peakload, decisamente più elevati rispetto ai corrispondenti valori spot del 2017 (54,66 €/MWh e 62,66 €/MWh), ed una posizione aperta di 86 GWh totali, mentre il prodotto IV Trimestre 2018 chiude con prezzi pari rispettivamente a 80,69 €/MWh e 93,32 €/MWh (61,80 €/MWh e 75,37 €/MWh i relativi spot del 2017) ed una posizione aperta di 254 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

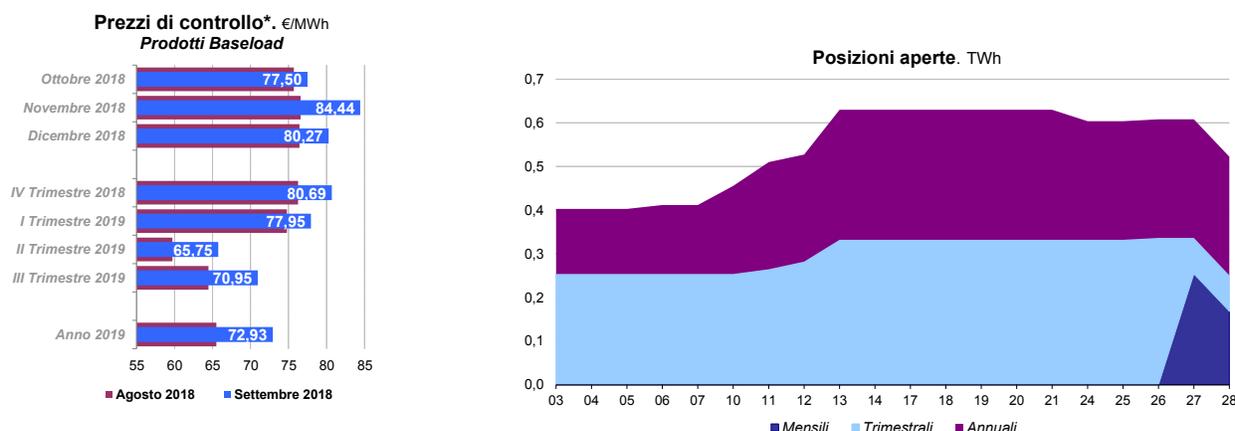
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2018	77,50	+2,4%	-	-	-	-	-	115	85.675
Novembre 2018	84,44	+10,2%	-	-	-	-	-	115	82.800
Dicembre 2018	80,27	+5,0%	-	-	-	-	-	115	85.560
Gennaio 2019	77,95	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2018	80,69	+5,8%	2	3	-	3	-	115	254.035
I Trimestre 2019	77,95	+4,2%	5	21	-	21	-	21	45.339
II Trimestre 2019	65,75	+10,1%	5	17	-	17	-	17	37.128
III Trimestre 2019	70,95	+10,1%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	77,12	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	72,93	+11,3%	9	23	-	23	-	31	271.560
Totale			21	64	-	64			522.387
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2018	85,55	+2,4%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2018	100,51	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2018	94,29	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2019	85,86	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2018	93,32	+5,9%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	85,09	+2,7%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	65,46	+4,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	69,76	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	102,35	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	80,69	+9,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			21	64	-	64			522.387

* 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 12: 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 settembre 2018, pari a 26,2 TWh, dopo due flessioni, tornano a registrare un incremento su base annua (+1,7%); analoga dinamica per la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che risale a 14,1 TWh (+1,1% su un anno fa) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate

e posizione netta, pari a 1,86, si mantiene pressoché invariato sia su base mensile che annuale (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,3 TWh, crescono del 3,4%, mentre i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 6,8 TWh, si riducono dell'1,2%. Dinamica simile per i programmi registrati nei conti in prelievo che salgono a 11,7 TWh (+3,5%), a fronte di sbilanciamenti scesi a 4,3 TWh (-9,1%).

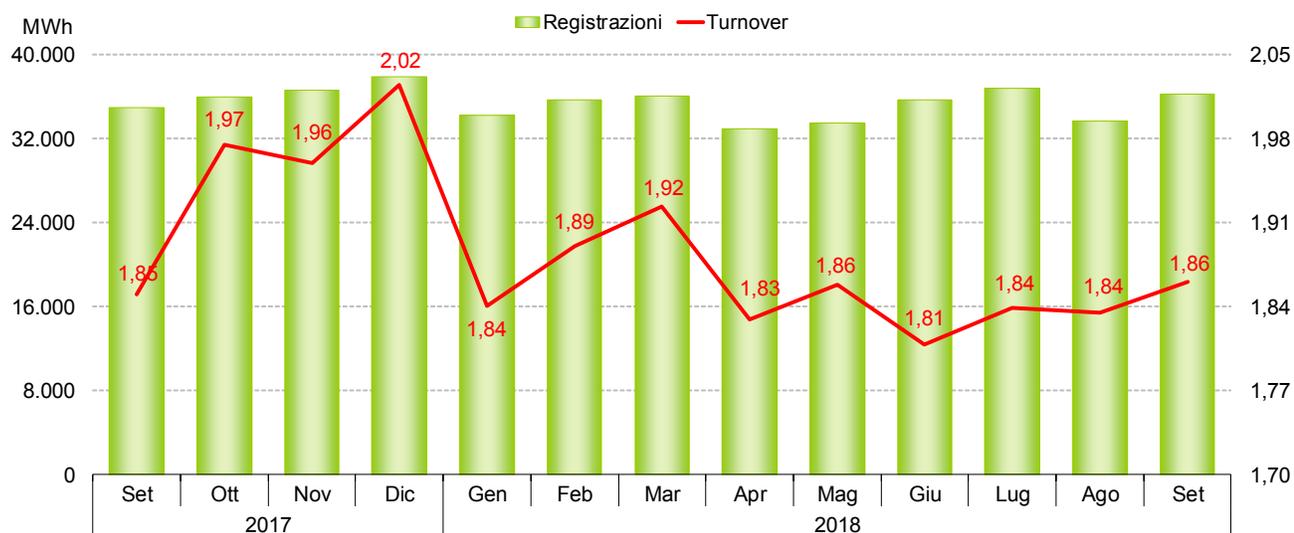
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE	MWh	Variazione	Struttura	PROGRAMMI						
				Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.027.496	+13,7%	26,8%	Richiesti	9.344.204	+2,8%	100,0%	11.729.704	+2,7%	100,0%
Off Peak	86.400	+14,9%	0,3%	di cui con indicazione di prezzo	5.290.398	+23,5%	56,6%	279	-98,1%	0,0%
Peak	189.359	+256,8%	0,7%	Rifiutati	2.001.635	+1,0%	21,4%	55.185	-63,1%	0,5%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.001.607	+1,0%	21,4%	-	-	-
Totale Standard	7.303.256	+15,8%	27,8%							
Totale Non standard	18.791.414	- 0,3%	71,6%	Registrati	7.342.569	+3,4%	78,6%	11.674.520	+3,5%	99,5%
PCE bilaterali	26.094.670	+3,8%	99,4%	di cui con indicazione di prezzo	3.288.791	+43,0%	35,2%	279	-98,1%	0,0%
MTE	97.680	+49,5%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	6.764.077	-1,2%		2.432.126	-9,1%	
MPEG	53.424	- 91,0%	0,2%	Saldo programmi	-	-	-	4.331.951	+3,8%	-
TOTALE PCE	26.245.774	+1,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.106.646	+1,1%								

Grafico 13: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia riprendono a crescere su base annua, dopo cinque ribassi consecutivi, attestandosi tra i livelli più alti degli ultimi sette anni per il mese in analisi; la ripresa appare sostenuta dal significativo incremento dei consumi del settore termoelettrico che, favoriti dalla debole performance della produzione rinnovabile e delle minori importazioni, segnano il secondo valore più alto dal 2012 per settembre. Arretrano, invece, i consumi del settore civile (-5,8%) e del settore industriale (-5,3%). Sul lato dell'offerta, le importazioni di gas naturale, in ripresa del 10% su base annua, si collocano tra i livelli più alti degli ultimi dieci anni per il periodo, mentre la

produzione nazionale ripiega del 9%. Ancora positive le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, in aumento rispetto allo scorso anno del 15%, con la giacenza a fine mese in ripresa del 2%. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i prezzi medi registrati su tutti i mercati a pronti accelerano il trend crescente avviato lo scorso aprile e aggiornano ovunque il massimo storico, attestandosi intorno ai 30 €/MWh, in linea con le dinamiche rialziste delle quotazioni del gas naturale in Europa ed al PSV (29,59 €/MWh, +56%). Ancora in aumento su base annua, l'ottavo consecutivo, i volumi complessivamente scambiati che frenano, tuttavia, dal livello molto elevato registrato ad agosto.

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia segnano un'inversione di tendenza rispetto ai mesi precedenti e registrano una consistente crescita su base annua portandosi a 4.562 milioni di mc (+5,9%).

La ripresa appare unicamente sostenuta dall'incremento dei consumi nel settore termoelettrico, saliti a 2.147 milioni di mc (+19,3%), in presenza di un arretramento della produzione rinnovabile, in particolare da fonte eolica (-26%), e delle importazioni nette di energia elettrica registrato sul mercato MGP. In flessione i consumi del settore industriale, pari a 1.133 milioni di mc (-5%), al quarto ribasso consecutivo, e quelli del settore civile, pari a 1.068 milioni mc, che cedono il 6% dai livelli molto elevati, per il mese in analisi, registrati a settembre 2017. Avanzano invece le esportazioni a 214 milioni di mc (+20%).

Sul lato dell'offerta le importazioni di gas si attestano tra i livelli più alti registrati negli ultimi dieci anni per il mese di

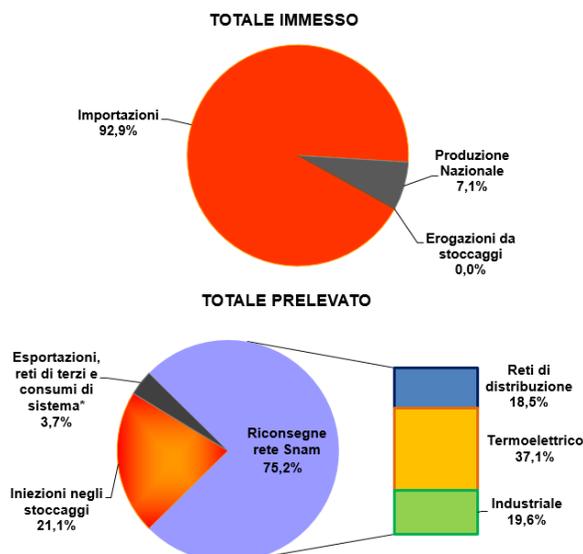
settembre, pari a 5.370 milioni di mc, confermando una quota del 92% dell'approvvigionamento totale; la produzione nazionale mantenendosi sui valori dei mesi precedenti, pari a 410 milioni di mc, cede il 9% rispetto ad un anno fa. Continua l'attività di iniezione negli stoccaggi, pari a 1.218 milioni di mc, più basse rispetto al mese precedente, ma ancora in aumento rispetto allo scorso anno (+15%), in assenza di erogazioni. L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un diffuso incremento su base annua delle importazioni tramite gasdotto, più consistente per quello proveniente dalla Russia a Tarvisio, pari a 2.442 milioni di mc (+10%), dal Nord Europa a Passo Gries, pari a 822 milioni di mc (+92%), e dalla Libia a Gela (+41%); in lieve aumento le importazioni a Mazara (+0,8%). Dinamiche ribassiste per le importazioni tramite i tre terminali GNL tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo, con 543 milioni di mc (-17%); non operativo il terminal di Livorno.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.370	56,8	+9,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	965	10,2	+0,8%
Tarvisio	2.442	25,8	+10,4%
Passo Gries	822	8,7	+91,6%
Gela	509	5,4	+41,2%
Gorizia	0	0,0	-
Panigaglia (GNL)	88	0,9	-46,9%
Cavarzere (GNL)	543	5,8	-16,7%
Livorno (GNL)	0	0,0	-100,0%
Produzione Nazionale	410	4,3	-9,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	5.780	61,2	+7,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.133	12,0	-5,3%
Termoelettrico	2.147	22,7	+19,3%
Reti di distribuzione	1.068	11,3	-5,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	214	2,3	+19,5%
TOTALE CONSUMATO	4.562	48,3	+5,9%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.218	13	+15,0%
TOTALE PRELEVATO	5.780	61,2	+7,7%

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



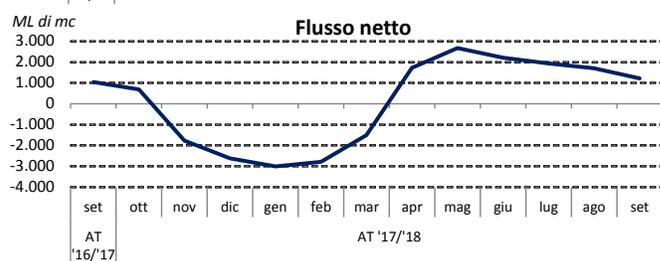
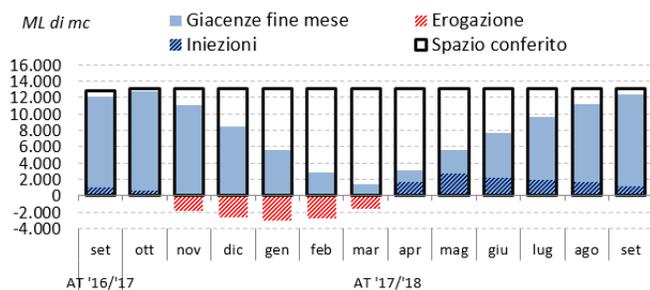
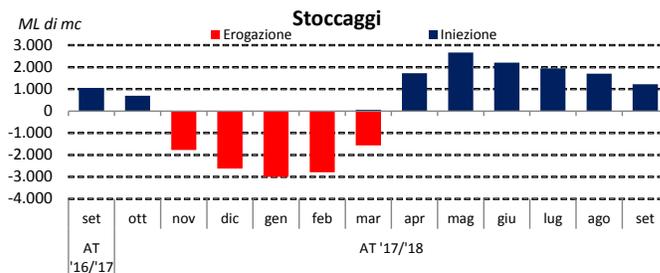
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.385 milioni di mc, incrementata rispetto ad agosto e su livelli superiori rispetto a quelli del

30 settembre del 2017 (+2,1%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 94,9%, pressoché in linea con l'anno precedente (+0,1 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2018)	12.385	+2,1%
Erogazione (flusso out)	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	1.218	+15,0%
Flusso netto	1.218	+16,8%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	94,9%	+0,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, continua il trend crescente della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che, al settimo rialzo tendenziale consecutivo, si porta a 29,59 €/MWh (+11 €/MWh, +56%),

massimo dal 2014. Sviluppi rialzisti anche per le quotazioni sui principali hub europei, anch'essi in crescita, con il prezzo al TTF che si apprezza del 60% su settembre 2017, attestandosi a 27,78 €/MWh (+11 €/MWh).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-Gas) rafforzano il trend crescente avviato ad inizio anno e segnano il settimo importante incremento tendenziale, sebbene in calo rispetto ai livelli molto elevati del mese precedente. La crescita dei volumi, pari complessivamente a 4,1 TWh (+37%), spinge la quota sul totale consumato all'8,6%, guadagnando 2,0 p.p. rispetto a settembre 2017.

La ripresa appare più intensa sui mercati title: i volumi negoziati su MGP-Gas si attestano a 1,1 TWh (erano 0,4 TWh a settembre 2017), beneficiando degli effetti derivanti dall'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1.

Tale mercato si conferma pertanto come il secondo mercato più importante in termini di liquidità con una quota pari a 27,0% del totale scambiato a pronti. Avanzano su base

annua anche i volumi scambiati su MI-Gas, pari a 1,9 TWh (+20,6%); di questi 1,0 TWh sono stati movimentati dal RdB, rappresentando il 53% del totale negoziato, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (era 43% nel 2017).

Tale sviluppo appare sostenuto dall'incremento degli acquisti di RdB, pari a 1,0 TWh (+150%), che ha più che compensato la flessione delle vendite (53 GWh, -82%). Più contenuta la crescita degli scambi su MGS, pari a 1,1 TWh (+4,6%).

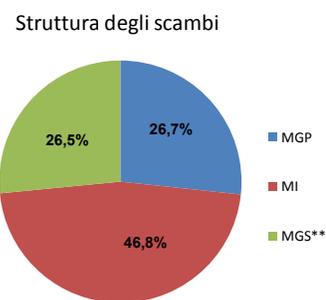
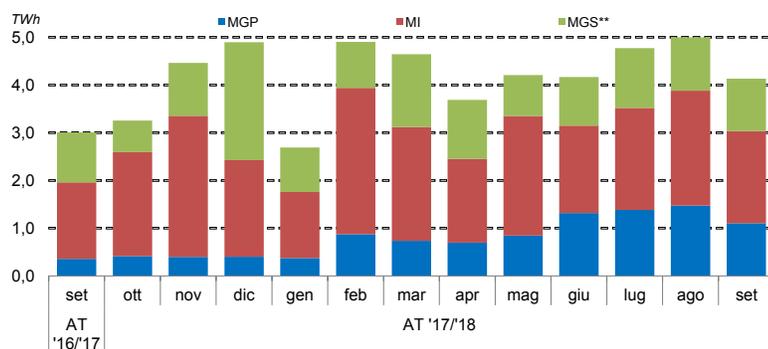
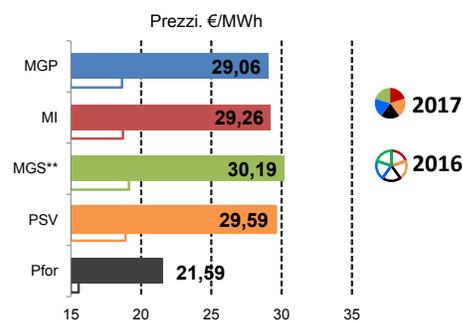
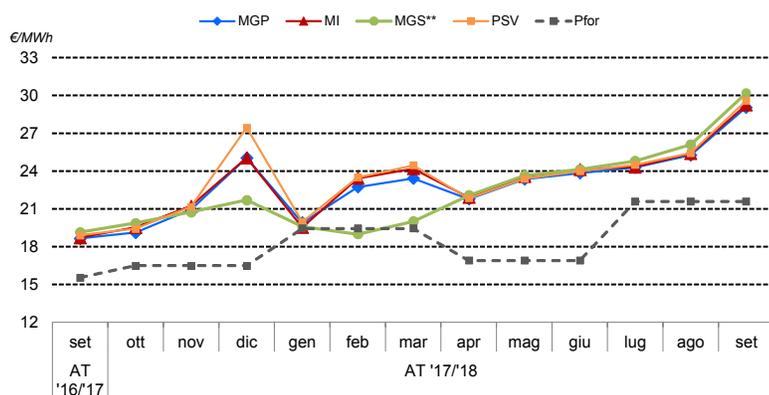
Accelera la crescita dei prezzi su tutti i mercati ovunque al quinto rialzo consecutivo ed ai massimi storici, con un apprezzamento del 56/57% su base annua, rispecchiando anche gli sviluppi registrati al PSV. Le quotazioni si attestano poco sopra i 29 €/MWh sui due mercati title e sopra i 30 €/MWh su MGS.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	29,06 (18,66)	26,45	32,30	1.103.160	(356.932)
MI	29,26 (18,72)	26,15	31,98	1.933.416	(1.603.724)
MGS**	30,19 (19,16)	27,60	32,36	1.097.023	(1.048.353)
Stogit	30,19 (19,16)	27,60	32,36	1.097.023	(1.048.353)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

I volumi movimentati da SRG per l'impresa di stoccaggio Stogit, l'unica operativa, mostrano un apprezzabile avanzamento su base annua. La crescita appare sostenuta dagli scambi di SRG con finalità di Neutralità ed Altro sia lato acquisto, pari a 607 GWh, che lato vendita, pari a 95 GWh (in entrambi i casi poco significativi o nulli a settembre dello

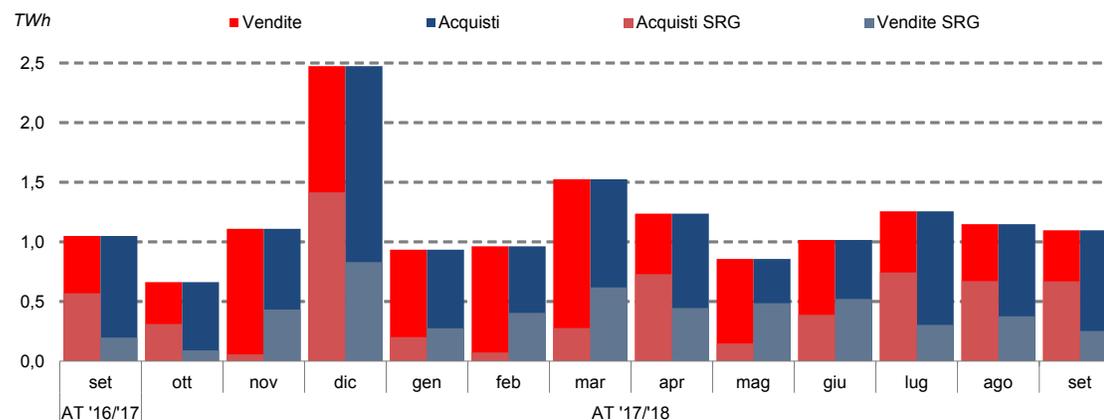
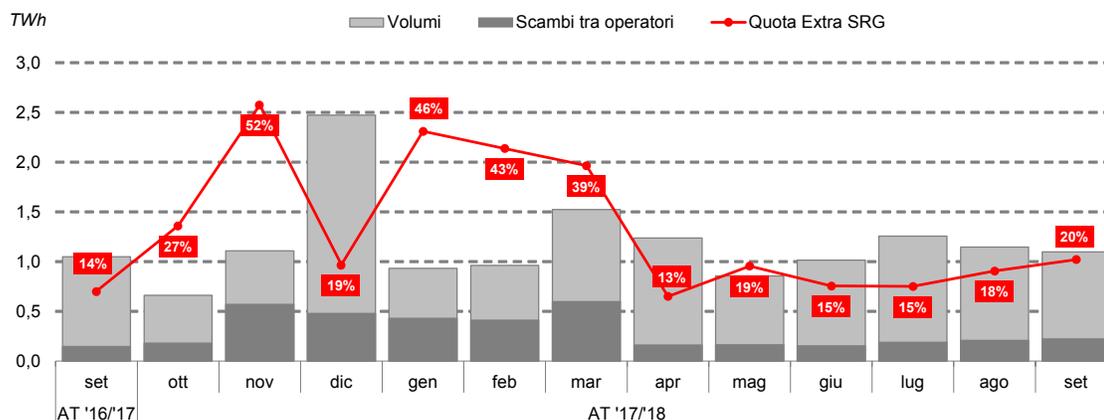
scorso anno), rappresentando complessivamente il 64% della propria attività; per contro si riducono gli scambi con finalità di Bilanciamento (-70% lato acquisto, -13% lato vendita). Gli scambi tra operatori sono stati pari a 224 GWh, in aumento su base annua del 52%, e rappresentano il 20% del totale scambiato, guadagnando 6 p.p. rispetto allo scorso anno.

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.097.023	(1.048.353)	1.097.023	(1.048.353)	-	(-)	-	(-)
SRG	802.578	(682.492)	301.860	(237.802)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	196.021	(662.992)	206.868	(237.802)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	606.557	(19.500)	94.993	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	294.445	(365.860)	795.163	(810.550)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a settembre sembrano crescere gli scambi con 139 GWh riguardanti i prodotti mensili in contrattazione; il prodotto M-2018-10 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 31,03 €/MWh, in aumento

dell'8% rispetto all'ultimo riferimento di agosto. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 189.720 MWh, in aumento del 33% rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo in netto incremento su quasi tutte le scadenze.

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	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-09	-	-	30,62	10,4%	-	-	-	-	-	-	864	1.728
BoM-2018-10	-	-	31,10	-	-	-	-	-	-	-	3.840	115.200
M-2018-10	28,23	31,10	31,03	8,2%	15	75.888	-	-	75.888	-18,4%	3.792	117.552
M-2018-11	28,50	30,25	30,15	6,3%	6	18.720	-	-	18.720	+100,0%	1.080	32.400
M-2018-12	30,10	31,80	31,80	18,4%	6	44.640	-	-	44.640	-	1.080	33.480
M-2019-01	-	-	30,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	28,05	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	144	13.248
Q-2019-01	-	-	28,95	41,2%	-	-	-	-	-	-	96	8.640
Q-2019-02	-	-	25,20	41,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-03	-	-	24,78	25,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-04	-	-	25,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	24,98	0,0%	-	-	-	-	-	-	96	17.472
WS-2019/2020	-	-	20,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	24,99	32,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					27	139.248			139.248		6.336	189.720

*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

■ Il mese di settembre mostra tendenze di prezzo decisamente rialziste, con alcune quotazioni che uguagliano o superano i loro massimi storici. In ripresa le quotazioni del petrolio e dei suoi derivati (olio combustibile e gasolio); ancora in aumento il carbone, sebbene il suo trend rialzista mostri un parziale rallentamento.

In forte ascesa i prezzi del gas, ai massimi dal 2014. Le

quotazioni dell'energia elettrica, invece, mostrano un andamento disomogeneo: in ascesa in Italia, Spagna e Francia, la cui quotazione risulta essere ai massimi dal 2009 per il mese di settembre; in calo nei restanti paesi. Tutte le quotazioni mostrano, comunque, un deciso incremento rispetto all'anno precedente, confermando il trend rialzista in atto sui mercati power continentali.

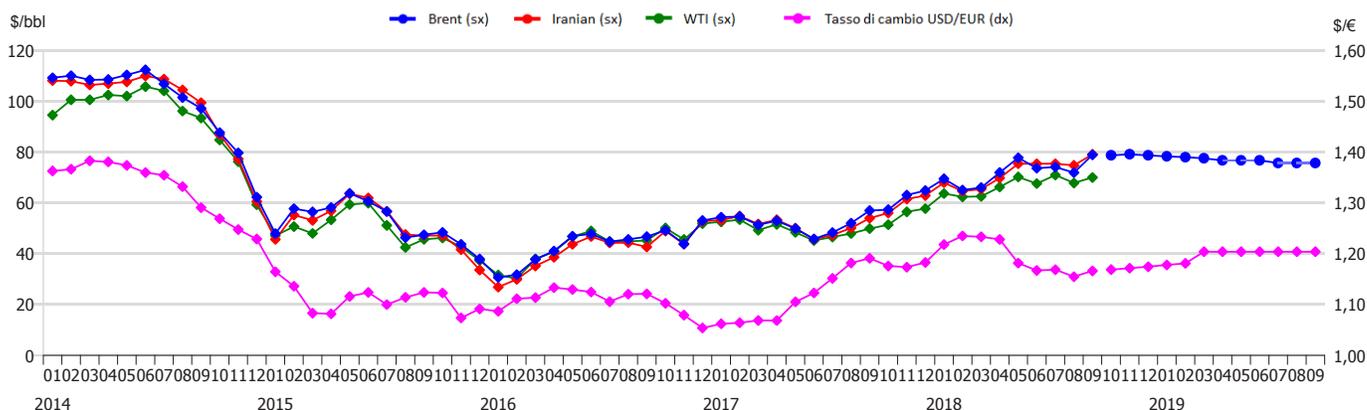
A settembre tutti i riferimenti di prezzo del greggio e dei combustibili risultano in rialzo. La quotazione del petrolio, ai massimi dal 2014, è in forte ripresa dopo il lieve calo registrato ad agosto, attestandosi a 78,86 \$/bbl (+10% su agosto) e con prospettive di ulteriore rialzo mostrate dalle quotazioni a termine. In ascesa anche il gasolio e l'olio combustibile, con tassi pari rispettivamente al +5% e al +3% su agosto e al +32%

e +37% rispetto al 2017. Il carbone quotato in Europa, dopo il calo di agosto (-4%), recupera parzialmente, attestandosi a 100,05 \$/MT (+3%) e mostrando un moderato assestamento del trend di crescita iniziato a metà 2017. Le conversioni in euro dei prezzi confermano le dinamiche e i tassi di crescita delle commodities, in corrispondenza di un tasso di cambio a 1,17 \$/€.

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

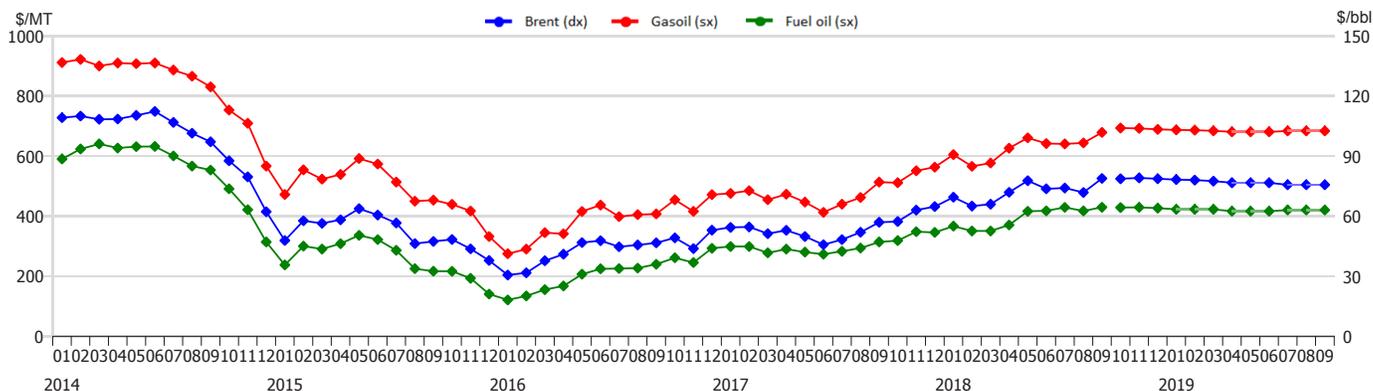
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Set 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 18	Var M-1 (%)	Nov 18	Var M-1 (%)	Dic 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	78,86	+ 10 %	+ 38 %	77,43	78,71	+ 7 %	79,11	+ 7 %	78,68	-	76,16	+ 5 %
	€/bbl	67,62	+ 9 %	+ 41 %	-	67,35	-	67,53	-	67,00	-	63,26	-
OLIO COMB.	\$/MT	429,81	+ 3 %	+ 37 %	427,59	428,94	+ 4 %	429,38	+ 4 %	426,75	-	422,54	+ 5 %
	€/MT	368,56	+ 2 %	+ 40 %	-	367,03	-	366,52	-	363,41	-	351,00	-
GASOLIO	\$/MT	679,04	+ 5 %	+ 32 %	690,25	693,48	+ 5 %	692,35	+ 5 %	688,83	-	683,77	+ 5 %
	€/MT	582,26	+ 4 %	+ 35 %	-	593,37	-	590,99	-	586,59	-	568,01	-
CARBONE	\$/MT	100,05	+ 3 %	+ 10 %	100,20	100,48	+ 4 %	100,55	+ 4 %	100,18	-	96,13	+ 9 %
	€/MT	85,79	+ 2 %	+ 13 %	-	85,98	-	85,83	-	85,31	-	79,85	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,17	+ 1 %	- 2 %	-	1,17	+ 1 %	1,17	+ 1 %	1,17	-	1,20	+ 1 %

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



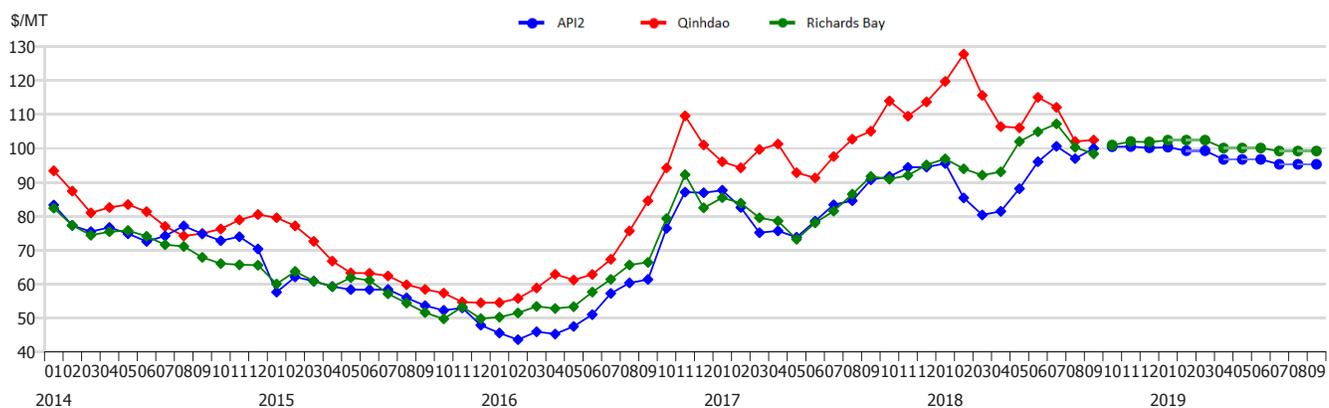
Fonte: Thomson-Reuters

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

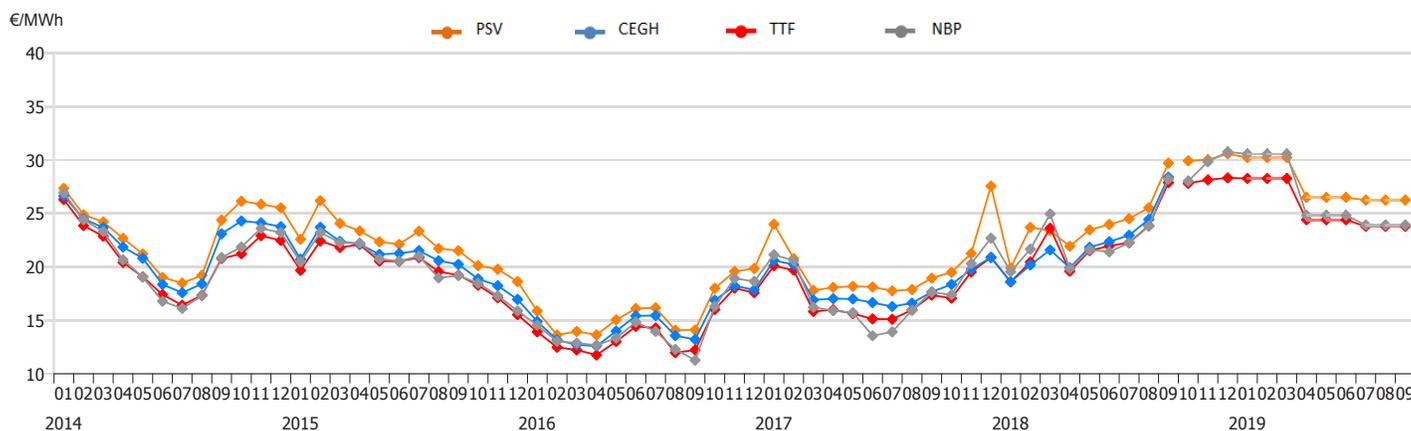
In ulteriore rialzo anche le quotazioni del gas naturale, con apprezzamenti su tutte le principali borse europee. I prezzi raggiungono livelli tra i più alti dal 2014, con il PSV a 29,59 €/MWh (+16% su agosto) e un significativo apprezzamento tendenziale (+56%). Il TTF si attesta a 27,78 €/MWh, con un incremento congiunturale leggermente superiore rispetto al

nostro riferimento nazionale (+17%), ma con un rialzo annuale decisamente maggiore (+60%). In virtù di tali dinamiche lo spread PSV/TTF si riduce lievemente, scendendo a 1,8 €/MWh. Rialzista anche lo scenario futuro, con i mercati a termine che mostrano per i prossimi mesi quotazioni ovunque in netto rialzo rispetto alle indicazioni di agosto.

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	Set 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 18	Var M-1 (%)	Nov 18	Var M-1 (%)	Dic 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PSV	IT	29,59	+ 16 %	+ 56 %	27,65	29,92	+ 14 %	30,02	+ 10 %	30,58	-	27,16	+ 13 %
TTF	NL	27,78	+ 17 %	+ 60 %	25,85	27,81	+ 11 %	28,13	+ 11 %	28,32	-	25,13	+ 14 %
CEGH	AT	28,39	+ 16 %	+ 61 %	26,38	28,24	+ 13 %	28,96	+ 14 %	28,92	-	-	-
NBP	UK	28,21	+ 18 %	+ 60 %	25,90	28,02	+ 17 %	29,84	+ 10 %	30,76	-	-	-



Dopo i forti ed uniformi apprezzamenti del mese di agosto, soprattutto sulle borse dell'Europa centro-settentrionale, a settembre le quotazioni dell'energia elettrica tendono a mostrare andamenti contrastati. La quotazione italiana si conferma la più alta, attestandosi a 76,32 €/MWh (+13% su agosto), seguita dalla Spagna (71,27 €/MWh, +11%) e dalla Francia (61,97 €/MWh, +6%, la cui quotazione risulta essere ai massimi dal 2009 per il mese di settembre), il cui differenziale con il prezzo italiano francese torna a crescere, raggiungendo i 14 €/MWh circa (+5 €/MWh rispetto ad agosto). In ribasso, invece, l'Austria (56,02 €/

MWh, -1%), la Germania (54,83 €/MWh, -2%) e soprattutto, dopo i forti apprezzamenti dei mesi estivi, l'Area Scandinava (47,98 €/MWh, -7%).

Più uniformi le variazioni tendenziali che evidenziano, invece, incrementi compresi tra il +45% della Spagna e il +68% della Francia. Le tendenze rialziste delle principali borse europee sono confermate anche dai futures, che mostrano prezzi in crescita, soprattutto nel mese di novembre e aspettative di annullamento del differenziale Italia-Francia nel bimestre finale dell'anno in corso.

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	Set 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 18	Var M-1 (%)	Nov 18	Var M-1 (%)	Dic 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
ITALIA	76,32	+ 13 %	+ 57 %	-	76,93	+ 14 %	80,27	+ 18 %	77,21	-	69,22	+ 13 %
FRANCIA	61,97	+ 6 %	+ 68 %	63,88	69,81	+ 8 %	80,51	+ 11 %	78,61	-	59,39	-
GERMANIA	54,83	- 2 %	+ 60 %	59,33	60,13	+ 9 %	64,93	+ 9 %	57,30	-	53,83	-
AREA SCANDINAVA	47,98	- 7 %	+ 52 %	59,40	48,21	-	50,22	-	50,04	-	39,42	-
SPAGNA	71,27	+ 11 %	+ 45 %	69,50	72,03	+ 6 %	74,47	+ 5 %	74,66	-	61,43	-
AUSTRIA	56,02	- 1 %	+ 61 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	61,57	+ 6 %	+ 65 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

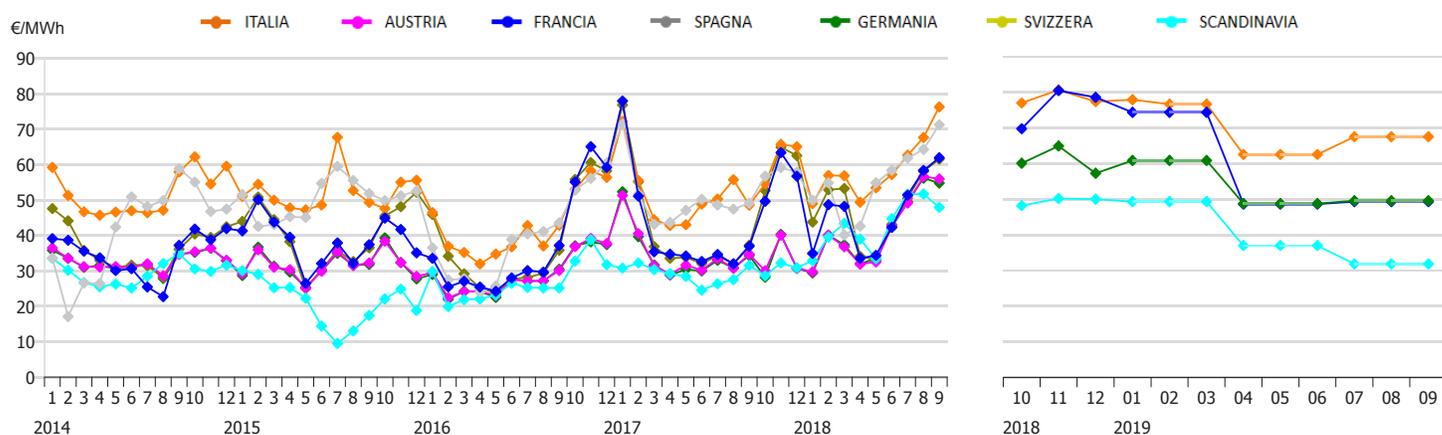
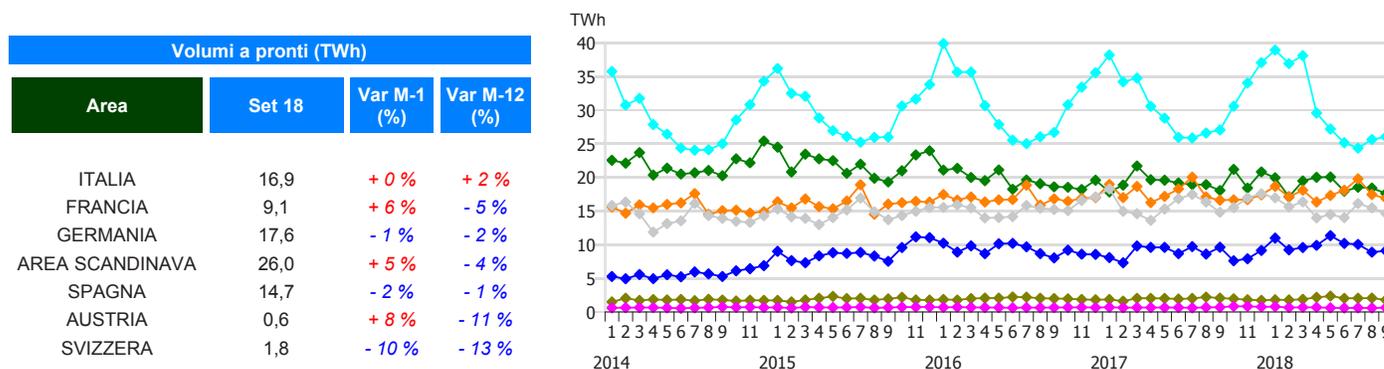


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



I volumi contrattati su base spot sulle principali borse europee mostrano un generale calo rispetto al 2017, con l'unica eccezione dell'Italia (16,9 TWh, +2%). D'altro canto, gli

scambi risultano in crescita rispetto ad agosto, anche a fronte di un numero di giorni di negoziazione inferiore, nell'area scandinava (26 TWh, +5%) e in Francia (9,1 TWh, +6%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato a settembre, in lieve aumento su agosto (+1,5%), rimane pressoché stabile rispetto ai valori dei tre mesi precedenti attestandosi a ridosso dei 260 €/tep e risultando di poco superiore alla stima del contributo tariffario (256,27 €/tep). Più intenso l'incremento del prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che riduce il differenziale con il valore di mercato a circa 14 €/tep. Scambi in forte ripresa sul mercato (+132%), in virtù anche del ripristino delle sessioni con frequenza settimanale, con una liquidità in crescita al 58%, favorita anche da un arretramento delle negoziazioni bilaterali (-6%); in aumento sul mese precedente anche

la quantità destinata al trading (+87%) con una quota che tuttavia cede circa 2 punti percentuali.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) non si arresta il trend crescente dei prezzi medi che, al nono aumento consecutivo, aggiornano il massimo storico a 1,96 €/MWh, in linea con il valore medio registrato nelle aste di assegnazione del GSE. In significativa ripresa anche i volumi scambiati, con una quota rispetto al totale negoziato pari al 15%, a fronte di una più energica crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale; pressoché stabili i volumi assegnati tramite asta che si conferma tuttavia la piattaforma più liquida.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

A settembre il prezzo medio sul mercato organizzato sale a 259,44 €/tep, in aumento di 3,90 €/tep, mantenendosi in linea sui valori registrati dall'avvio del nuovo anno d'obbligo e superando di circa 3 €/tep il valore del contributo tariffario stimato, pari a 256,27 €/tep, in presenza di volumi rilevanti pari a 401.228 tep (circa il 50% degli scambi).

La crescita è più consistente per il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale che cresce rispetto ad agosto di 14 €/tep (+6%) e si attesta a 245,29 €/tep, dimezzando lo spread con il corrispondente valore di mercato. Tuttavia, tale differenziale si riduce a 7 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota questo mese si porta a 97%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi (esclusa la transazione isolata a 145 €/tep) e massimi di abbinamento osservati sul mercato (255,00-263,00 €/tep) si attesta al 56%. I volumi

scambiati sul mercato registrano una significativa ripresa rispetto al mese di agosto e si portano a 280 mila tep, in virtù anche del ripristino della frequenza settimanale delle sessioni di mercato (3 rispetto ad una di agosto). In aumento anche la quota di mercato sul totale contrattato che guadagna circa 22 p.p. sul mese precedente, riportandosi al 58%, incremento favorito anche dalla flessione degli scambi bilaterali (-6%), tra i valori più bassi da inizio anno. Dinamiche rialziste anche per le quantità destinate al trading, nettamente superiori rispetto alla sessione di agosto (+87%), a fronte di un calo della loro quota sul totale dei volumi di mercato (9%, -2,2 p.p.).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 55.139.252 tep, in aumento di 259.097 tep rispetto a fine agosto 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 2.615.128 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori		
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.	
Mercato	259,44	255,54	+1,5%	145,00	263,00	280.363	+132,0%	72,74	+135,5%	26.057	+87,2%	9,3%	-2,2 p.p.	9	+1
Bilaterali	245,29	231,71	+5,9%	0,00	325,00	201.129	-5,9%	49,34	-0,4%						
con prezzo >1	252,09	249,11	+1,2%	100,00	325,00	195.707	-1,5%	49,34	-0,4%						
Totale	253,53		+5,5%	0,00	325,00	481.492	+43,9%	122,07	+51,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

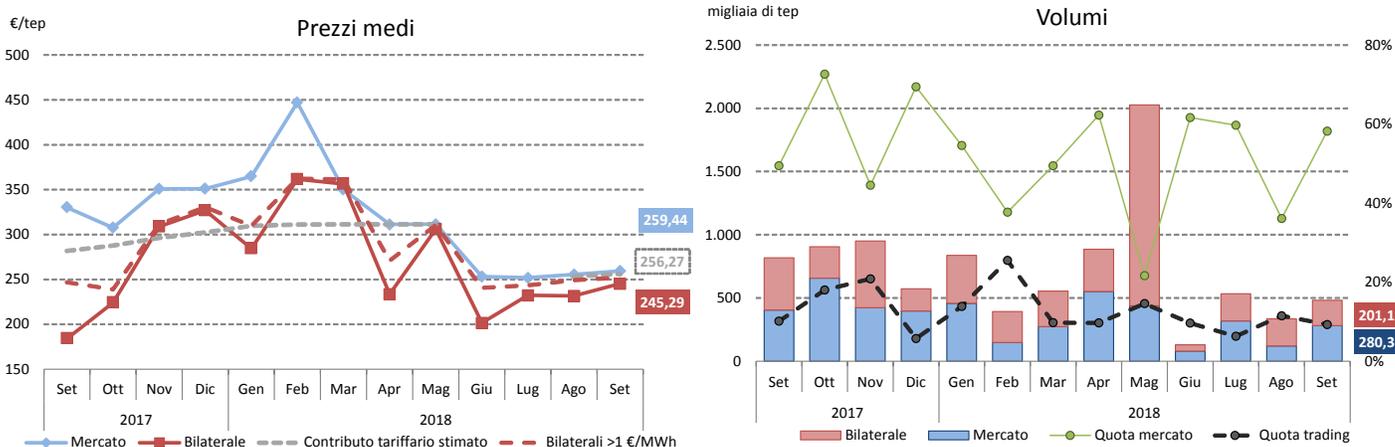


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Settembre	255,24	799.550	258,27	401.228	50,2%	256,27	2.615.128	55.139.242
Giugno - Agosto	252,98	519.187	255,54	120.866	23,3%	253,54	2.356.031	54.880.145
	(+0,9%)	(+54,0%)	(+1,1%)	(+232,0%)	(+26,9 p.p.)	(+1,1%)	(+11,0%)	(+0,5%)

* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEEGSI con delibera 435/2017/R/EF. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

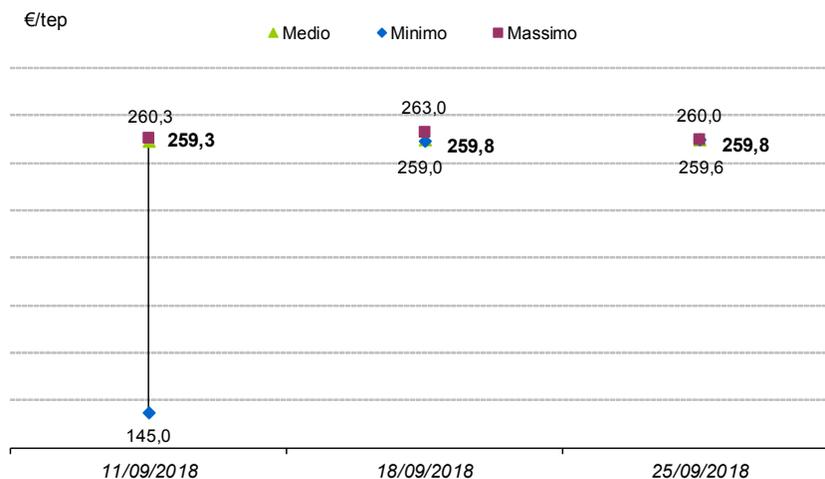
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra come nella prima sessione i prezzi siano risultati lievemente più bassi, pur in presenza di un numero di transazioni e di

volumi scambiati nettamente superiori rispetto alle due successive (188 mila tep nella prima contro i 44 mila tep della terza).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Il prezzo medio registrato a settembre sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, consolida il trend rialzista avviato a dicembre dello scorso anno e con 1,96 €/MWh segna il massimo storico (+5% su agosto). In controtendenza, invece, il prezzo registrato sulla Piattaforma Bilaterale che allarga lo spread con le quotazioni di mercato a 1,01 €/MWh, mai così alto, attestandosi poco sotto il record toccato ad agosto (0,95 €/MWh). Sembra accelerare la crescita anche il prezzo medio di assegnazione delle Aste del GSE che, con 1,96 €/MWh, aggiorna anch'esso il massimo storico e si colloca, per il secondo mese, sullo stesso livello del mercato.

Gli scambi sul mercato organizzato, seppure poco significativi rispetto alle altre due forme di contrattazione, segnano una importante ripresa sul mese precedente e si portano a 219 GWh, mantenendo la liquidità del mercato sui livelli più alti di sempre, pari a 15%. Anche gli scambi bilaterali mostrano un incremento rispetto ad agosto confermandosi tuttavia, per il terzo mese consecutivo, inferiori rispetto alle negoziazioni registrate nello stesso mese del 2017. Risultano, invece, stabili rispetto all'ultima seduta i volumi assegnati tramite Asta del GSE, confermatasi la piattaforma di contrattazione più liquida.

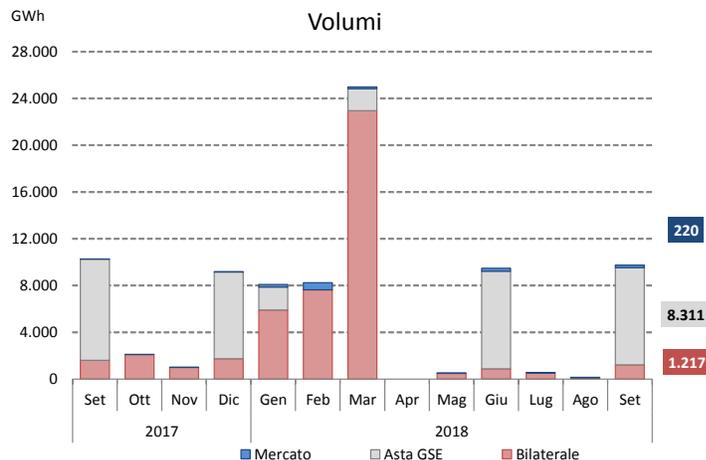
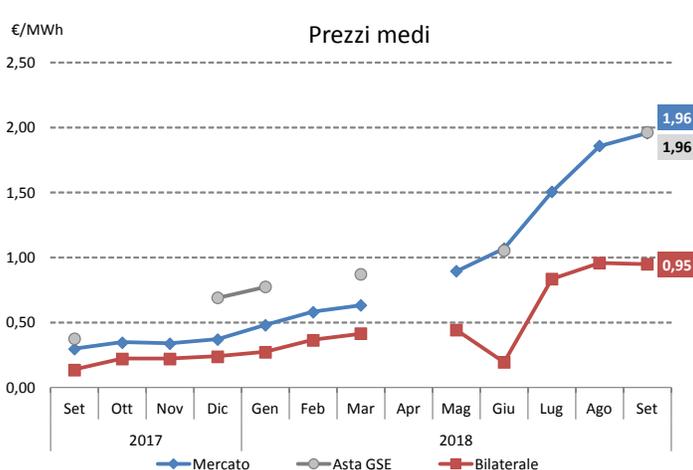
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	1,96	+5,4%	1,90	2,06	219.565	+536,6%	429.714	+570,7%
Bilaterali	0,95	-1,0%	0,00	1,95	1.216.730	+1018,3%	1.154.009	+1007,1%
con prezzo >0	0,96	+0,7%	0,15	1,95	1.196.510	+999,7%	1.154.009	+1007,1%
Totale	1,10	-6,1%	0,00	2,06	1.436.295	+902,3%	1.583.723	+841,0%
Asta GSE	1,96	-	1,20	2,73	8.310.842	-	16.311.137	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

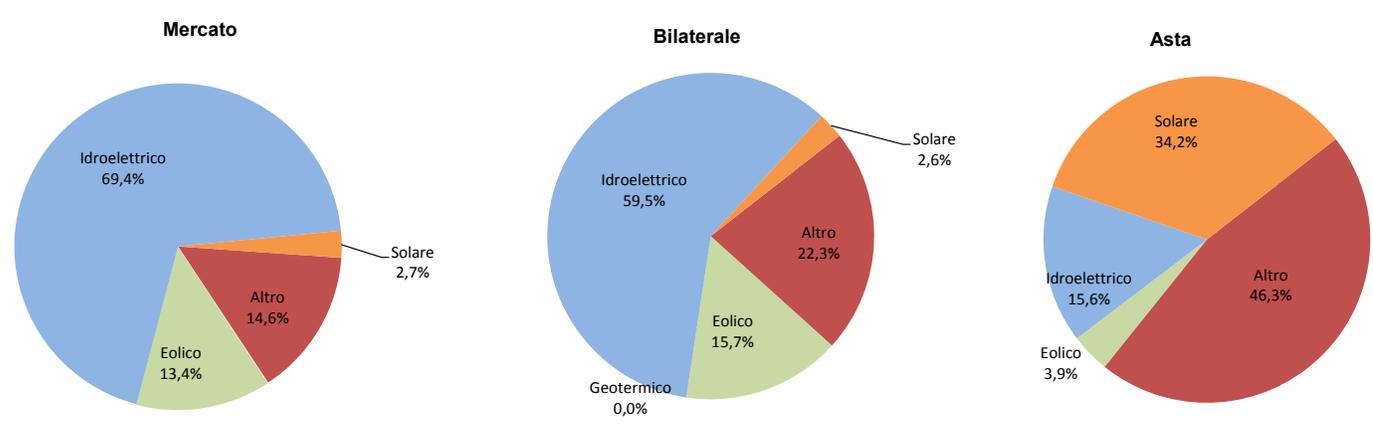


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata, sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, è relativa ad

impianti di produzione idroelettrici (rispettivamente 69% e 60%), seguita in entrambi i casi dalla tipologia Altro. Rimane residuale su ambedue le piattaforme la tipologia Solare che rappresenta, invece, il 34% nelle aste del GSE, la seconda più scambiata dopo quella Altro (46%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



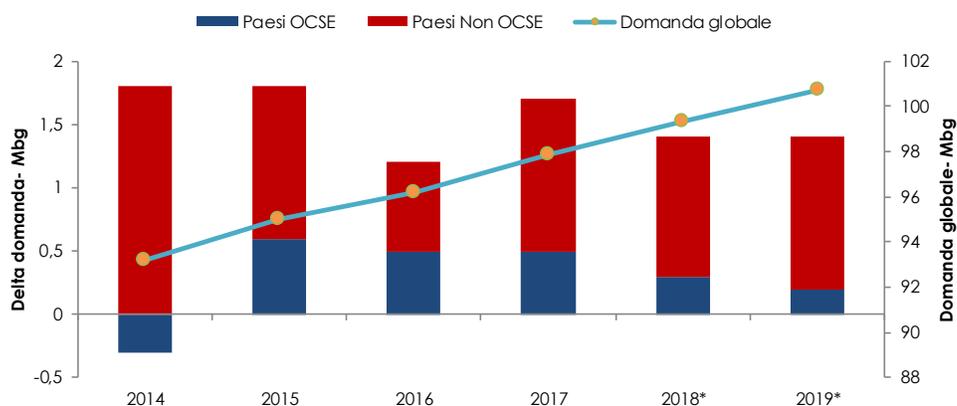
UNA NUOVA PROSPETTIVA PER LE COMMODITIES ENERGETICHE

Di Marco Pellegrino (REF-E)

(continua dalla prima)

Gráfico: 1 Domanda globale di petrolio

Fonte: elaborazioni REF-E su dati IEA



Differenziali della domanda di petrolio nei paesi OCSE e Non OCSE, e confronto con la domanda globale

* Previsioni IEA - International Energy Agency

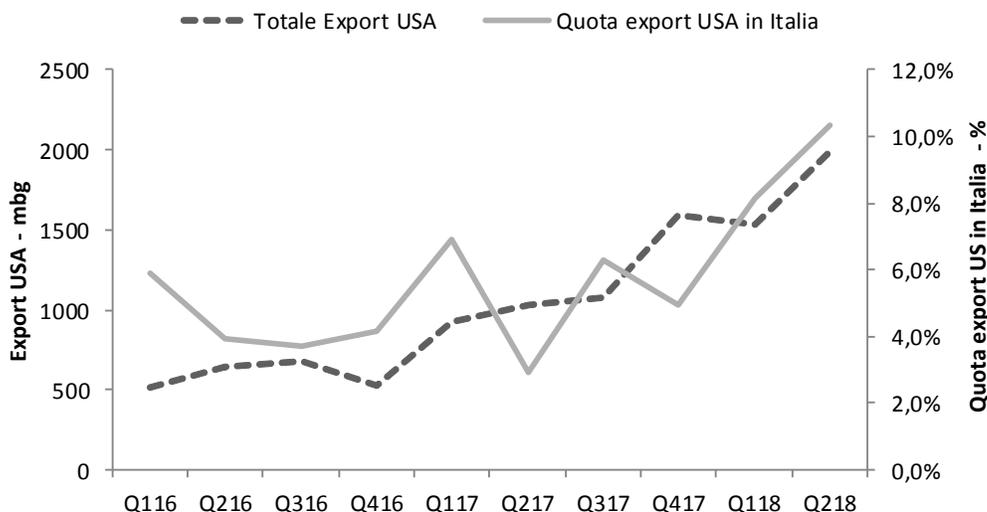
A sostenere le quotazioni del greggio è tuttavia intervenuta una nuova alleanza volta al controllo della produzione di petrolio e sottoscritta tra i paesi OPEC, l'organizzazione dei paesi produttori di petrolio esistente dagli anni '60, e una cordata di undici paesi guidati dalla Russia. L'alleanza si è finalizzata a fine 2016 e ha visto a novembre l'accordo tra i paesi OPEC per un taglio di 1.2 mbg, mentre qualche giorno dopo nel mese di dicembre la decisione dei paesi non-OPEC di effettuare un taglio di ulteriori 0.6 mbg rispetto ai livelli produttivi di ottobre dello stesso anno. La Dichiarazione di Cooperazione sottoscritta², nata come temporanea e destinata a durare pochi mesi, si è poi rivelata di particolare importanza nella definizione dei prezzi del greggio tanto da essere non solo riconfermata durante le riunioni successive, ma anche prolungata fino al termine del 2018. La stabilità, ormai biennale, di tale accordo si fonda da un lato sull'abbandono da parte dei paesi OPEC della volontà di controllo e difesa delle quote di mercato, e dall'altro su un mantenimento del livello di compliance non inferiore al 100% su tutto il periodo (a eccezione del secondo e terzo trimestre 2017 dove si è temporaneamente assistito ad un incremento di output da Nigeria e Libia, paesi che tuttavia erano stati esentati dalla partecipazione al taglio a causa di problematiche geopolitiche interne). Ai paesi sottoscrittori dell'accordo si può attribuire circa il 60% della

produzione globale, ed è tale il motivo per cui il mercato globale è riuscito a ritrovare un sostanziale ribilanciamento ed un rientro dei volumi stoccati disponibili al di sotto delle medie degli ultimi 3-5 anni. La produzione di petrolio degli Stati Uniti, arrivata alle soglie degli 11 mbg, non ha prodotto effetti ribassisti sui mercati internazionali: seppur a seguito dell'eliminazione da inizio 2016 del divieto di export di greggio il paese abbia rapidamente avviato il commercio con l'estero arrivando ad un volume di 2 mbg a metà 2018 (circa il 10% dell'export americano è stato destinato al mercato italiano³), l'aumento di scorte interne al termine della cosiddetta driving season ha contribuito ad allargare il differenziale di prezzo del petrolio americano nei confronti degli altri principali benchmark globali (quello con l'europeo Brent arrivato a oltre 10 \$/bbl durante il mese di settembre). Uno dei motivi principali è da ricondursi alla qualità del petrolio americano e in particolare della produzione da shale, greggio di tipo light tight, destinato prevalentemente all'industria della raffinazione per la produzione di benzina. Il limite tecnico esistente alla raffinazione americana unito ad una domanda globale ancora maggiormente dipendente dai cosiddetti middle distillates sono gli elementi che stanno determinando un aumento della disponibilità interna degli Stati Uniti, con conseguenze sul bilancio domanda – offerta e sul prezzo del benchmark WTI.

(continua)

Grafico 2: Esportazioni di petrolio greggio dagli Stati Uniti

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA



Ma i più recenti andamenti di prezzo dei greggi globali, particolarmente volatili e con un forte trend rialzista, vedono, oltre ai fondamentali e al bilanciamento di mercato, ulteriori cause legate ad aspettative di riduzione della produzione di diversi paesi produttori. I casi più emblematici sono quelli del Venezuela, alle prese con la più grave crisi economica mai avvenuta nel paese, e dell'Iran, sotto tensione a causa dell'avvicinarsi della data del 4 novembre a partire dalla quale dovrebbero entrare in funzione le sanzioni americane volte a colpire l'export di petrolio del paese. Le più recenti statistiche diffuse dalla IEA hanno rivelato un calo della produzione di greggio in Venezuela passata dai 2 mbg medi del 2017 a 1.24 mbg di agosto 2018: una discesa di quasi il 40% che avrà conseguenze successive anche sulla sostenibilità dei bilanci del paese, largamente dipendenti dalla quota di vendita di greggio. In Iran si gioca invece una partita legata all'incertezza: non è ancora chiaro quale sarà l'effetto delle sanzioni statunitensi, quello che è certo è il timore di molti paesi e compagnie internazionali a proseguire i commerci con l'Iran. I primi effetti si stanno già registrando, con una discesa di produzione in agosto di 180.000 barili al giorno rispetto ai livelli del 2017 di 3.81 mbg, ma le prime stime parlano di tagli che oscillano almeno tra i 0.5 e 1.5 milioni di barili giorno tra il 2018 e il 2019, con conseguenze che saranno percepibili sulle rotte commerciali e sulla sostituzione del greggio di simile qualità proveniente dai paesi limitrofi.

I fattori di rischio sul mercato del petrolio sembrano destinati ancora a perdurare per i prossimi mesi, e al centro delle incertezze e degli scenari possibili si pongono almeno tre

fattori: la riduzione di output produttivo dell'Iran e le scelte dei paesi OPEC di sostituirsi al paese di fatto rivedendo gli accordi del 2016; la continuità dell'accordo OPEC – non OPEC che sarà presumibilmente annunciata nella prossima riunione di Vienna prevista a inizio dicembre; la capacità degli Stati Uniti di proseguire l'aumento di export di greggio e di raffinati, e di incidere sulle dinamiche globali di prezzo. Sono dunque attesi mesi di volatilità sostenuta sui mercati internazionali, che potrà essere ulteriormente ampliata qualora si rafforzino gli scenari di domanda, attualmente prevista in crescita di 1.5 mbg per i prossimi due anni.

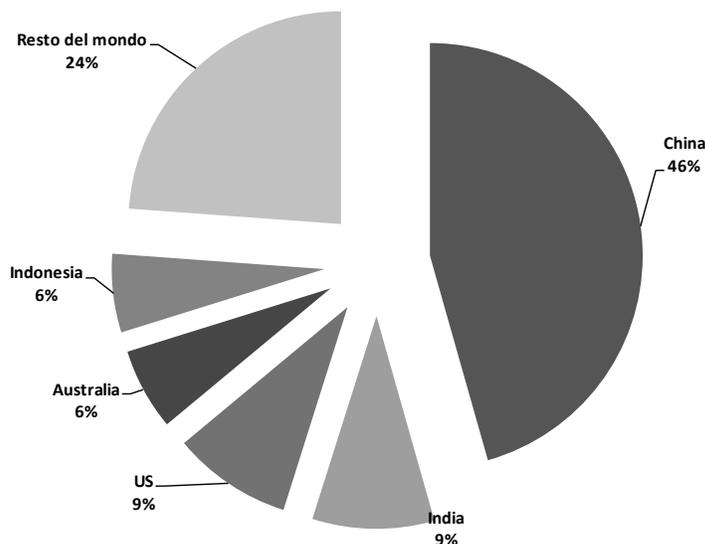
I consumi asiatici guidano i prezzi internazionali del carbone

Le quotazioni internazionali del carbone, comprese quelle dell'area europea che rappresenta solo il 6% del consumo globale, continuano a seguire le dinamiche rialziste provenienti dai paesi asiatici. E' in questa area che infatti negli ultimi mesi si sono concentrati i livelli di domanda maggiore, soprattutto quella termoelettrica risultata particolarmente sostenuta durante l'estate appena conclusa. Cina e India, a rappresentanza sia dei primi due consumatori (62% del consumo globale nel 2017) che produttori al mondo (55% della produzione globale nel 2017), sono stati capaci di muovere i prezzi globali non solo grazie ai necessari import della quota di domanda non soddisfatta e proveniente in particolare da Indonesia, Australia e Sud Africa, ma anche di incidere attraverso misure di policy che hanno effetti straordinari visto il peso di tali mercati.

(continua)

Grafico 3: Quota percentuale di produzione di carbone dei principali produttori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati BP

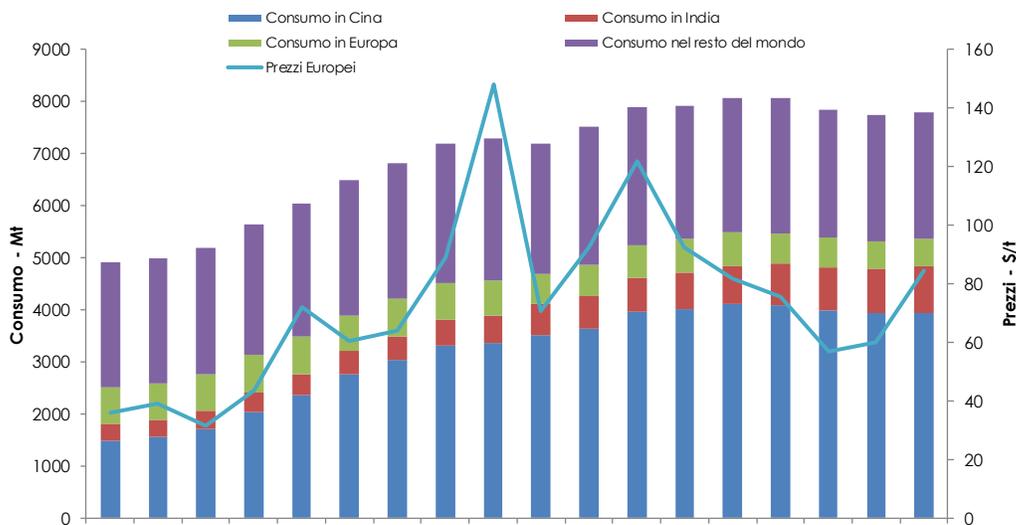


In Cina, nonostante le policy interne al paese puntino a mantenere un prezzo nel range tra i 500 e i 570 CNY/t (circa 73-83 \$/t), durante la stagione estiva, il prezzo per la consegna interna al paese è arrivato a toccare i 700 CNY/t (circa 102 \$/t). Ma le più recenti policy cinesi si sono mosse anche a favorire un rinnovamento della capacità produttiva, in particolare nella provincia dello Shanxi, leader nella produzione di carbone (la provincia detiene circa un terzo delle riserve cinesi): a partire dallo scorso anno è stato

avviato un piano per la chiusura, entro il 2020, delle miniere con capacità produttiva al di sotto di 0.6 milioni di tonnellate (Mt) all'anno, e che ha avuto come effetto immediato nel 2017 il termine delle attività per una capacità di 22 Mt/a, mentre per il 2018 sono previste chiusure per ulteriori 23 Mt/a. Al contempo tuttavia, 300 Mt di nuova capacità tra Mongolia e Shanxi sono previste entrare in funzione entro il 2018, al fine di sostituire la produzione maggiormente inquinante con nuova più efficiente.

Grafico 4: Consumo globale e prezzi europei del carbone a confronto

Fonte: elaborazioni REF-E su dati BP



(continua)

Anche dall'India arrivano segnali di rafforzamento della domanda: con un'economia in crescita a tassi al di sopra del 7%, la richiesta di materie prime energetiche si rafforza, e con essa cresce la domanda di carbone che continua a rappresentare, con il 45% circa, la principale fonte di energia primaria, contribuendo alla produzione elettrica per più del 75% sul totale. Al termine del primo semestre 2018, gli obiettivi produttivi di carbone del paese non sono stati pienamente raggiunti (è stata toccata la quota del 90% del volume obiettivo), situazione che è stata ulteriormente aggravata a causa di problematiche logistiche di trasporto di materia prima all'interno del paese. Tale situazione ha generato una riduzione delle scorte che ha costretto ad un forte aumento di import da Australia e Stati Uniti e, in maniera ridotta, dal Sud Africa.

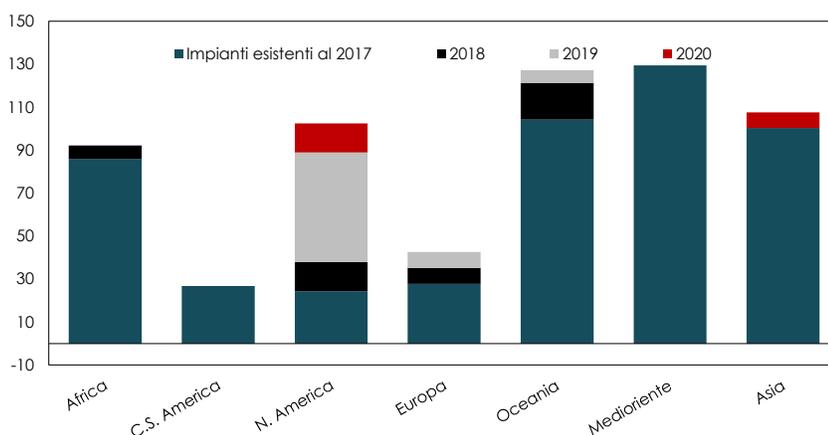
Al rialzo le quotazioni del GNL, con effetti diretti sui mercati europei del gas

Il 2017 è stato un anno di particolare fibrillazione per i consumi di gas globale che, pur con un tasso di crescita in linea con quello dell'anno precedente (+2.7%), ha visto il ritorno e, probabilmente, la potenziale affermazione della Cina come uno dei prossimi protagonisti delle dinamiche internazionali. I consumi del paese sono infatti cresciuti di circa il 15% (più del doppio rispetto al tasso di crescita economica del paese che si attesta intorno al 6%) e sono stati soddisfatti soprattutto dalle importazioni di GNL, cresciute più del 46% rispetto al 2016, superando quelle Sud Coreane e portando la Cina al secondo posto dopo il Giappone per volumi importati. Il motivo di tale impennata dei consumi di

gas nel paese è dovuto alle ambiziose politiche governative di riduzione dell'inquinamento dell'aria, che hanno visto tra le misure adottate anche l'incremento dell'utilizzo di gas naturale a discapito del carbone per le attività di riscaldamento domestico e delle imprese. L'effetto maggiore dell'incremento dei consumi si è tuttavia registrato a cavallo tra il 2017 e il 2018: tra i mesi di dicembre e gennaio il tasso medio di utilizzo delle infrastrutture di rigassificazione, 17 terminali per una capacità di 71 miliardi di metri cubi, è stato intorno al 100%, in una fase climatica che ha visto temperature rigide e quindi massiccio utilizzo delle nuove caldaie a gas. A questo si sono inoltre aggiunte problematiche alle infrastrutture interne di distribuzione del gas rivelatesi inadeguate rispetto alla domanda effettiva, a cui due delle principali compagnie cinesi, la CNOOC e la Sinopec, hanno risposto predisponendo il trasporto di GNL attraverso truck lungo il paese. I prezzi del GNL con consegna nell'area asiatica si sono velocemente portati al di sopra degli 11 \$/MMbtu (33 €/MWh) superando di 2 - 3 \$/MMbtu il controvalore delle formule gas indicizzate a petrolio, che costituiscono ancora la gran parte delle importazioni asiatiche. Eppure l'avvento della stagione estiva non è bastato a ridurre le tensioni sui mercati: in attesa di un ulteriore incremento della domanda e di possibili shortage interni ancora più ampi di quanto avvenuto lo scorso anno, gli approvvigionamenti in vista del prossimo inverno sono cominciati in anticipo e hanno spinto i prezzi al di sopra dei valori dello scorso inverno. Al supporto delle quotazioni del GNL è intervenuto il petrolio, la cui salita si è riversata sui prezzi indicizzati che, tra agosto e settembre 2018, sono risultati allineati alle quotazioni spot.

Grafico 5: Evoluzione degli impianti di liquefazione nel mondo

Fonte: elaborazioni REF-E



I prezzi del gas europeo, a partire dallo scorso inverno, hanno anch'essi incorporato gli andamenti delle quotazioni globali di GNL in maniera via via sempre più intensa fino a raggiungere un sostanziale allineamento: le quotazioni sono arrivate a raggiungere i 30 €/MWh all'hub olandese TTF e i 32 €/MWh sul mercato italiano PSV, corrispondenti ai prezzi del GNL asiatico scontati del costo di trasporto tra le due aree. Diverse sono le motivazioni di tale impennata, ma almeno tre possono essere annoverate come le cause principali:

- il massiccio utilizzo di volumi di stoccaggio al termine della scorsa stagione invernale, causato da una brusca discesa delle temperature tra febbraio e marzo e da un conseguente incremento dei consumi, ha lasciato le scorte europee al di sotto della soglia del 18% all'avvio della stagione di riempimento da aprile (in forte ribasso rispetto al 26% di aprile 2017 o al 35% di aprile 2016), fattore che ha contribuito ad accrescere le aspettative di maggiore domanda sull'estate per riempimento e di potenziale minore offerta sul successivo inverno;

(continua)

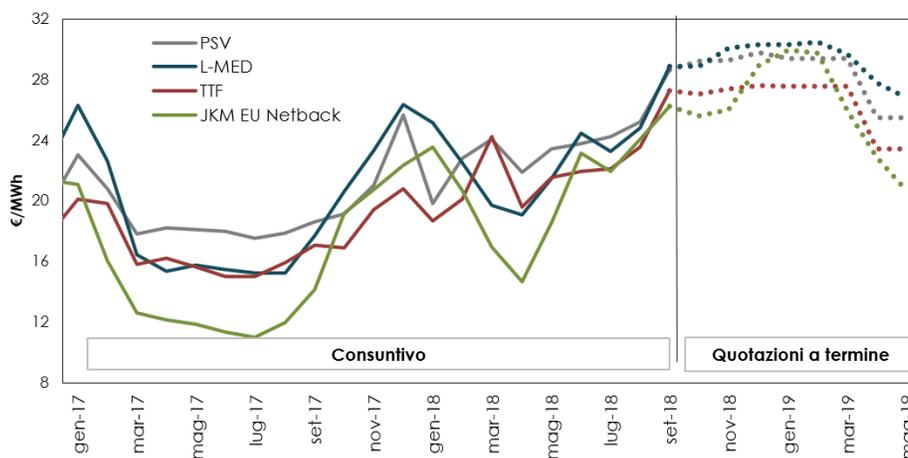
- la riduzione della produzione di gas europea, guidata dall'imposizione delle autorità olandesi di una progressiva riduzione (e di una definitiva chiusura entro il 2030) dell'output proveniente dal campo Groningen, oltre che dalla diminuzione di output britannico, fattori che stanno contribuendo ad un calo della flessibilità disponibile sui mercati europei apprezzabile soprattutto in inverno dove si concentra il maggior volume erogato dai giacimenti;
- il rinnovato vigore dei prezzi dello schema EU ETS relativo alle quote di CO₂, complici gli effetti della Market Stability Reserve che hanno in parte determinato un apprezzamento del costo di produzione termoelettrica a carbone, favorendo la domanda di gas per gli stessi utilizzi. Il combinato effetto di tali fattori, unito all'incremento di domanda termoelettrica durante l'estate nei paesi nord europei, a causa di temperature ben al di sopra della norma, ha favorito un avvicinamento dei prezzi del gas a quelli del GNL sia sulle quotazioni spot che sul quelle a termine. In vista dell'avvento del prossimo inverno, ciò che il mercato sta esprimendo è un prezzo tale per cui i carichi spot di GNL possano essere facilmente attirati anche dall'Europa, mercato storicamente

definito di last-resort per il GNL residuo ma che sempre più necessita di volumi aggiuntivi di flessibilità a copertura dei picchi di consumo invernale. Le quotazioni forward dei principali prodotti rimangono tra loro allineate, al netto dei costi di trasporto e di shipping, a conferma di un mercato che vede nell'attrattività del GNL un elemento di valore per i prossimi mesi.

Le conseguenze per l'Italia sono state già in parte recepite dai prezzi gas in consegna all'hub PSV negli ultimi mesi, volati fino al valore di 32 €/MWh registrato nella seconda metà del mese di settembre. Continua a persistere una volatilità sostenuta sui mercati e osservabile sia nei movimenti dei prezzi spot, arrivati a registrare movimenti anche superiori al 5% tra due sessioni giornaliere, sia nelle curve a termine rivelatesi altamente sensibili ai balzi del prezzo del petrolio. Da un confronto con le quotazioni del GNL emerge che i prezzi al PSV risultano essere allineati alle quotazioni di L-MED, l'indice REF-E relativo alle consegne spot di GNL nel mediterraneo, anche se tuttavia gli andamenti dei contratti forward non lascerebbero spazio all'approdo di carichi spot nei prossimi mesi quando la curva GNL sorpasserebbe le quotazioni nazionali.

Grafico 6: Quotazioni GNL e gas naturale (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni



Prezzi aggiornati settembre 2018

Data la situazione incerta delineata, è presumibile che i mercati assisteranno ad una persistente volatilità anche nel corso dei prossimi mesi e, secondo le previsioni di breve termine, con un prezzo italiano che negli scenari di più alta domanda e di un prezzo del petrolio al rialzo potrebbe toccare punte anche oltre i 34 €/MWh. Tale prezzo sarebbe inoltre allineato agli scenari di quotazione di GNL più rischiosi, ovvero quelli che

includono un prezzo del petrolio al di sopra degli 85 \$/bbl. Un mercato italiano ed europeo del gas sempre più legato alle dinamiche internazionali dell'energia, e quello del GNL ancora sotto pressione nel 2018 in attesa dell'entrata in funzione delle nuove infrastrutture di liquefazione che, a partire dal 2019, potranno fornire al mercato capacità produttiva aggiuntiva per oltre 100 miliardi di metri cubi.

¹ IEA – International Energy Agency

² https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/Declaration%20of%20Cooperation.pdf

³ https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_EPC0_EEX_mbbldpd_m.htm

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 20 settembre 2018 463/2018/R/EEL | **“Istruzioni a Terna per l’attuazione di emendamenti alle proposte per il calcolo degli scambi programmati in esito al processo di coupling del mercato del giorno prima e al processo di coupling del mercato intraday, presentata ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM)”** | pubblicata il 24 settembre 2018 **Download** <https://www.arera.it/allegati/docs/18/463-18.pdf>

Con la pubblicazione della delibera 463/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha indicato a Terna di dare attuazione alla richiesta di emendamenti – predisposta in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs) – relativa alle due proposte per la metodologia di calcolo degli scambi programmati, rispettivamente, in esito al SDAC¹ e al SIDC², predisposte da tutti i TSO³ europei, ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (c.d. Regolamento CACM).

Al riguardo, nella delibera l’ARERA ricorda che, inizialmente, non tutti i TSO hanno partecipato allo predisposizione e al conseguente invio delle suddette proposte per la metodologia di calcolo degli scambi programmati e che, a seguito di specifica richiesta di chiarimento avanzata dalle NRAs alla Commissione Europea circa l’interpretazione di alcune disposizioni del Regolamento CACM, le stesse NRAs hanno richiesto che le medesime proposte fossero condivise e avanzate da tutti i TSO europei.

In esito alla predisposizione delle predette proposte da parte di tutti i TSO, le NRAs hanno formulato congiuntamente, ai sensi dell’articolo 9 del Regolamento CACM, richieste di emendamenti funzionali all’approvazione delle stesse.

Con la deliberazione in oggetto, l’ARERA ha pertanto chiesto a Terna di dare attuazione a tali richieste di emendamenti.

GAS

Delibera 13 settembre 2018 447/2018/R/GAS | **“Approvazione di modifiche al Regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.”** | pubblicata il 14 settembre 2018 | **Download** <https://www.arera.it/it/docs/18/447-18.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione 447/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il Regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), modificato - ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, del

medesimo Regolamento - ai fini dell’avvio operativo delle aste per l’allocazione della capacità annuale e pluriennale disponibile presso il terminale di rigassificazione gestito dalla società “OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.”, nonché al fine di disciplinare le modalità di organizzazione e funzionamento del comparto GNL Italia, nell’ambito del quale si svolgono i processi di conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di rigassificazione gestito dalla società “GNL Italia S.p.A.”⁴.

Determina 20 settembre 2018 4/DMEA/18 | **“Monitoraggio gas - Aggiornamento dell’Allegato A della deliberazione 308/2017/R/GAS”** | pubblicata il 20 settembre 2018 | **Download** <https://www.arera.it/it/docs/18/004-18dmea.htm>

Con la pubblicazione della determina n. 4/DMEA/18, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha esteso l’ambito di applicazione del servizio di cui all’articolo 5, comma 5.11, dell’Allegato A alla delibera 660/2017/R/GAS (c.d. “TIRG”)⁵, prevedendo che le imprese di rigassificazione che si avvalgono dei servizi offerti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) per la gestione delle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione, possono altresì avvalersi del medesimo Gestore per la trasmissione degli ulteriori dati e informazioni afferenti l’allocazione di capacità di rigassificazione non rientranti nell’ambito di applicazione del predetto articolo 5, comma 5.11, del TIRG.

Con la medesima determina, l’Autorità ha pertanto disposto l’aggiornamento dell’Allegato A alla deliberazione 308/2017/R/GAS, nonché stabilito che le modalità di trasmissione all’impresa maggiore di trasporto (nel seguito: SRG) da parte del GME dei dati e delle informazioni di cui sopra siano disciplinate nell’ambito della Convenzione di cui all’articolo 5, comma 5.3, della delibera 308/2017/R/GAS.

A completamento, si rappresenta che, con successiva determina n. 5/DMEA/18, l’ARERA ha altresì approvato la proposta di aggiornamento del “Manuale del database dei dati fondamentali”, predisposta da SRG in coordinamento con il GME e le imprese di rigassificazione.

Deliberazione 27 settembre 2018 n. 481/2018/R/GAS | **“Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale. Approvazione della convenzione tra il Gestore dei mercati energetici S.p.a. e Snam Rete Gas S.p.a.”** | pubblicata il 28 settembre 2018 | **Download** <https://www.arera.it/it/docs/18/481-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 481/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi dell’articolo 5, comma 5.4, della deliberazione 308/2017/R/GAS, la Convenzione di cui all’articolo 5, comma 5.3, lettera b), della medesima

deliberazione, opportunamente modificata in attuazione delle disposizioni di cui alla determina n. 4/DMEA/18.

Nello specifico, la predetta Convenzione è stata modificata al fine di disciplinare lo svolgimento del servizio di trasmissione dati di cui all'articolo 5, comma 5.11, del TIRG da parte del GME per conto delle imprese di rigassificazione che intendono avvalersi del predetto servizio, per la relativa raccolta nel database dei dati fondamentali di Snam Rete Gas S.p.A., in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 3.6, della delibera 308/2017/R/GAS.

Delibera 27 settembre 2018 480/2018/R/GAS | “Definizione dei parametri dell’incentivazione di cui all’articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento), validi dal 1 ottobre 2018” | pubblicata il 28 settembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/480-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 480/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha definito, per il periodo 1° ottobre 2018 - 31 dicembre 2019, i parametri numerici degli incentivi di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 312/2016/R/GAS (c.d. “TIB”), finalizzati al perseguimento, da parte del Responsabile del Bilanciamento (nel seguito: RdB), di azioni di bilanciamento coerenti con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto del gas naturale.

Al riguardo, giova ricordare che l’articolo 9 del TIB prevede un sistema di incentivazione basato su indicatori di performance che consentono di valutare l’efficienza del RdB, con particolare riferimento a: i. la trasparenza del grado di informazione reso agli utenti circa le azioni di bilanciamento da intraprendere; ii. il ricorso ad azioni diverse dalle azioni di bilanciamento sul mercato per il mantenimento dell’equilibrio della rete di trasporto al termine del giorno gas⁶. Con il documento per la consultazione n. 429/2018/R/GAS, l’Autorità ha posto in consultazione alcune modifiche ai parametri degli incentivi per il periodo dal 1° ottobre 2018 - 31 dicembre 2019, sulla base delle performance osservate nei primi due periodi di applicazione (17 ottobre 2016 - 30 settembre 2017 e 1 ottobre 2017 - 31 maggio 2018).

Pertanto, a valle del predetto processo consultivo, l’ARERA ha definito i nuovi parametri degli incentivi valevoli per il periodo 1° ottobre 2018 - 31 dicembre 2019, prevedendo altresì che:

- entro il 1° ottobre 2019, il RdB trasmetta all’Autorità una relazione in cui vengano illustrate le performance ottenute rispetto agli indicatori oggetto di incentivo - fornendo una valutazione comparata con le pratiche internazionali più avanzate - e le azioni intraprese (anche di tipo organizzativo) per migliorare le performance;

- a seguito della pubblicazione del bilancio definitivo dell’anno termico 2018 - 2019, il RdB determini e comunichi all’ARERA l’ammontare complessivo dei predetti incentivi che lo stesso dovrebbe ricevere (o versare se negativo) da Cassa per i servizi energetici ed ambientali (CSEA).

Comunicato del GME | “Conferimento della capacità residuale anno termico a partire dal 1° ottobre 2018 sui comparti OLT e GNL Italia della PAR” | 28 settembre 2018 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, dal 1° ottobre u.s., “OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.” (OLT) e “GNL Italia S.p.A.” (GNL Italia) - in linea con le indicazioni ricevute dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) - offrono sui corrispondenti comparti della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) prodotti per il conferimento della “capacità residuale anno termico”, secondo le medesime modalità di selezione delle offerte previste dall’articolo 6 del TIRG e in conformità a quanto stabilito nelle apposite procedure pubblicate sui siti internet di OLT e GNL Italia.

Al riguardo, al fine di consentire il conferimento di tali nuovi prodotti nell’ambito dei corrispondenti comparti OLT e GNL Italia della PAR, il GME - su espressa indicazione dell’ARERA - ha pubblicato la versione aggiornata del Regolamento di funzionamento della PAR, unitamente alle versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF).

AMBIENTALI

Deliberazione 27 settembre 2018 487/2018/R/EFR | “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, ai sensi del decreto interministeriale 10 maggio 2018” | pubblicata il 28 settembre 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/487-18.pdf>

Con la pubblicazione della delibera 487/2018/R/EFR, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico, al fine di tener conto delle modifiche del quadro regolatorio intercorse ai sensi del Decreto ministeriale 10 maggio 2018, che ha modificato e aggiornato il precedente Decreto ministeriale 11 gennaio 2017.

Nello specifico, tra le modifiche introdotte dall’Autorità con la delibera in oggetto, si segnala:

- la rimozione della definizione preventiva del contributo di riferimento, e della relativa correlazione con il contributo definitivo, eliminando i coefficienti correttivi β , γ e k ;
- la definizione e l’introduzione, nella formula di calcolo del contributo, del c.d. “prezzo rilevante mensile dei bilaterali”;
- la contestuale rimozione dalla formula di calcolo del contributo del “prezzo di riferimento rilevante di sessione” del mercato dei TEE (MTEE), in luogo del quale viene considerato, ai fini di tale calcolo, il prezzo medio ponderato di tutte le transazioni avvenute nel MTEE;

- la ridefinizione parziale della quantità massima di titoli che può essere oggetto di consegna ai fini del riconoscimento del contributo tariffario “in acconto”, nonché la definizione dell'importo del contributo che può essere erogato “in acconto”, pari a 175 €.

Al riguardo, al fine di consentire un'ampia trasparenza e condivisione degli aspetti rilevanti e funzionali alla determinazione del contributo tariffario, la delibera ha altresì disposto che il GME:

- calcoli e pubblici sul proprio sito internet, in conclusione di ciascun mese, il “prezzo rilevante mensile dei bilaterali”, la corrispondente “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali”, nonché l'intervallo di prezzo⁷ valevole per il mese successivo;
- adegui il Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali con l'inclusione della definizione di “prezzo rilevante mensile dei bilaterali” riportata nell'Allegato A della delibera stessa, nonché con la previsione della sua relativa pubblicazione su base mensile - unitamente alla “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali”
- e dell'incremento della frequenza di pubblicazione delle informazioni relative alle registrazioni;
- adegui le Regole di funzionamento del MTEE, eliminando i riferimenti al “prezzo di riferimento rilevante di sessione”.

Con successivo comunicato⁸, facendo seguito a quanto disposto dall'ARERA con la suddetta deliberazione, il GME ha reso nota l'entrata in vigore della versione aggiornata delle Regole di funzionamento del mercato TEE, modificate al fine di eliminare i riferimenti al “prezzo di riferimento rilevante di sessione”.

Comunicato del GME | “Mercato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) - Incremento della frequenza di svolgimento delle sessioni di contrattazione” | 28 settembre 2018 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=386>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) - a seguito di specifica comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico - ha reso noto agli operatori del mercato dei Titoli di efficienza energetica (nel seguito: TEE), che le sessioni di contrattazione sul mercato TEE avranno luogo almeno una volta alla settimana nel periodo da febbraio a maggio di ciascun anno e almeno una volta al mese nei restanti mesi.

Nel medesimo comunicato il GME ha altresì informato gli operatori che i giorni e gli orari di svolgimento delle sessioni di contrattazione sono rese disponibili sul proprio sito internet.

¹ Single Day Ahead Coupling.

² Single Intraday Coupling.

³ Transmission System Operators.

⁴ Vedi comunicato GME del 21 giugno 2018 (<https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=377>) e del 9 luglio 2018 (<https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=381>).

⁵ Cfr. Newsletter 117 luglio 2018.

⁶ Cfr. Newsletter 98 novembre 2016.

⁷ Parametri adimensionali 1 - α e $1 + \alpha$ di cui all'Allegato A della deliberazione 487/2018/R/EFR.

⁸ <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=390>

Gli appuntamenti

XX Edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche: APERTE LE ISCRIZIONI

SAFE è un'organizzazione indipendente che da 20 anni, grazie alla collaborazione con le più grandi realtà aziendali operanti nel settore energetico - ambientale, offre un percorso formativo professionalizzante multidisciplinare, coniugando conoscenze tecniche ed economiche con un approccio fortemente operativo. La docenza è affidata ad affermati professionisti del settore, manager dell'industria e della consulenza, che mettono a disposizione dei partecipanti il proprio Know How e la propria competenza.

GME collabora con il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, attraverso docenze tenute dai nostri professionisti e giornate di formazione esperienziale.

Per maggiori informazioni: <http://www.safeonline.it/iscrizione-master-safe>

Telefono: 06/53272239



PARTECIPA ALLA

20 EDIZIONE

MASTER
IN GESTIONE
DELLE RISORSE
ENERGETICHE

650 ore di lezione
110 realtà aziendali coinvolte
150 Manager del settore
energetico - ambientale
95% placement precedenti edizioni

Icons: person, gear, server, wind turbine

15-18 ottobre

International Symposium on Energy from Biomass and Waste

Venezia, Italia

Organizzato da Eurowaste

<https://www.venicesymposium.it>

16 ottobre

Diamo gas al futuro dell'energia

Roma, Italia

Organizzato da I-Com

<https://www.i-com.it/2018/10/16/diamo-gas-al-futuro-dell-energia-appuntamento-il-16-ottobre-a-roma/>

16 ottobre

Il mercato elettrico italiano, come sarà il futuro? Scenari di prezzo e regolatori

Milano, Italia

Organizzato da Althesys

<http://www.althesys.com>

17 ottobre

Le detrazioni fiscali per l'efficientamento energetico

Roma, Italia

Organizzato da Assistal ed Enea

www.assistal.it

17-19 ottobre 2018

Accadueo

Bologna, Italia

Organizzato da Bologna Fiere

<http://www.accadueo.com/home-page/1606.html>

18-19 ottobre

3rd International Energy & Engineering Congress

Gaziantep, Turchia

Organizzato da Gaziantep University

<http://uemk.gantep.edu.tr>

20-21 ottobre

FEAST Global Conference on Green Energy, Life Sciences, Environment, Engineering and Applied Sciences

Lisbona, Portogallo

Organizzato da Forum for Engineering Science Technology

<http://forum-east.com/leas-october-2018-event/>

23 ottobre 2018

Dalla tutela di prezzo alla tutela reale: le regole della concorrenza a servizio del consumatore elettrico

Roma, Italia

Organizzato da Energia Concorrente

<http://www.energiaconcorrente.it>

25 ottobre

Utility Day 2018

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://www.utilityday.it/>

29-31 ottobre

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Parigi, Francia

Organizzato da REEE

<http://www.reee.net>

Contact person: Jolin Xi

2-4 novembre

3rd International Conference on New Energy and Applications (ICNEA 2018)

Singapore

Organizzato da ICNEA

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

6-8 novembre

European Utility Week 2018

Vienna, Austria

Organizzato da SYNERGY B.V.

<https://www.european-utility-week.com/#/>

13-14 novembre

Future of Utilities: Water

Londra, Regno Unito

Organizzato da Chris Lloyd

<http://go.evnt.com/244803-0?pid=80>

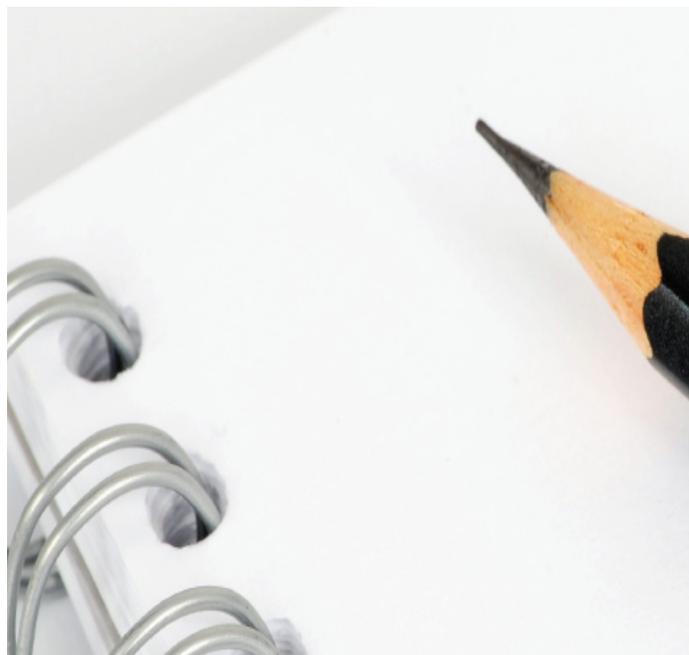
14-15 novembre

Energy Storage Innovations

Santa Clara, CA, Usa

Organizzato da IDTechEx

<http://go.evnt.com/235383-0?pid=80>



19-21 novembre

International Conference on Renewable Energy and Environment

Vienna, Austria

Organizzato da ICREE

<http://www.icree.org>

20-22 novembre

GIS4SmartGrid 2018

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/gis>

21-23 novembre

EAI International Conference on Green Energy and Networking

Guimaraes, Portogallo

Organizzato da GreeNets

<http://greenets.org/>

23-24 novembre

International Energy Technologies Conference

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

<https://www.dakamconferences.org/entech>

27-28 novembre

Offshore Wind Europe 2018

Londra, Regno Unito

Organizzato da New Energy Update

<http://go.evnt.com/247250-3?pid=80>

29-30 Novembre 2018

Renexpo Interhydro

Salisburgo, Austria

Organizzato da Reeco Gmbh

<http://www.renexpo-hydro.eu/at/home-page>

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
governance@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.