

APPROFONDIMENTI

EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

di Marco Pellegrino, Ana Georgieva – REF-E

Dodici anni dopo l'avvio del primo meccanismo di scambio di permessi ambientali, l'Emission Trading System europeo (EU ETS) viene spesso giudicato uno strumento poco efficace nel raggiungere il suo scopo principale: guidare il processo di decarbonizzazione dell'economia europea, tramite segnali di prezzo, incentivanti per gli investimenti in tecnologie a basso impatto ambientale, e per la conseguente riduzione delle emissioni di gas a effetto serra¹ (GHG) dell'industria e del settore energetico. Negli anni passati, il prezzo del carbonio ha registrato diversi cambiamenti (Figura 1) e ad oggi i livelli risultano poco soddisfacenti. In effetti, i prezzi attuali non sono in grado di influenzare la riduzione delle emissioni e di

conseguenza accelerare la transizione verso un'economia low-carbon e garantire il raggiungimento degli obiettivi ambientali². Fra le diverse cause che hanno influenzato i risultati dell'emission trading, l'eccesso di permessi, diventato strutturale nel corso degli anni, ha avuto un ruolo fondamentale. È indiscutibile ormai che, per garantire la realizzazione di ambiziose politiche europee dell'energia e del clima, la riforma dell'attuale meccanismo sia diventata indispensabile. Quali siano le soluzioni più adeguate per assicurare i risultati desiderati è oggetto di ampi dibattiti sia a livello nazionale che europeo, ma sembra difficoltoso allo stato individuare un punto di vista comune.

Figura 1. Andamento storico dei prezzi EUA

Fonte: elaborazioni REF-E su dati storici



continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2017

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 12
 Mercati energetici Europa
 pag 16
 Mercati per l'ambiente
 pag 20

APPROFONDIMENTI

EU ETS: riforme in corso e potenziali rischi
 di Marco Pellegrino, Ana Georgieva – REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Pun in crescita tendenziale nel Mercato del Giorno Prima (MGP) in un contesto in cui, a fronte di un debole calo degli acquisti, il progressivo aumento dei costi della generazione a gas si combina a dinamiche locali rialziste indotte prevalentemente da restringimenti dei transiti nazionali. In termini di volumi il confronto su base annua risente soprattutto delle maggiori condizioni di criticità registrate sul limitrofo mercato francese nel 2016, come evidenziato dalla significativa ripresa delle importazioni, che tornano a spiazzare la produzione termoelettrica nazionale, e dal drastico calo

dell'export, principale responsabile della flessione della domanda sul MGP. A livello zonale particolarmente intenso l'aumento del prezzo in Sicilia, separata dal resto della penisola nella maggior parte delle ore del mese a causa di manutenzioni programmate sul cavo di interconnessione. In ottica prospettica il Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) registra, in linea con il tipico andamento stagionale, aspettative di ulteriore crescita delle quotazioni nazionali, sulla cui intensità peseranno non poco le rinnovate incertezze legate al parco di produzione francese.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) sale a 54,66 €/MWh, registrando un aumento su base annua (+1,58 €/MWh; +3,0%) tutto concentrato nelle ore fuori picco (+1,93 €/MWh; +4,0%)

con conseguente flessione del rapporto picco/baseload, sceso a 1,15. Più consistente la crescita del PUN rispetto al mese precedente (+6,06 €/MWh; +12,5%) (Grafico 1 e Tabella 1).

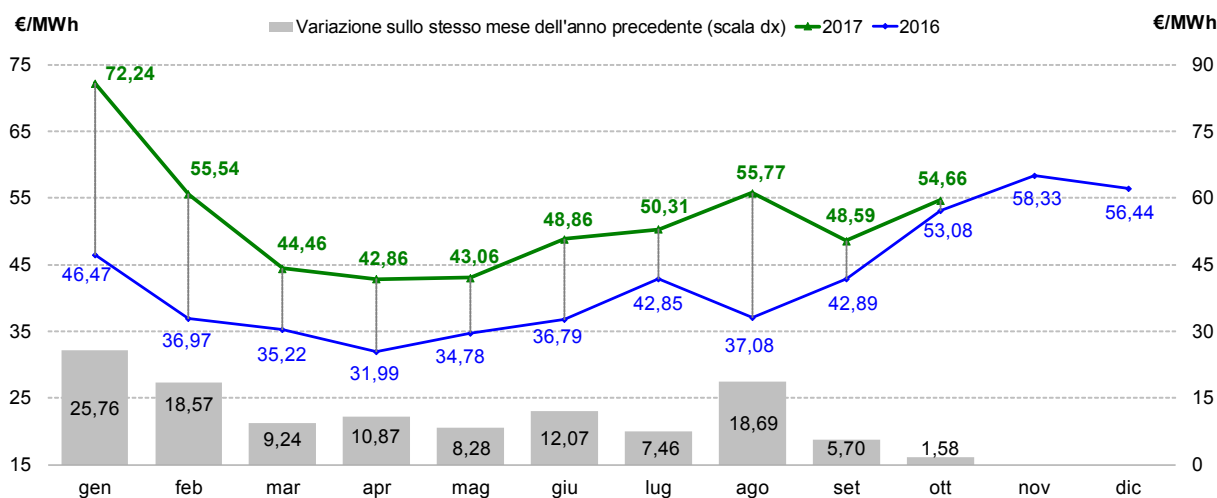
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	54,66	53,08	+1,58	+3,0%	22.385	+1,3%	31.962	-1,1%	70,0%	68,4%
Picco	62,66	62,36	+0,30	+0,5%	27.151	+0,8%	38.630	-2,3%	70,3%	68,1%
Fuori picco	50,26	48,34	+1,93	+4,0%	19.769	+0,8%	28.301	-1,1%	69,9%	68,5%
Minimo orario	24,45	31,46			14.420		21.000		60,8%	60,6%
Massimo orario	105,67	95,08			30.082		42.139		79,3%	79,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

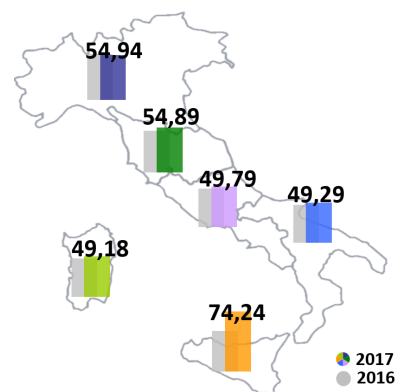
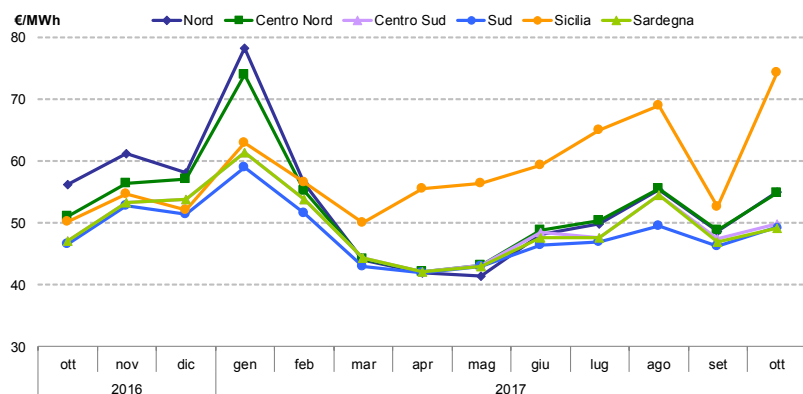


Le dinamiche registrate sui flussi transfrontalieri, in forte aumento rispetto al 2016 ma in lieve diminuzione nel confronto con settembre, e i restringimenti osservati sui transiti nazionali guidano l'andamento dei prezzi di vendita, spiegandone i reciproci spread. In particolare, le quotazioni locali si attestano sotto i 50 €/MWh nelle zone centro-meridionali e in Sardegna,

favorite da un'elevata disponibilità di offerta eolica e spesso separate dalle zone limitrofe in conseguenza dei ridotti limiti di interconnessione, posizionandosi sui 55 €/MWh al Nord e Centro Nord e a 74,24 €/MWh in Sicilia, condizionata soprattutto da forti cali della capacità di import dalla penisola (Grafico 2 e Tabella 5).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia scende a 23,8 TWh (-1,1% su base annua), scontando l'ulteriore flessione dei volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, in calo a 7,1 TWh (-6,3%), nuovo record negativo per il mese in analisi. Tale diminuzione risulta tuttavia parzialmente controbilanciata dalla

ripresa delle movimentazioni registrate nella borsa elettrica, pari a 16,7 TWh (+1,3%), sostenute principalmente dall'Acquirente Unico (+22,1%) e dalle vendite sulle zone estere (+42,8%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato si attesta al 70,0%, recuperando 1,6 p.p. rispetto ad un anno fa, ma toccando il minimo da inizio anno (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.676.610	+1,3%	70,0%
Operatori	10.563.767	-5,5%	44,4%
GSE	2.426.291	-10,0%	10,2%
Zone estere	3.686.553	+42,8%	15,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.134.754	-6,3%	30,0%
Zone estere	262.938	-51,1%	1,1%
Zone nazionali	6.871.816	-2,9%	28,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.811.364	-1,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.227.481	-3,0%	
OFFERTA TOTALE	39.038.844	-1,8%	

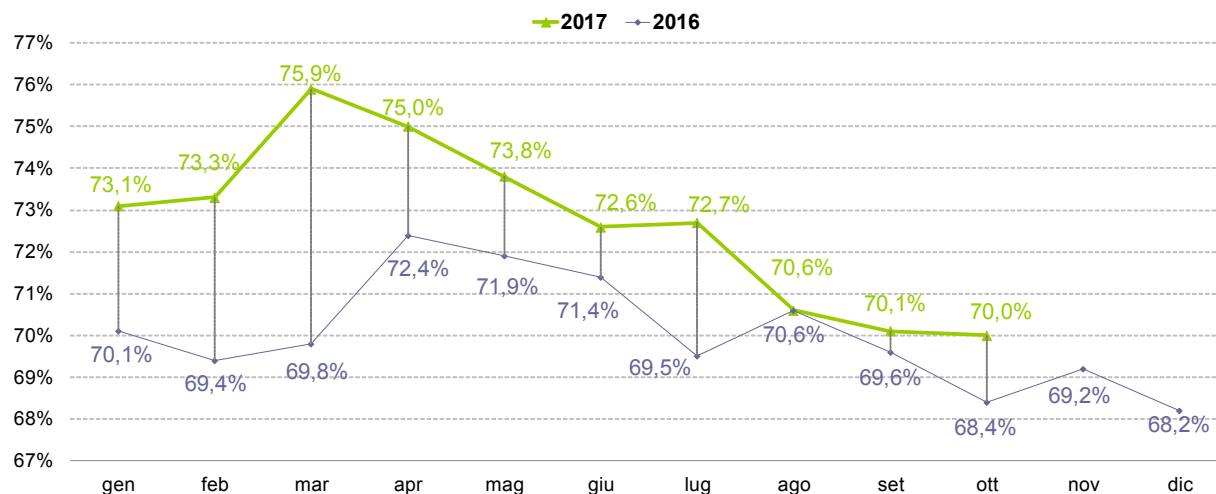
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.676.610	+1,3%	70,0%
Acquirente Unico	3.622.301	+22,1%	15,2%
Altri operatori	8.753.087	-2,4%	36,8%
Pompaggi	3.901	+44,7%	0,0%
Zone estere	393.226	-48,4%	1,7%
Saldo programmi PCE	3.904.096	+3,8%	16,4%
PCE (incluso MTE)	7.134.754	-6,3%	30,0%
Zone estere	720	-	0,0%
Zone nazionali AU	495.130	-66,8%	2,1%
Zone nazionali altri operatori	10.543.000	+6,7%	44,3%
Saldo programmi PCE	-3.904.096	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.811.364	-1,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	646.870	-5,9%	
DOMANDA TOTALE	24.458.234	-1,2%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra una lieve ripresa tendenziale degli acquisti nazionali saliti a 23,4 TWh sotto la spinta del Nord e del Centro Nord (+1,4%) in grado di bilanciare la flessione osservata nelle zone centro-meridionali e soprattutto in Sicilia (-4,9%). Drastica invece la riduzione annua degli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh, calati del 48,3% rispetto ai livelli molto alti dell'anno precedente quando il flusso in export era favorito dagli alti prezzi delle borse d'oltralpe (Tabella 4).

D'altro canto, sul lato dell'offerta, le vendite di energia elettrica nazionali si portano a 19,9 TWh e segnano per il secondo mese consecutivo una netta flessione rispetto all'anno precedente (-5,2%, la più alta da oltre tre anni). A trainare il calo la riduzione delle vendite del Nord (-7,3%), del Centro Sud (-13,7%) e del Sud (-7,7%), spazzate dalle crescenti importazioni di energia dall'estero, di poco superiori a 3,9 TWh e in aumento del 26,6% rispetto al valore particolarmente basso di un anno fa (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.552.201	23.560	-8,8%	9.821.260	13.183	-7,3%	13.427.993	18.024	+1,4%
Centro Nord	2.239.988	3.007	+9,2%	1.563.510	2.099	+12,3%	2.511.737	3.371	+1,4%
Centro Sud	4.495.858	6.035	-0,9%	2.538.877	3.408	-13,7%	3.705.052	4.973	-0,6%
Sud	6.107.527	8.198	+2,8%	3.740.359	5.021	-7,7%	1.789.983	2.403	-1,0%
Sicilia	2.956.324	3.968	-7,9%	1.151.357	1.545	+8,7%	1.298.554	1.743	-4,9%
Sardegna	1.570.187	2.108	+10,8%	1.046.510	1.405	+15,9%	684.099	918	-1,3%
Totale nazionale	34.922.085	46.875	-4,0%	19.861.873	26.660	-5,2%	23.417.418	31.433	+0,5%
Estero	4.116.759	5.526	+22,3%	3.949.491	5.301	+26,6%	393.946	529	-48,3%
Sistema Italia	39.038.844	52.401	-1,8%	23.811.364	31.962	-1,1%	23.811.364	31.962	-1,1%

L'incremento delle importazioni impatta prevalentemente sulle vendite dei più costosi impianti a gas, ridotti a 9,9 TWh (-6,5%), valore comunque ancora pari al 50,0% del totale nazionale (-0,7 p.p. su base annua). In modesto aumento tendenziale, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile

che si portano a 6,0 TWh (+0,9%), il 30,3% del totale (+1,8 p.p.), sostenute esclusivamente dalla performance degli impianti a fonte eolica (+21,3%). In netta flessione le vendite da impianti a fonte idraulica (-5,1%) che nella zona Nord cedono quasi il 6% (Tabella 5 e Grafico 4).

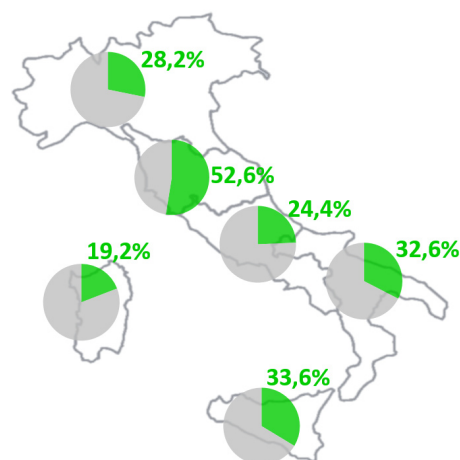
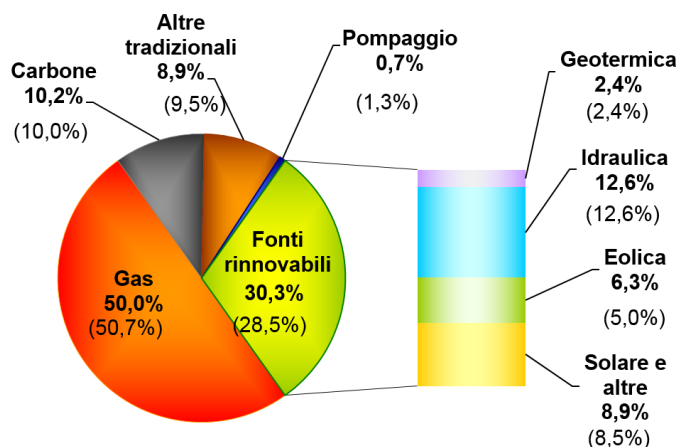
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	9.340	-5,8%	996	+37,6%	2.522	-20,1%	3.386	-16,4%	1.026	+10,6%	1.135	+15,4%	18.405	-6,8%
Gas	7.480	-6,2%	939	+41,8%	867	-37,0%	2.587	-8,8%	881	+3,6%	577	+3,2%	13.330	-6,5%
Carbone	803	-12,4%	-	-	1.429	-7,9%	-	-	-	-	479	+38,3%	2.711	-3,7%
Altre	1.057	+3,1%	57	-8,0%	226	-0,2%	799	-34,1%	145	+88,3%	80	+0,9%	2.364	-11,9%
Fonti rinnovabili	3.714	-6,6%	1.103	-3,7%	830	+8,9%	1.635	+17,3%	520	+5,0%	269	+18,1%	8.070	+0,9%
Idraulica	2.385	-5,9%	206	-17,5%	288	-11,7%	344	+11,4%	99	+10,4%	42	+9,1%	3.364	-5,1%
Geotermica	-	-	646	-3,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	646	-3,1%
Eolica	5	+55,1%	10	-32,2%	273	+41,0%	944	+22,7%	308	+3,3%	151	+32,3%	1.692	+21,3%
Solare e altre	1.324	-8,1%	241	+12,4%	268	+11,1%	346	+10,2%	113	+5,5%	77	+1,2%	2.369	-1,0%
Pompaggio	129	-61,0%	-	-	56	+68,8%	-	-	-	-	-	-	185	-49,2%
Totale	13.183	-7,3%	2.099	+12,3%	3.408	-13,7%	5.021	-7,7%	1.545	+8,7%	1.405	+15,9%	26.660	-5,2%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Ad ottobre sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.899 MWh, di cui 2.264 MWh sul confine francese (78% circa del totale), in netto aumento rispetto ai livelli critici registrati nello stesso periodo dell'anno precedente (1.410 MWh); 245 MWh sono stati allocati sul confine austriaco e 390 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia risulta in import in quasi tutte le ore sulla frontiera austriaca e francese, mentre su quella slovena nel 68,5%, osservando un flusso in export nel 31,4% delle ore, pari a 325 MWh

medi orari (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) diminuisce rispetto ad un anno fa di circa il 4/5% su tutte le frontiere. Il market coupling alloca quasi l'80% della capacità disponibile sulla frontiera francese, l'88% su quella austriaca e solo il 46% su quella slovena. Le allocazioni in asta esplicita si riducono sensibilmente sulla frontiera francese e scendono al 12% su quella austriaca, confermandosi nulle per la Slovenia. Su quest'ultima resta inutilizzato circa il 54% della capacità disponibile in import (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	2.753 (2.803)	2.315 (1.664)	97,0% (71,4%)	57,0% (23,8%)	1.143 (1.214)	604 (776)	3,0% (28,6%)	0,5% (10,3%)
Italia - Austria	245 (252)	245 (251)	100,0% (99,9%)	100,0% (99,3%)	155 (161)	- (32)	- (0,1%)	- (-)
Italia - Slovenia	624 (657)	420 (570)	68,5% (92,6%)	31,1% (61,6%)	658 (669)	325 (248)	31,4% (7,2%)	3,4% (0,4%)

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

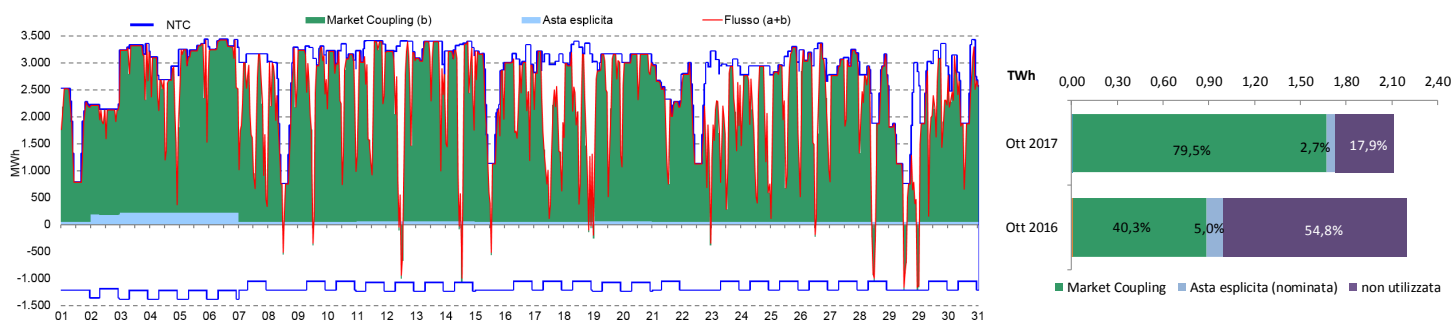


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

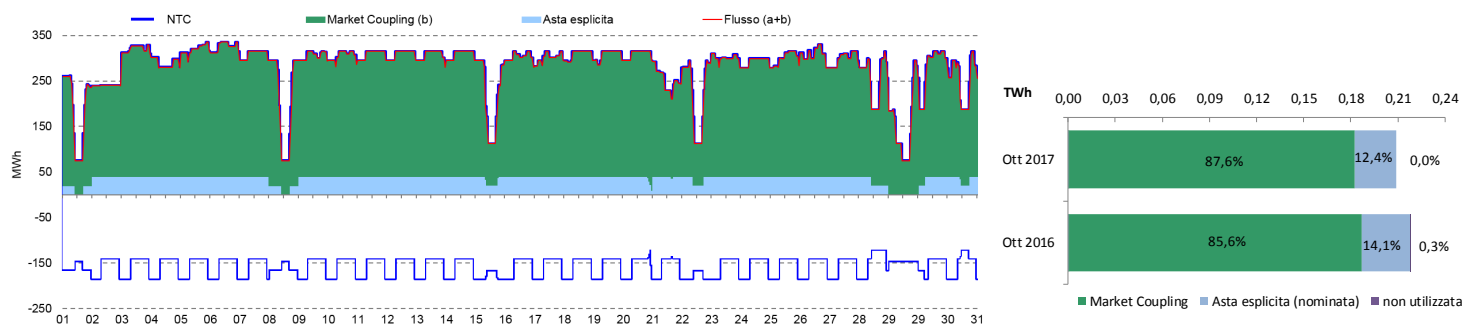
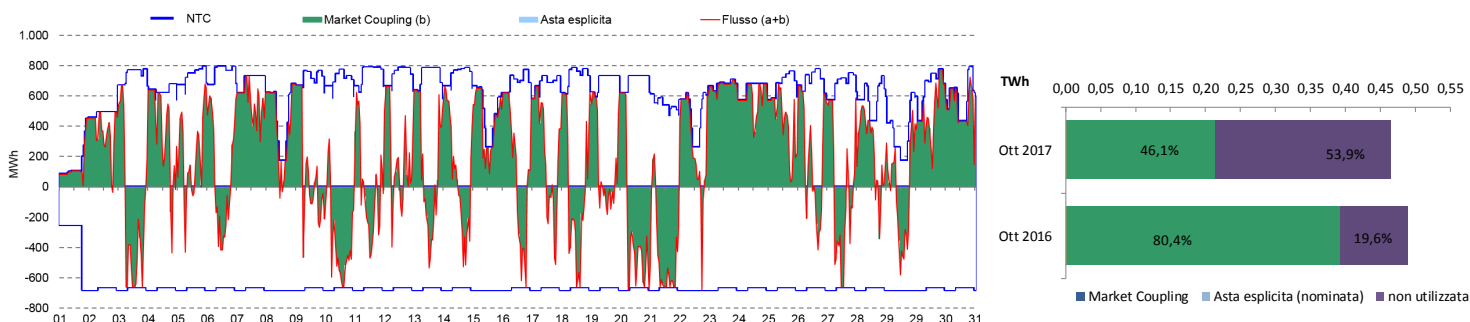


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) segna un netto aumento rispetto al mese precedente (+14,1%) ed uno più contenuto su base annua (+5,7%) salendo a 54,01 €/MWh (Grafico 9). Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia un prezzo di acquisto sul MI più basso

di 0,65 €/MWh (era 1,99 €/MWh un anno fa). I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del MI scendono a 2,0 TWh, segnando una brusca flessione su base annua (-16,3%) ed una più lieve diminuzione sul mese precedente. In Figura 1 e Grafico 10 la sintesi degli esiti delle singole sessioni di MI.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

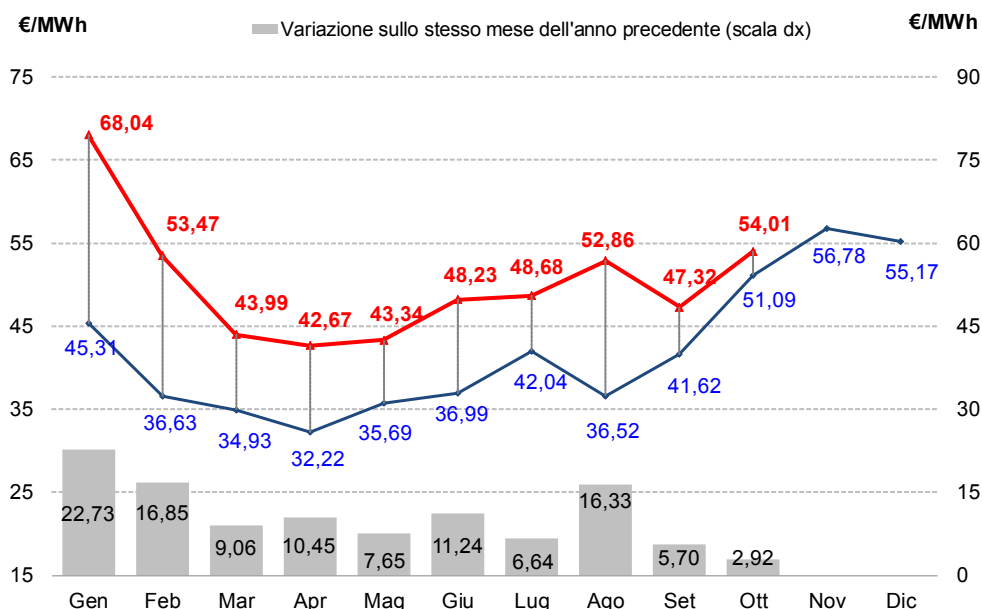
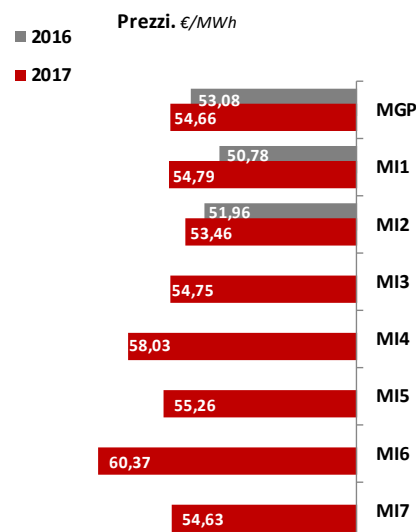


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

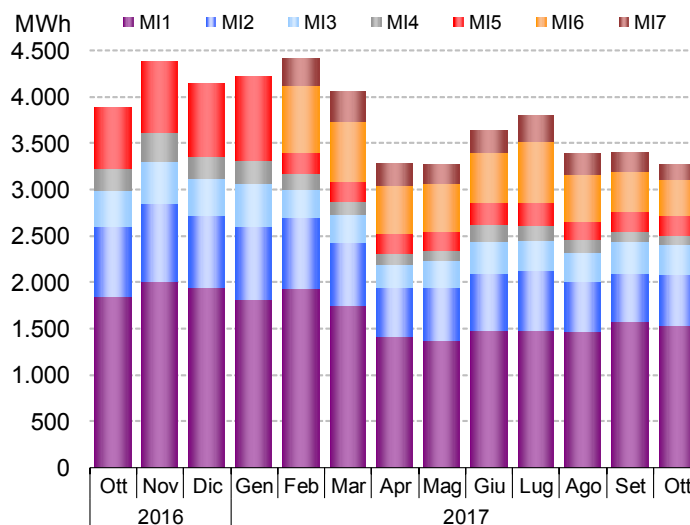
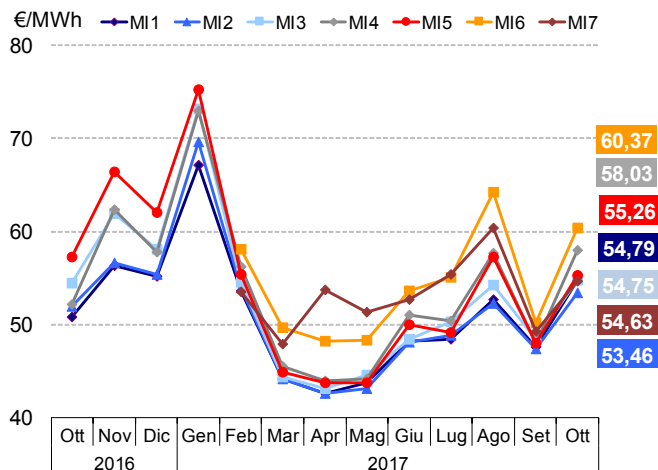
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	54,66	+3,0%	23.811.364	31.962	-1,1%
MI1 (1-24 h)	54,79 (+0,3%)	+7,9%	1.135.281	1.524	-16,9%
MI2 (1-24 h)	53,46 (-2,2%)	+2,9%	412.106	553	-27,5%
MI3 (5-24 h)	54,75 (-3,4%)	-	196.260	317	-
MI4 (9-24 h)	58,03 (-0,4%)	-	48.542	98	-
MI5 (13-24 h)	55,26 (-4,4%)	-	83.677	225	-
MI6 (17-24 h)	60,37 (-1,4%)	-	94.977	383	-
MI7 (21-24 h)	54,63 (-5,9%)	-	20.834	168	-



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



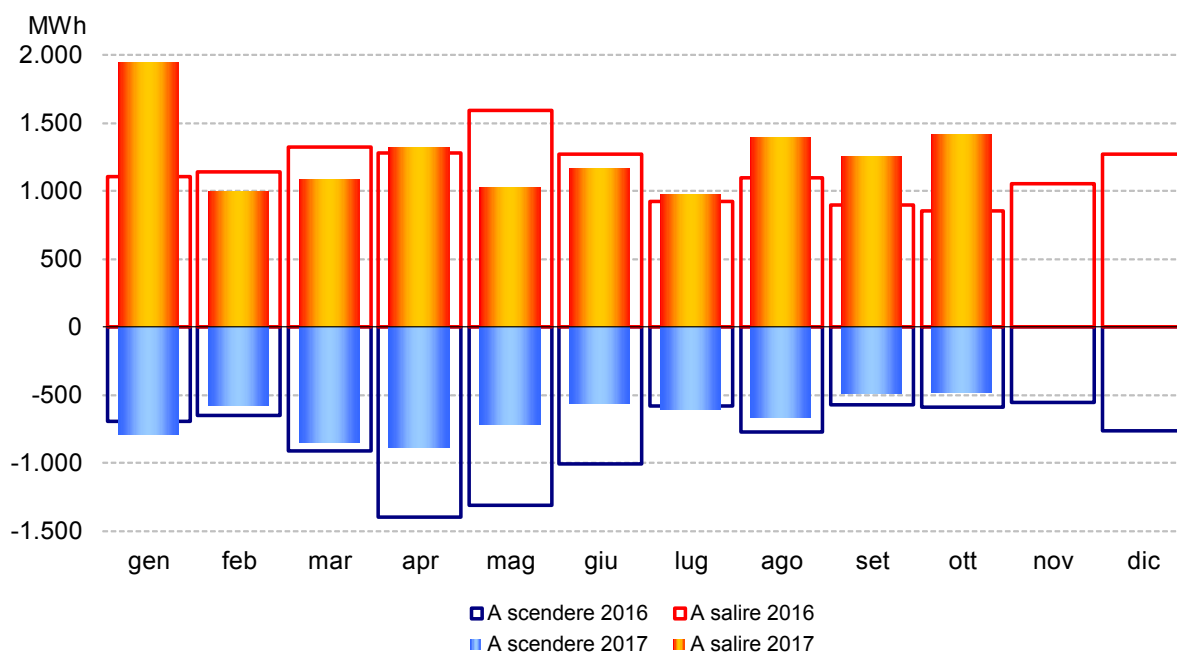
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad ottobre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante si portano a quota 1,1 TWh, con una crescita del 65,4% su base annua e ai massimi da febbraio.

In calo, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, attestatesi a 0,4 TWh (-15,7%) valore che aggiorna il minimo da inizio 2016 (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

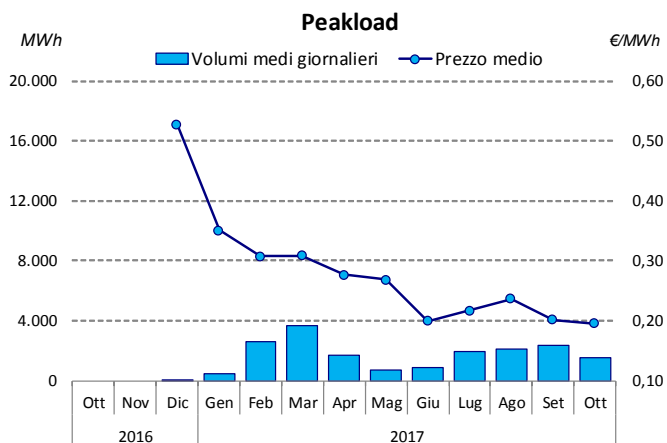
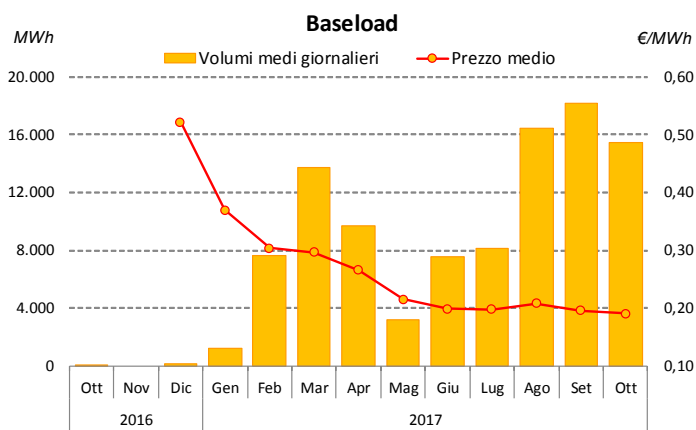
Ad ottobre nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 291 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 219 con profilo baseload e 72 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, nei 31 giorni di flusso del mese, e quello dei

prodotti con profilo peakload, nei 22 giorni di flusso, si attestano rispettivamente a 0,19 €/MWh e 0,20 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, in calo sul mese precedente, scendono a 0,5 TWh, di cui la quota predominante riferiti a prodotti con profilo baseload (-15%) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	219	31/31	0,19	0,15	0,28	477.949	15.418
Peakload	72	22/22	0,20	0,19	0,50	33.240	1.511
Totale	291					511.189	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 19 negoziazioni riferite principalmente ai 3 prodotti mensili in contrattazione, sia baseload che peakload, per complessivi 0,12 TWh di energia scambiata. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 0,7 TWh, in aumento del 5,4% su settembre. I prezzi dei prodotti negoziati ad ottobre mostrano significativi segnali di rialzo per quelli di

prossima consegna con oscillazioni comprese tra il +4,4% di Novembre 2017 e +11,1% di Gennaio 2018 (Tabella 7 e Grafico 12).

Il prodotto Novembre 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 59,38 €/MWh sul baseload e 68,91 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 85 e 5 MW, per complessivi 0,09 TWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Novembre 2017	59,38	+4,4%	6	28	-	28	-	118	84.960	
Dicembre 2017	61,20	+7,6%	6	28	-	28	-	118	87.792	
Gennaio 2018	62,00	+11,1%	3	15	-	15	-	15	11.160	
Febbraio 2018	52,54	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2018	55,80	+0,0%	2	4	-	4	-	7	15.113	
II Trimestre 2018	44,90	+1,4%	-	-	-	-	-	8	17.472	
III Trimestre 2018	48,95	+5,0%	-	-	-	-	-	5	11.040	
IV Trimestre 2018	50,13	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2018	49,93	+1,5%	2	6	-	6	-	60	525.600	
Totale			19	81	-	81			668.177	

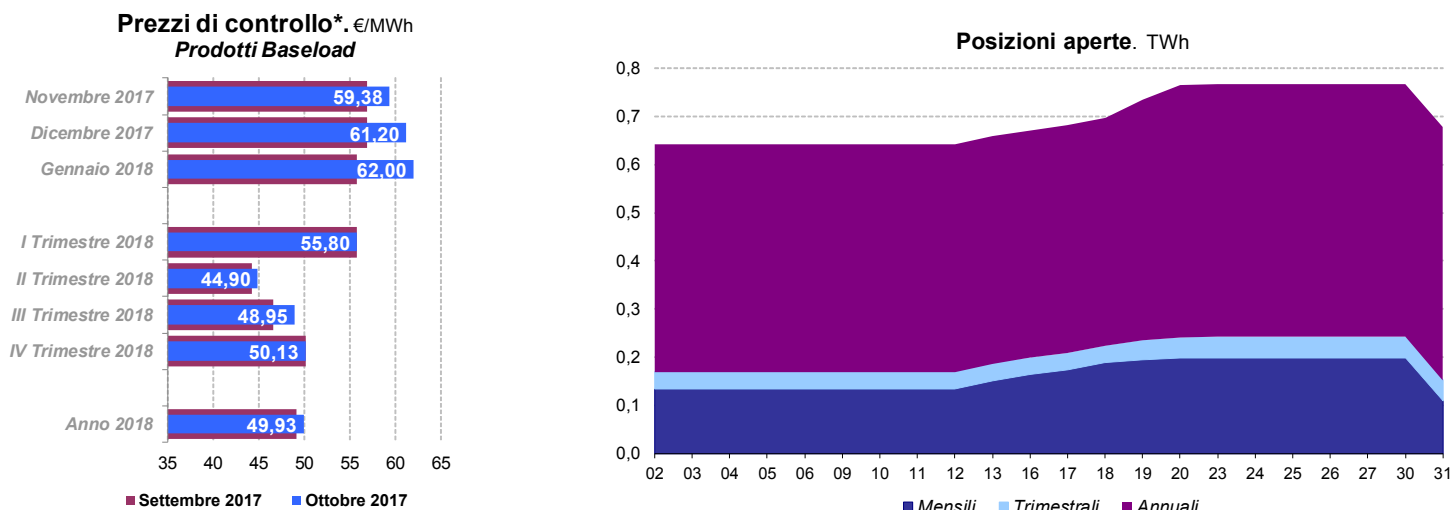
	PRODOTTI PEAK LOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Novembre 2017	68,91	+4,4%	3	15	-	15	-	20	5.280	
Dicembre 2017	68,52	+7,5%	4	15	-	15	-	20	5.040	
Gennaio 2018	72,88	+11,1%	3	15	-	15	-	15	4.140	
Febbraio 2018	58,89	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2018	62,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2018	47,60	+2,7%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2018	53,46	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2018	57,24	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2018	55,18	+1,8%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			10	45	-	45			9.180	
TOTALE			29	126	-	126			677.357	

* 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 ad ottobre 2017, in calo su base annua ormai ininterrottamente da gennaio 2016, scendono a 27,4 TWh (-6,3%), per effetto della contemporanea diminuzione sia delle transazioni derivanti da contratti bilaterali, scese a 26,8 TWh (-7,0%), sia delle negoziazioni concluse sul MTE, pari a 0,07 TWh (-82,5%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano, invece, a 0,5 TWh e rappresentano l'1,9% del totale registrato (Tabella 8).

In calo anche la posizione netta in esito alle transazioni

registrate sulla PCE che si porta a 13,9 TWh (-5,8%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si attesta a 1,97, pressoché stabile su base annua, ma al terzo aumento congiunturale dal livello minimo registrato a luglio (Grafico 13).

I programmi registrati in immissione, pari a 7,1 TWh, segnano un calo su base annua (-6,3%), con i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 6,7 TWh (-5,4%). Si riducono su base annua anche i programmi registrati in prelievo, pari a 11,0 TWh (-2,9%) con i relativi sbilanciamenti a programma in diminuzione a 2,8 TWh (-15,7%).

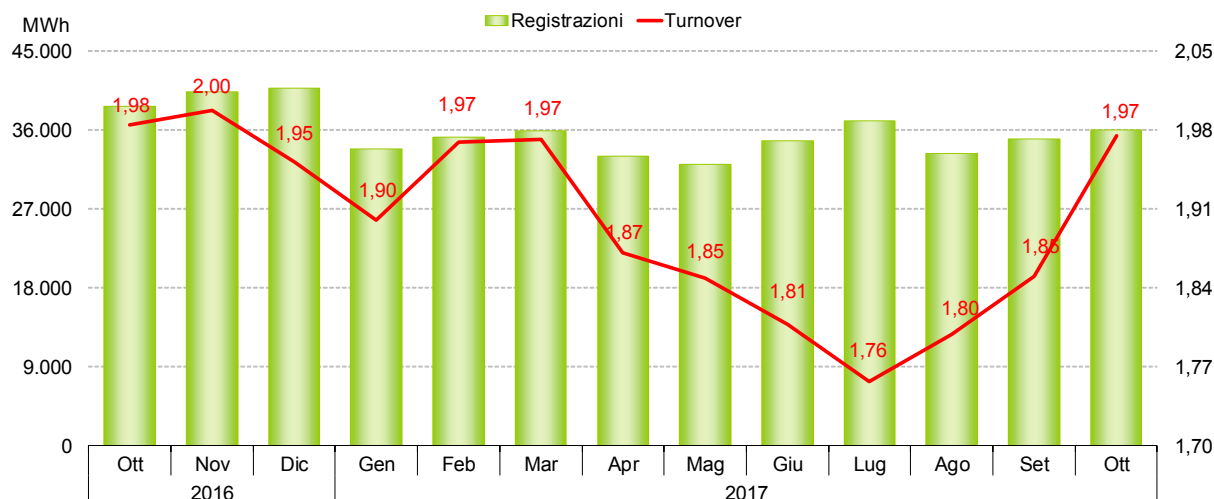
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	6.209.339	- 25,9%	22,7%	Richiesti	8.679.460	-7,3%	100,0%	11.258.564	-1,3%	100,0%
<i>Off Peak</i>	102.285	- 61,9%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.040.379	-17,0%	46,6%	12.244	+76422,8%	0,1%
<i>Peak</i>	109.512	- 59,6%	0,4%	Rifiutati	1.544.706	-11,9%	17,8%	219.714	+488,3%	2,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.540.530	-11,9%	17,7%	103	+25638,5%	0,0%
Totale Standard	6.421.136	- 28,0%	23,5%							
Totale Non standard	20.377.055	+2,4%	74,4%	Registrati	7.134.754	-6,3%	82,2%	11.038.850	-2,9%	98,0%
PCE bilaterali	26.798.191	- 7,0%	97,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.499.848	-19,9%	28,8%	12.141	+77725,0%	0,1%
MTE	68.370	- 82,5%	0,2%	Sbilanciamenti a programma	6.730.615	-5,4%		2.826.518	-15,7%	
MPEG	510.709	+0,0%	1,9%	Saldo programmi	-	-		3.904.096	+3,8%	
TOTALE PCE	27.377.270	- 6,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.865.368	- 5,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del semestre invernale i consumi di gas naturale in Italia, dopo cinque mesi di crescita, segnano la seconda flessione tendenziale, assorbendo principalmente il calo dei consumi del settore civile, depressi da temperature sopra la media stagionale, ma anche di quelli del settore termoelettrico che non ripetono la performance di un anno fa, quando furono sostenuti dalla crisi nucleare francese. Sul lato dell'offerta si riducono, ancora, sia le importazioni

di gas naturale la produzione nazionale. In ripresa, invece, le iniezioni nei sistemi di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese più alta rispetto ad un anno fa. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME si è scambiato il 5,9% della domanda complessiva di gas naturale, di cui oltre la metà nel Mercato Infragiornaliero ad un prezzo medio poco più basso della quotazione al PSV.

IL CONTESTO

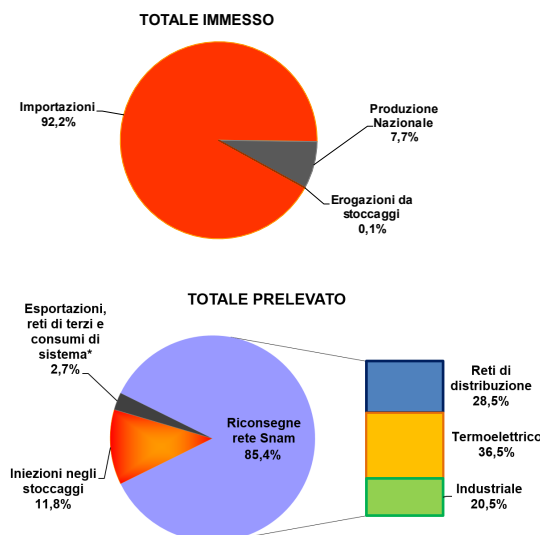
Nel primo mese del nuovo anno termico i consumi di gas naturale in Italia, sebbene ai massimi degli ultimi otto mesi, segnano un nuovo calo su base annua portandosi a 5.192 milioni di mc (-7,1%). La flessione appare, per buona parte, imputabile alla contrazione dei consumi del settore civile che, in corrispondenza di temperature più miti rispetto alla media stagionale, scendono a 1.676 milioni di mc (-15,0%). Più contenuta la flessione dei consumi del settore termoelettrico che, sostenuti un anno fa dalle ridotte importazioni dalla Francia, arretrano del 3,7% su ottobre 2016 portandosi a 2.147 milioni di mc, mentre segnano una lieve ripresa quelli del settore industriale saliti al valore più alto dal 2011 per il mese in analisi pari a 1.207 milioni di mc (+0,8%). Ancora in calo, infine, le esportazioni che scendono a 162 milioni di mc (-14,6%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 696

milioni di mc, in aumento del 2,6% rispetto allo scorso anno. Sul lato offerta i minori consumi hanno determinato sia una flessione delle importazioni di gas naturale, scese a 5.427 milioni di mc (-5,6% su base annua), che una nuova riduzione della produzione nazionale (455 milioni di mc; -12,2%). Tra i punti di entrata in decisa flessione le importazioni del gas russo da Tarvisio che si conferma, tuttavia, ancora la prima fonte con 2.054 milioni di mc (-29,9%), mentre aumentano i flussi dal Nord Europa a Passo Gries (489 milioni di mc; +20,8%) e dal Nord Africa, con quello algerino a Mazara che sale a 1.802 milioni di mc (+13,3%) e quello libico a Gela a 476 milioni di mc (+19,6%). Positiva anche la performance dei terminali GNL con Cavarzere che immette in rete 605 milioni di mc (43,3%). Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 6 milioni di mc, in riduzione del 74,8% rispetto ad un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.427	57,4	-5,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.802	19,1	+13,3%
Tarvisio	2.054	21,7	-29,9%
Passo Gries	489	5,2	+20,8%
Gela	476	5,0	+19,6%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-13,5%
Cavarzere (GNL)	605	6,4	+43,3%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	455	4,8	-12,2%
Erogazioni da stoccaggi	6	0,1	+74,8%
TOTALE IMMESSO	5.888	62,3	-6,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.031	53,2	-6,8%
Industriale	1.207	12,8	+0,8%
Termoelettrico	2.147	22,7	-3,7%
Reti di distribuzione	1.676	17,7	-15,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	162	1,7	-14,6%
TOTALE CONSUMATO	5.192	55,0	-7,1%
Iniezioni negli stoccaggi	696	7	+2,6%
TOTALE PRELEVATO	5.888	62,3	-6,1%



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

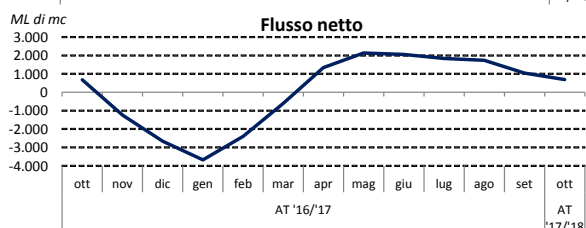
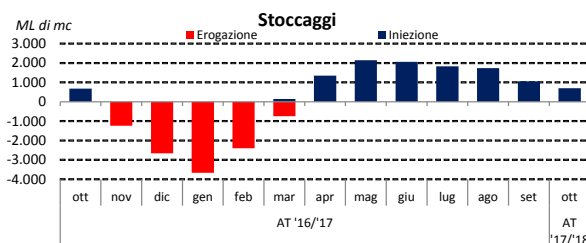
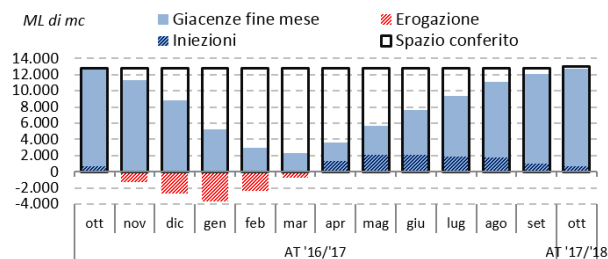
Nell'ultimo giorno del mese di ottobre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.748 milioni di mc, in crescita dell'1,3% rispetto al 31 ottobre del 2016. Il rapporto

giacenza/spazio conferito si attesta al 97,7%, in flessione rispetto ad un anno fa (-0,6 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2017)	12.748	+1,3%
Erogazione (flusso out)	6	+74,8%
Iniezione (flusso in)	696	+2,6%
Flusso netto	689	+2,3%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	97,7%	-0,6 p.p.



Infine, in termini di prezzo, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) si conferma in crescita sia

nel mese precedente (+5,2%) che su base annua (+10,2%), portandosi a 19,90 €/MWh, valore più alto dallo scorso febbraio.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel primo mese del semestre invernale nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) sono stati scambiati 3,3 TWh, pari al 5,9% della domanda complessiva di gas naturale. Più della metà dei volumi è stato scambiato nel Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) che si conferma ancora il più liquido con 2,2 TWh (1,7 TWh ad ottobre 2016) seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) con 0,7 TWh. A tal proposito si segnala che a partire dal 1° ottobre 2017 la

piattaforma MGS è stata modificata al fine di consentire la partecipazione al mercato anche all'impresa di stoccaggio "Edison Stoccaggio".

Più modesti, infine, i volumi del Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 0,4 TWh.

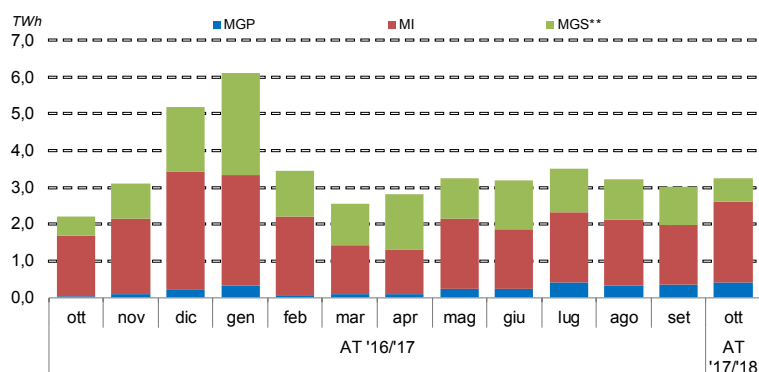
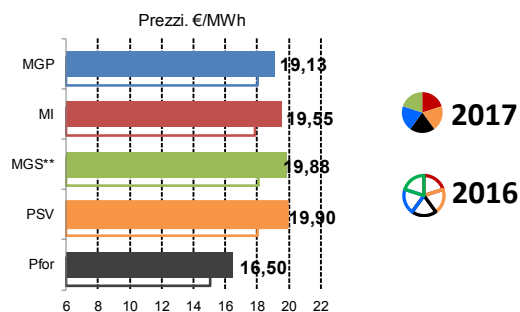
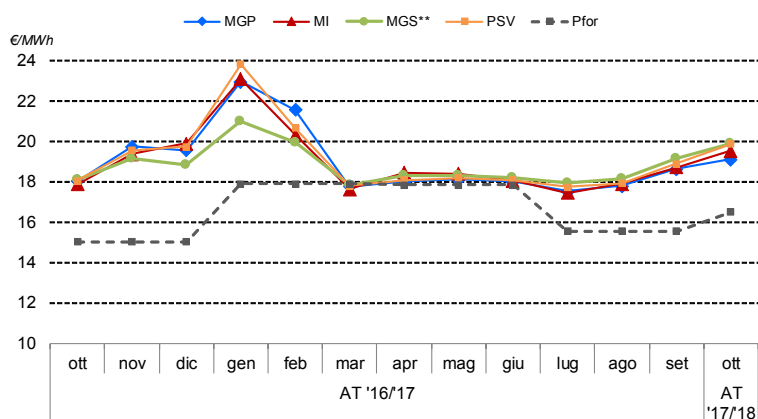
I prezzi sono oscillati tra 19,13 €/MWh di MGP-gas e 19,88 €/MWh di MGS, pressoché conformi alla quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

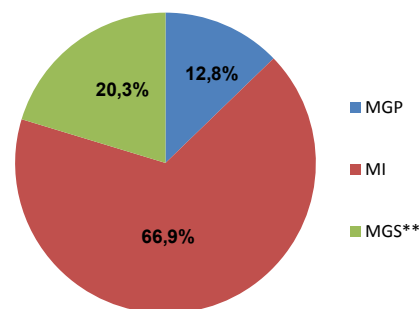
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	19,13 (18,05)	17,50	20,10	415.736	(26.980)
MI	19,55 (17,90)	17,50	21,00	2.179.752	(1.653.692)
MGS**	19,88 (18,09)	19,21	20,46	661.258	(536.648)
Stogit	19,88 (18,09)	19,21	20,46	661.257	(536.648)
Edison	19,60 (-)	19,60	19,60	1	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



STRUTTURA DEGLI SCAMBI



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

Nel primo mese di attività della nuova piattaforma MGS i volumi scambiati hanno riguardato per la quasi totalità l'impresa di stoccaggio "Stogit" ad un prezzo pari a 19,88 €/MWh; solo 1 MWh è stato, invece, scambiato con riferimento ad "Edison Stoccaggio" ad un prezzo pari a 19,60 €/MWh.

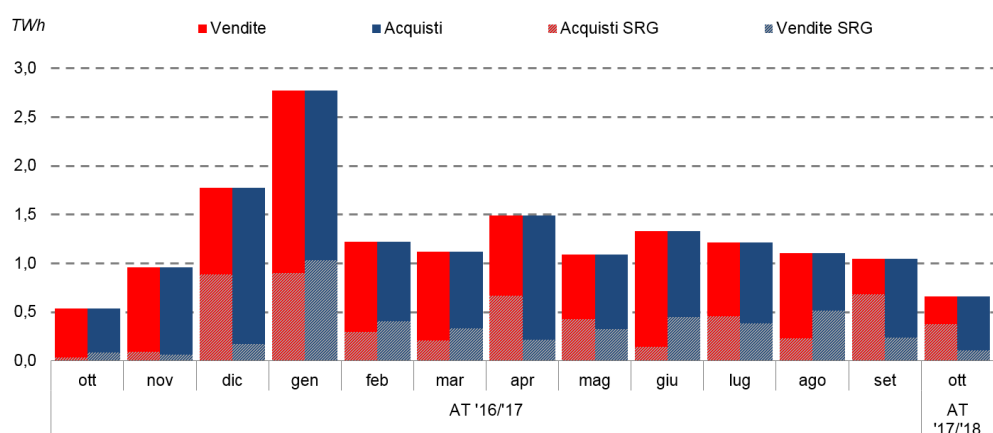
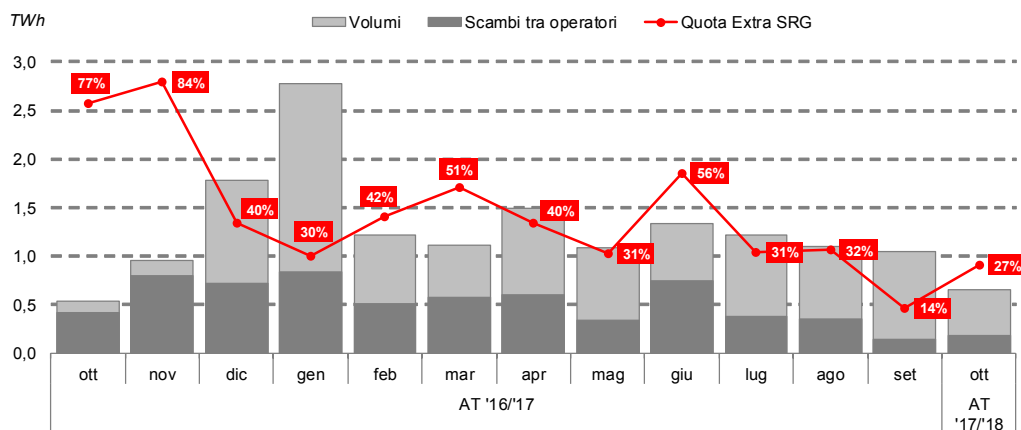
Nel complesso gli scambi tra operatori extra Snam (0,2 TWh) hanno rappresentato il 27% del totale scambiato, mentre l'attività di SRG, finalizzata al solo bilanciamento, è stata pari a 0,4 TWh sul lato acquisti e 0,1 TWh sul lato vendite.

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

Fonte: dati GME

	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
Totale	661.257	(536.648)	661.257	(536.648)	1	(-)	1	(-)
SRG	373.105	(36.031)	108.003	(85.852)	0	(-)	0	(-)
Bilanciamento	373.105	(36.031)	108.003	(85.852)	0	(-)	0	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	288.152	(500.617)	553.254	(450.796)	1	(-)	1	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre sono state registrate 4 negoziazioni per complessivi 28.800 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 29.193 MWh, in sensibile crescita rispetto al mese precedente.

Il prodotto M-2017-11 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 19,80 €/MWh ed una posizione aperta di 29.430 MWh. Stabili o in crescita i prezzi di controllo di tutti i restanti prodotti negoziabili nel mese.

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	variazioni %	MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-10	-	-	19,80	2,1%	-	-	-	-	-	9	18
BoM-2017-11	-	-	19,80	-	-	-	-	-	-	981	28.449
M-2017-11	19,72	20,30	19,80	-0,8%	4	28.800	-	28.800	+4471,4%	981	29.430
M-2017-12	-	-	20,26	0,0%	-	-	-	-	-100,0%	24	744
M-2018-01	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-02	-	-	20,55	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-100,0%	30	2.700
Q-2018-02	-	-	19,34	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,01	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	20,71	3,6%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	19,17	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	19,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale					4	28.800		28.800		1.035	31.893

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad ottobre si attenua la spinta congiunturale rialzista che aveva caratterizzato le quotazioni a pronti del greggio e degli altri combustibili nei mesi precedenti e tornano a ridursi i prezzi del gas naturale al TTF, dinamica che riporta a quasi 3 €/MWh

lo spread con il PSV ancora in fase ascendente (19,90 €/MWh, +5%). In tale contesto, in cui si rinnovano anche le tensioni sul nucleare francese, crescono i prezzi spot e a termine dell'energia elettrica, con l'eccezione del mercato tedesco ed austriaco.

Ad ottobre, anche se decisamente smorzato rispetto al trimestre precedente, non si arresta il progressivo trend rialzista del prezzo del greggio, che rinnova il massimo da luglio 2015 a 57 \$/bbl (+1%) e conferma una crescita tendenziale in doppia cifra (+17%). Anche la quotazione dell'olio combustibile aggiorna, per il secondo mese consecutivo, il massimo dall'estate 2015 (319 \$/MT, +1 e +22%), così come il prezzo del gasolio (512 \$/MT) stabile sul valore di settembre e ancora in netta ripresa tendenziale (+13%). Dinamiche simili, infine, anche per il carbone, che permane sui massimi di sempre a 92 \$/MT (+1%, +20%). Più intensa la crescita dei prezzi a termine

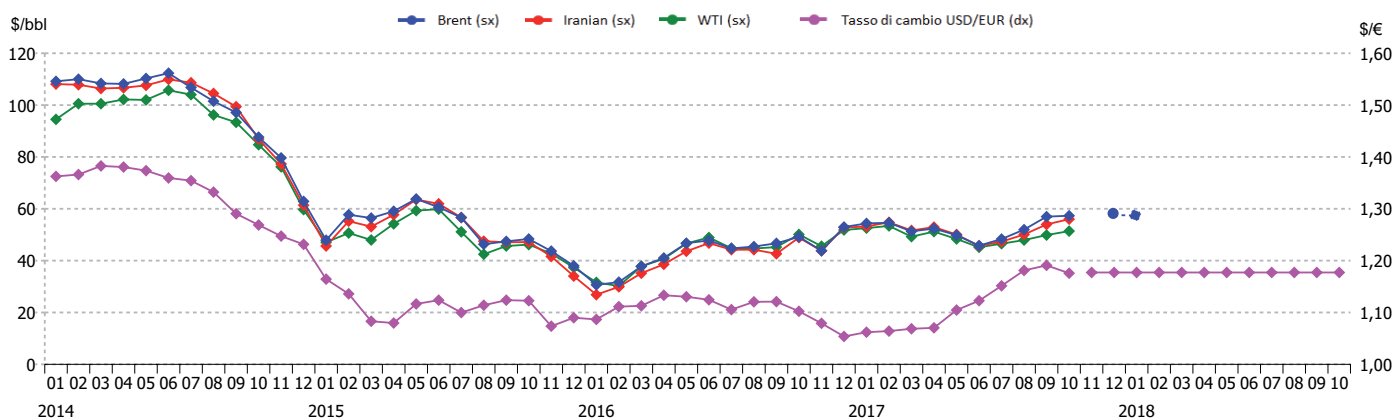
sui prodotti mensili, che appaiono pressoché in linea con le relative quotazioni spot per il petrolio e l'olio combustibile, decisamente superiori per il gasolio (+15 \$/MT in media) e lievemente inferiori per il carbone (-1/-4 \$/MT).

Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche appaiono lievemente rafforzate nel confronto congiunturale e fortemente attenuate in quello tendenziale in corrispondenza di un cambio (1,18 \$/€) che, in linea con settembre, si conferma ai massimi da inizio 2015; al ribasso le prospettive per le quotazioni di medio periodo, in particolare sul prodotto annuale (-3%).

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

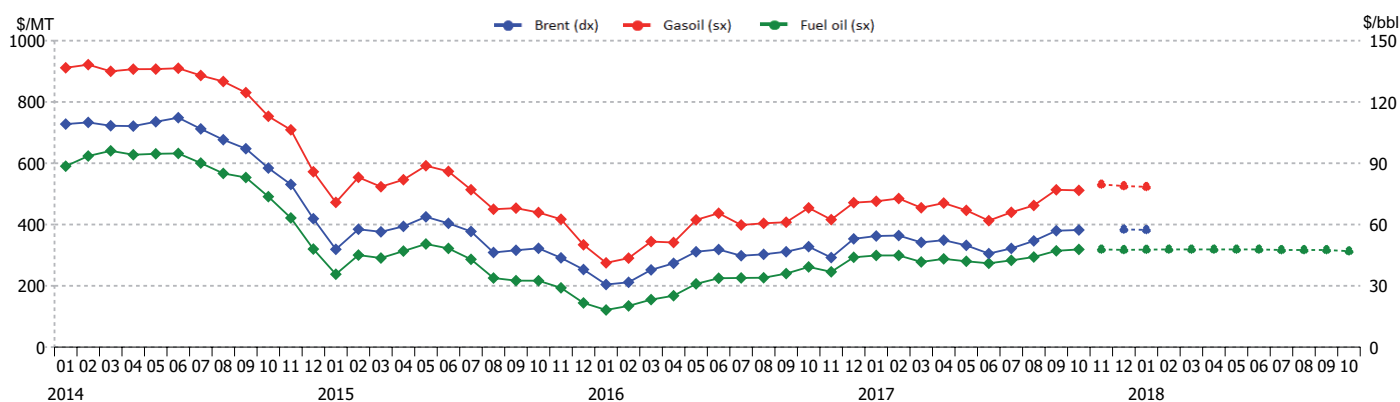
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Ott 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	Gen 18	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	57,33	+ 1 %	+ 17 %	-	-	-	57,62	+ 4 %	57,38	-	-	-
	€/bbl	48,75	+ 2 %	+ 9 %	-	-	-	48,95	-	48,74	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	318,75	+ 1 %	+ 22 %	319,81	318,94	+ 3 %	317,39	+ 3 %	318,18	-	316,95	+ 2 %
	€/MT	271,08	+ 3 %	+ 14 %	-	270,92	-	269,61	-	270,28	-	269,23	-
GASOLIO	\$/MT	511,60	- 0 %	+ 13 %	548,25	531,06	+ 1 %	525,68	+ 2 %	523,07	-	-	-
	€/MT	435,09	+ 1 %	+ 6 %	-	451,11	-	446,54	-	444,32	-	-	-
CARBONE	\$/MT	91,70	+ 1 %	+ 20 %	89,80	91,37	+ 2 %	90,45	+ 4 %	87,98	-	82,67	+ 2 %
	€/MT	77,99	+ 2 %	+ 12 %	-	77,62	-	76,83	-	74,73	-	70,22	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,18	- 1 %	+ 7 %	-	1,18	- 1 %	1,18	- 2 %	1,18	-	1,18	- 3 %

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



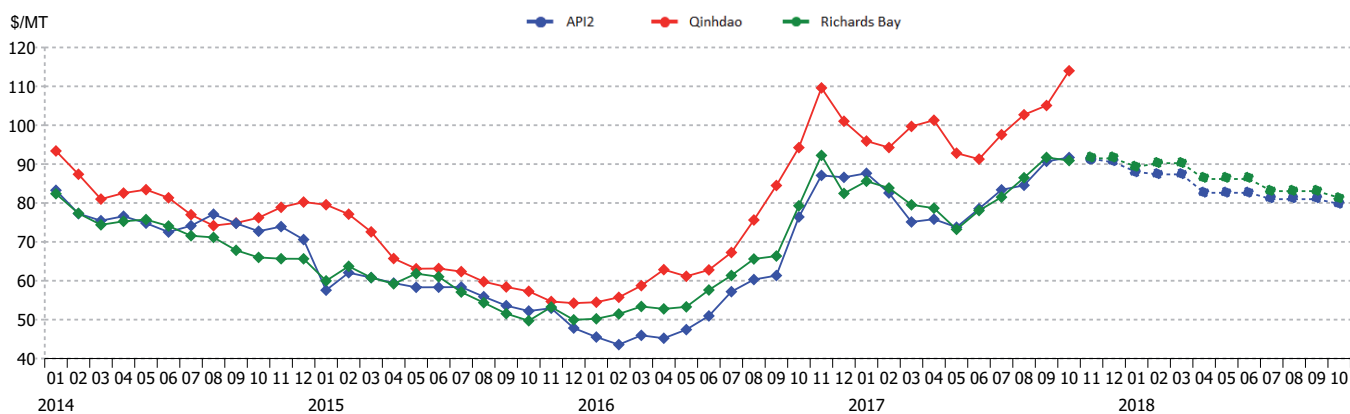
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

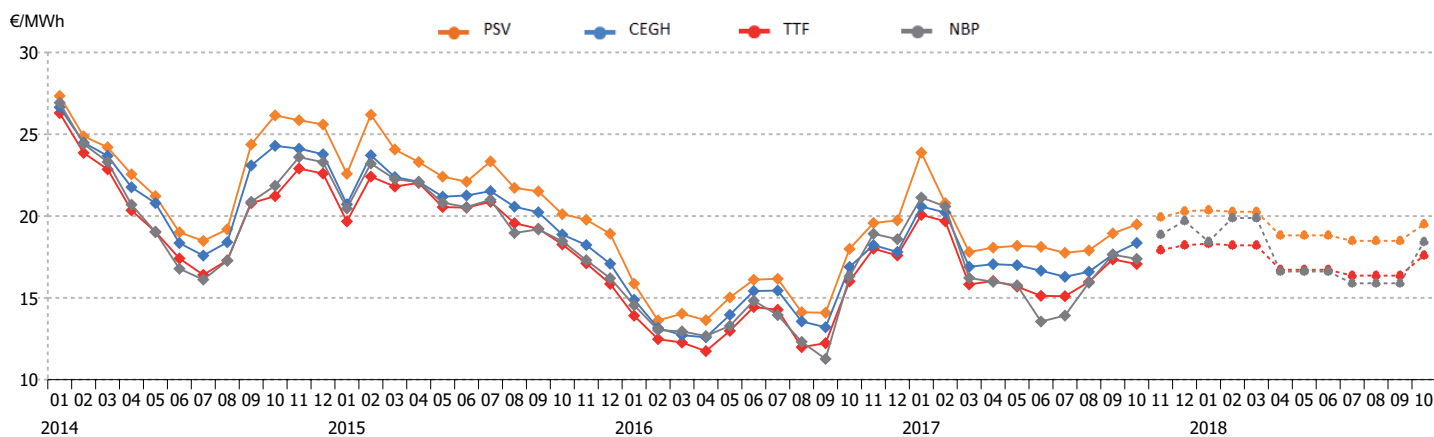
Sui mercati del gas, prosegue, per il terzo mese consecutivo, l'ascesa congiunturale delle quotazioni registrate al PSV che consolidano il massimo da marzo a 20 €/MWh (+5%), così come quelle al CEGH austriaco (18 €/MWh, +4%), mentre tornano a ridursi le quotazioni osservate al NBP e al TTF (17 €/MWh, -1/-2%). Comune a tutti gli hub e ininterrotta da

circa un anno, la dinamica tendenziale registra incrementi generalizzati compresi tra il 7% e il 10%. Aspettative al rialzo nel medio termine, con quotazioni futures generalmente più alte rispetto ai livelli spot e la prospettiva di una riduzione dello spread PSV-TTF attorno ai 2 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Ott 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	Gen 18	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	19,90	+5%	+10%	18,45	19,93	+2%	20,29	+2%	20,36	-	19,30	+2%
TTF	NL	17,07	-2%	+7%	16,83	17,92	+2%	18,21	+2%	18,31	-	17,18	+1%
CEGH	AT	18,36	+4%	+9%	17,40	18,61	+1%	18,87	+1%	19,00	-	-	-
NBP	UK	17,39	-1%	+7%	17,11	18,86	+2%	19,70	+1%	18,43	-	17,76	+2%



Nei mercati elettrici europei, al presentarsi delle prime tensioni nel parco nucleare francese, si ripropone l'assetto sovranazionale determinatosi lo scorso anno in condizioni analoghe, caratterizzato, da un lato, dal blocco dei paesi centro-meridionali (Italia, Spagna, Svizzera e Francia), i cui prezzi si sono attestati sui 50/57 €/MWh, in crescita per effetto proprio delle dinamiche transalpine (+12/+41%), e dall'altro dal blocco tedesco-scandinavo, posizionato sui 28/30 €/MWh e in significativo calo congiunturale (-9/-18%). In particolare, torna a superare i 20 €/MWh lo spread tra Francia e Germania,

sostanzialmente nullo nel corso dell'ultimo trimestre. Su base tendenziale tornano in flessione, dopo oltre un anno, tutti i prezzi, con le eccezioni italiane e spagnole (+3% e +7%, rispettivamente), che comunque segnano la crescita più modesta da inizio 2017. Le quotazioni a termine mostrano rincari estesi a tutte le borse, rilevanti soprattutto in Francia, dove sulla componente stagionale si innesta l'incertezza legata alla situazione del parco di produzione nazionale, alimentando aspettative di inversione del suo differenziale di prezzo con l'Italia.

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	Ott 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 17	Var M-1 (%)	Dic 17	Var M-1 (%)	Gen 18	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	54,66	+ 12 %	+ 3 %	-	59,69	+ 12 %	59,23	+ 12 %	59,41	-	49,54	+ 2 %
FRANCIA	49,68	+ 34 %	- 10 %	49,25	66,35	+ 21 %	64,69	+ 16 %	63,76	-	-	-
GERMANIA	28,25	- 18 %	- 24 %	36,18	40,40	- 2 %	38,28	- 1 %	43,53	-	35,96	-
AREA SCANDINAVA	28,65	- 9 %	- 13 %	27,40	29,79	-	31,32	-	33,11	-	26,89	-
SPAGNA	56,77	+ 16 %	+ 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	30,07	- 13 %	- 18 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	52,68	+ 41 %	- 6 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

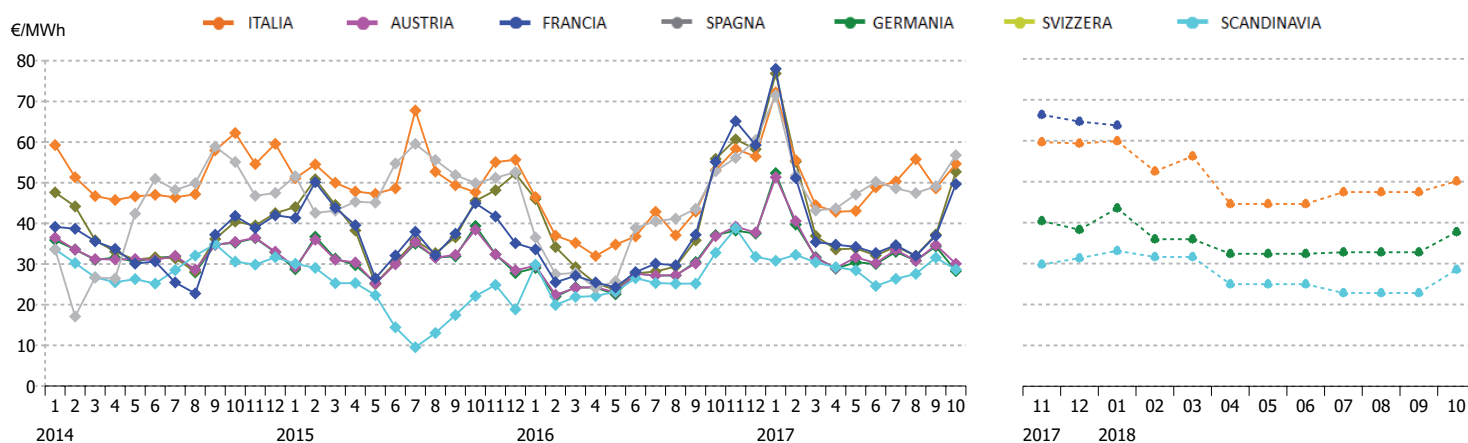
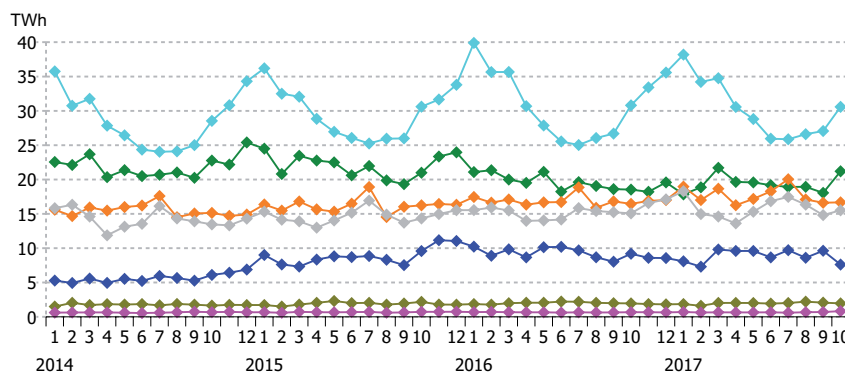


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Ott 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,7	- 3 %	+ 1 %
FRANCIA	7,6	- 24 %	- 17 %
GERMANIA	21,2	+ 13 %	+ 14 %
AREA SCANDINAVA	30,6	+ 9 %	- 1 %
SPAGNA	15,5	+ 1 %	+ 3 %
AUSTRIA	0,8	+ 12 %	+ 21 %
SVIZZERA	2,0	- 9 %	+ 0 %



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, non si osservano variazioni tendenziali significative in Italia (16,7 TWh, +1%) e su NordPool, il listino su cui circola il quantitativo maggiore di energia, al pari di

Epex (31 TWh circa). In merito a quest'ultimo, da segnalare la decisa ripresa degli scambi in Germania (+14% su base annua) e il contemporaneo calo delle contrattazioni in Francia (-17%).

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre 2017 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 657.455 TEE, in aumento rispetto ai 404.806 TEE scambiati a settembre.

Dei 657.455 TEE sono stati scambiati, nella sessione del 3 ottobre, 38.767 TEE di Tipo I, 118.039 TEE di Tipo II, 6.843 TEE di Tipo II CAR, 41.666 TEE di Tipo III, per un totale di 205.315 TEE; mentre, a partire dalla sessione del 10 ottobre, sono stati scambiati sulla piattaforma del mercato 452.140 TEE unica tipologia, in base a quanto stabilito dall'art.16, comma 3, del D.M. 11 gennaio 2017.

Il prezzo medio ponderato delle transazioni eseguite nel mese di ottobre è stato pari a 307,54 € (330,17 € il mese scorso). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 6.345.543 TEE (1.450.716 di Tipo I, 2.989.853 di Tipo II, 1.032.174 di Tipo II CAR, 871.914 di Tipo III, 886 di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 50.311.412 TEE.

Di seguito le Tabelle riassuntive e i Grafici dei volumi e dei prezzi specifici, relativi alle transazioni del mercato dei TEE, effettuate nel mese di ottobre e durante il 2017.

TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	38.767	11.629.888,36	295,00	334,00	299,99
<i>Tipo II</i>	118.039	35.384.166,21	290,00	310,00	299,77
<i>Tipo II-CAR</i>	6.843	2.057.363,13	297,50	307,00	300,65
<i>Tipo III</i>	41.666	12.473.326,38	290,00	306,50	299,36
<i>TEE unica tipologia</i>	452.140	140.649.501,98	282,00	341,99	311,08
Totale	657.455	202.194.246,06	282,00	341,99	307,54

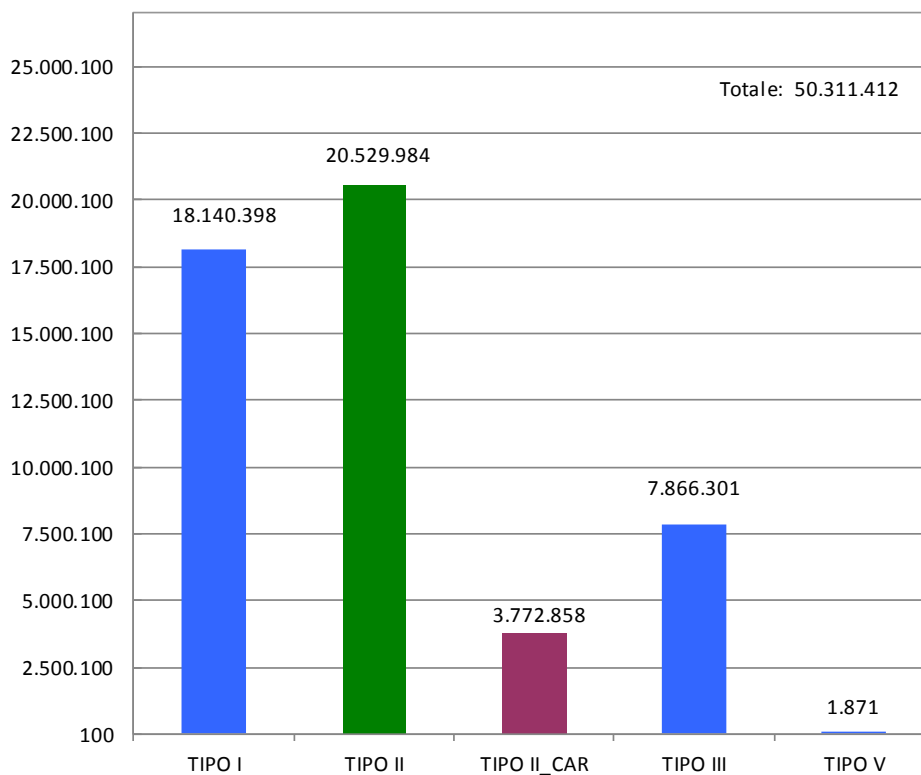
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.324.833	322.134.440,15	150,00	356,00	243,15
<i>Tipo II</i>	2.293.867	571.433.351,31	152,00	356,00	249,11
<i>Tipo II-CAR</i>	576.267	159.101.094,86	189,00	355,00	276,09
<i>Tipo III</i>	751.574	179.363.337,04	145,00	355,00	238,65
<i>TEE unica tipologia</i>	452.140	140.649.501,98	282,00	341,99	311,08
Totale	5.398.681	1.372.681.725,34	145,00	356,00	254,26

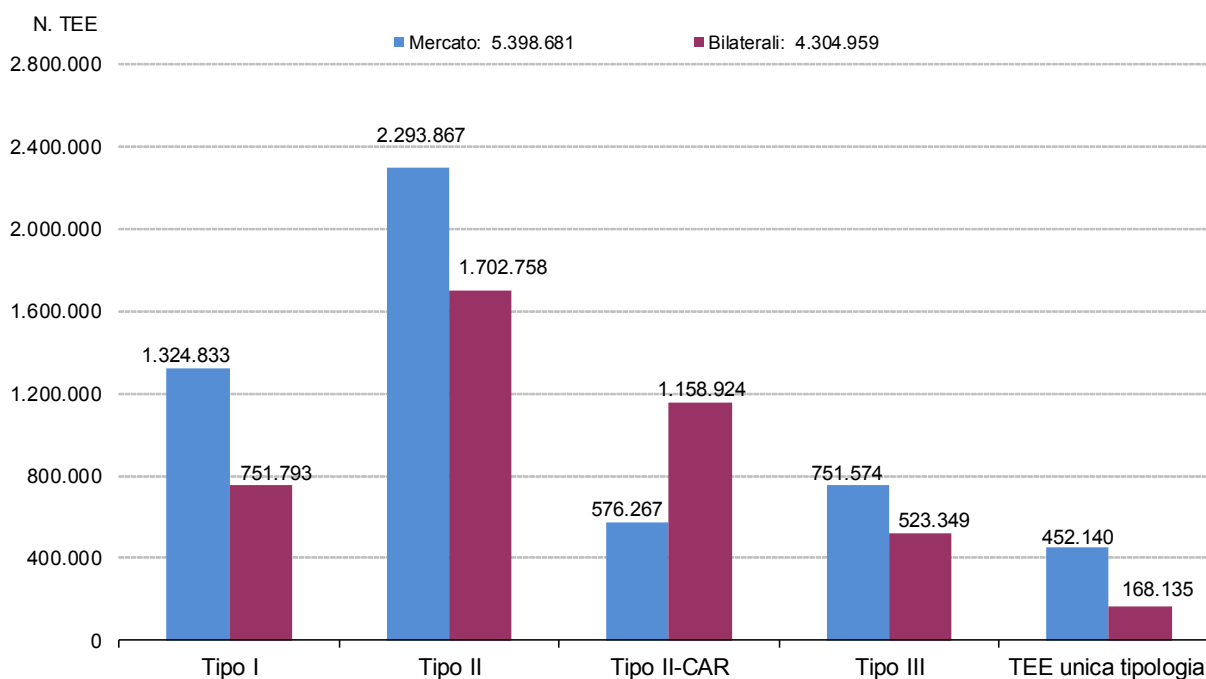
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



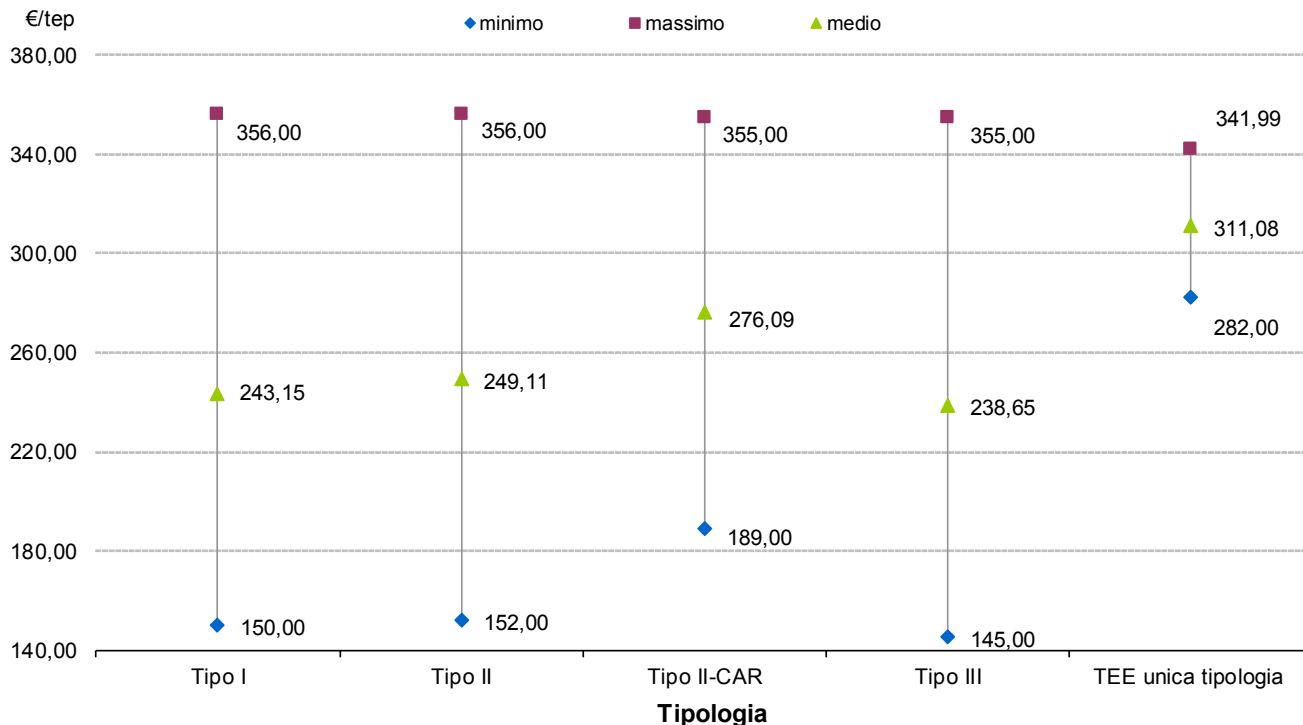
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



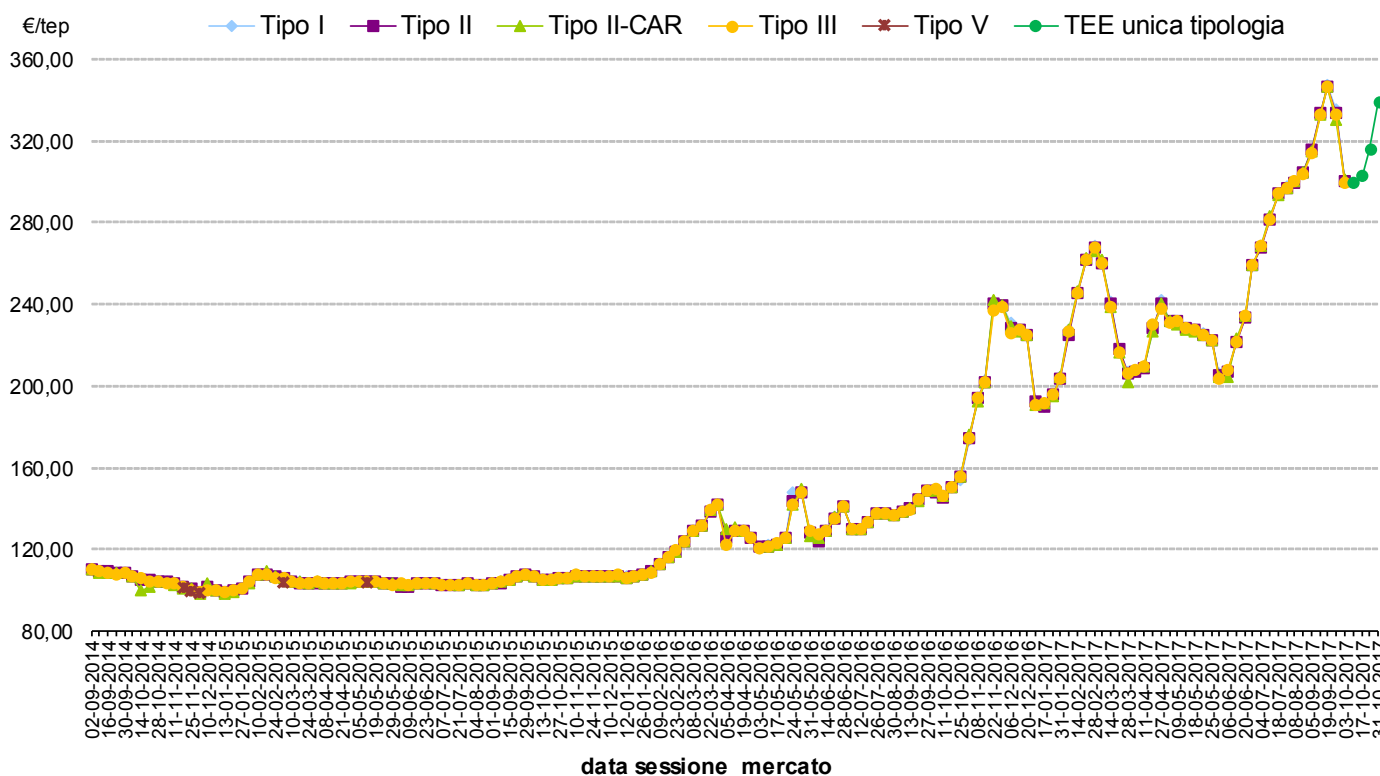
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da settembre 2014)

Fonte: GME



Nel corso del mese di ottobre 2017 sono stati scambiati 247.973 TEE attraverso contratti bilaterali (413.235 TEE nel mese di settembre 2017).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

è stata pari a 224,07 € /tep (184,02 €/tep lo scorso mese), minore di 83,47 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato. Seguono le Tabelle riassuntive, mensili ed annuali, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - ottobre 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	12.983	3.320.224,60	0,00	332,93	255,74
Tipo II	62.025	8.696.126,05	0,00	347,05	140,20
Tipo II-CAR	4.378	720.449,40	0,00	332,93	164,56
Tipo III	452	66.040,00	0,00	330,00	146,11
TEE unica tipologia	168.135	42.760.240,50	0,00	349,70	254,32
Totale	247.973	55.563.080,55	0,00	347,05	224,07

TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

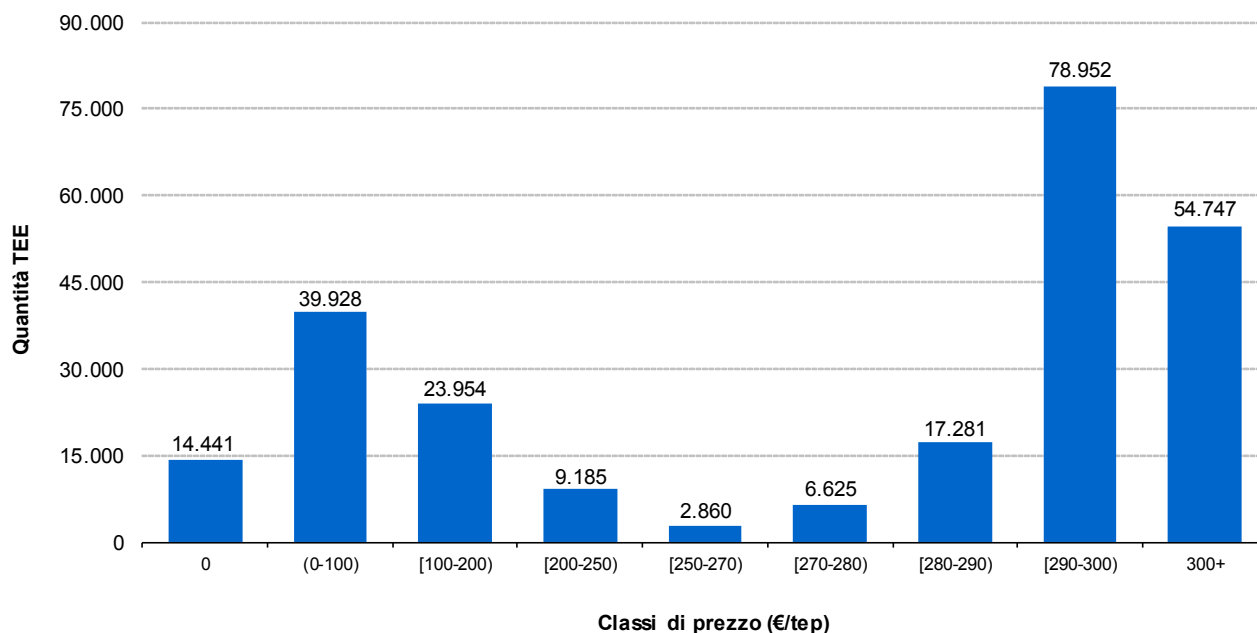
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	751.793	143.039.077,87	0,00	346,66	190,26
Tipo II	1.702.758	312.034.775,23	0,00	347,05	183,25
Tipo II-CAR	1.158.924	242.522.428,30	0,00	346,00	209,27
Tipo III	523.349	90.866.612,79	0,00	330,00	173,63
TEE unica tipologia	168.135	42.760.240,50	0,00	349,70	254,32
Totale	4.304.959	831.223.134,68	0,00	349,70	193,09

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente, nel mese di ottobre e durante il 2017, per

ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classe di prezzo - ottobre 2017

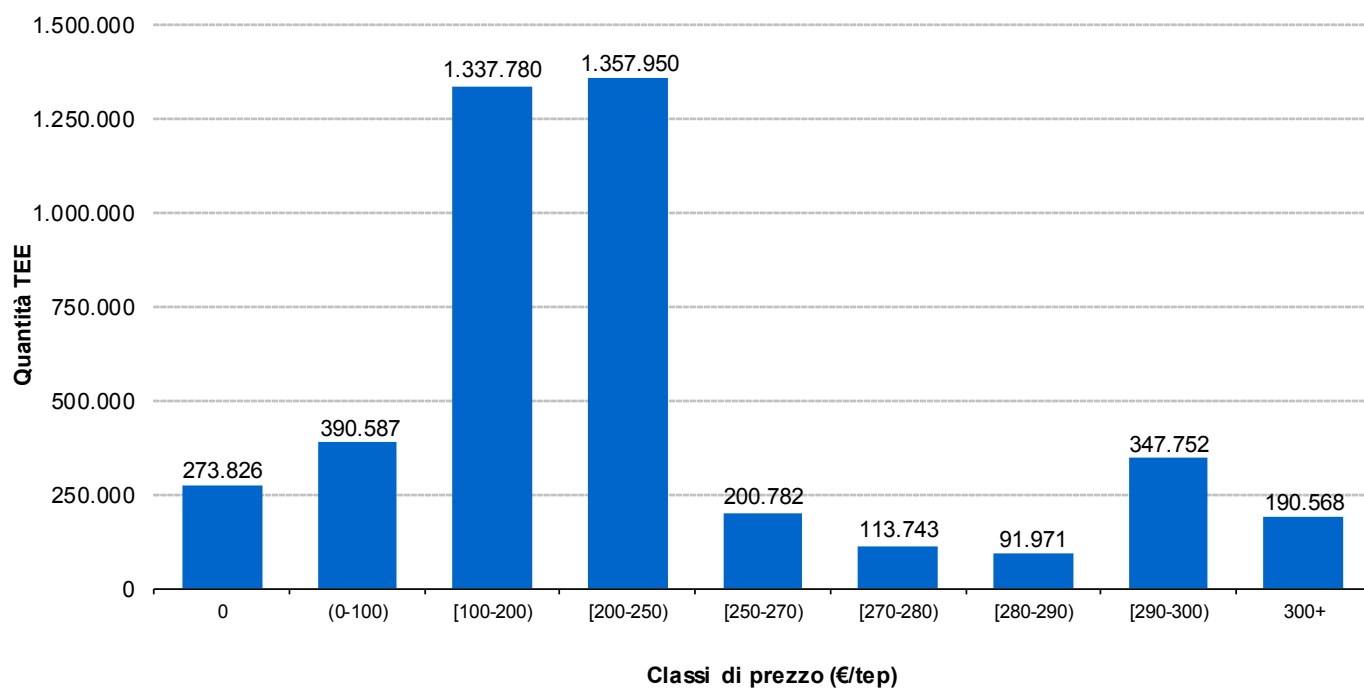
Fonte: GME



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

TEE, scambiati per classi di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



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

EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

di Marco Pellegrino, Ana Georgieva – REF-E

(continua dalla prima)

EU ETS: I PRINCIPI FONDAMENTALI AT A GLANCE

Da gennaio 2005 le attività produttive degli impianti europei del settore termoelettrico e dell'industria energivora che comportano specifiche emissioni di GHG necessitano un'autorizzazione all'emissione³. Per ogni tonnellata di CO₂eq emessa dagli impianti autorizzati, sorge l'obbligo

di presentare, entro il mese di aprile dell'anno successivo, un permesso di emissione (EUA). Le EUA possono essere ottenute tramite aste, scambiate fra gli operatori o attraverso allocazione gratuita da parte degli Stati Membri. Nello sviluppo dell'emission trading europeo si possono distinguere quattro fasi di evoluzione (Tabella 1).

Tabella 1. Fasi di sviluppo dell'EU ETS

Fase	Periodo	Copertura	Cap	
I fase	2005-2007	Settore energetico e industria	de-centralizzato, per singolo paese	Fase introduttiva
II fase	2008-2012	Settore energetico, industria, dal 2012 anche aviazione	de-centralizzato, per singolo paese	Fase allineata con Kyoto
III fase	2013-2020	Settore energetico, industria, aviazione, nuovi settori	centralizzato, EU-wide	Fase propedeutica a obiettivi 2020
IV fase	2021-2030	Settore energetico, industria, aviazione, nuovi settori	centralizzato, EU-wide	Allineamento agli obiettivi 2030

Alla base del funzionamento dell'EU ETS vige il principio del "cap and trade": a fronte degli obiettivi ambientali da perseguire, viene stabilito un tetto massimo (cap) di quantità assoluta di emissioni GHG rilasciabili in un certo arco temporale che corrisponde al numero totale di EUA messe in circolazione. All'interno del cap, i partecipanti possono scambiare liberamente permessi presentando un numero di EUA, sufficiente a coprire il proprio obbligo alla fine di ogni periodo.

Nelle prime due fasi del mercato la quantità assoluta di emissioni consentite è stata definita dai tetti massimi stabiliti

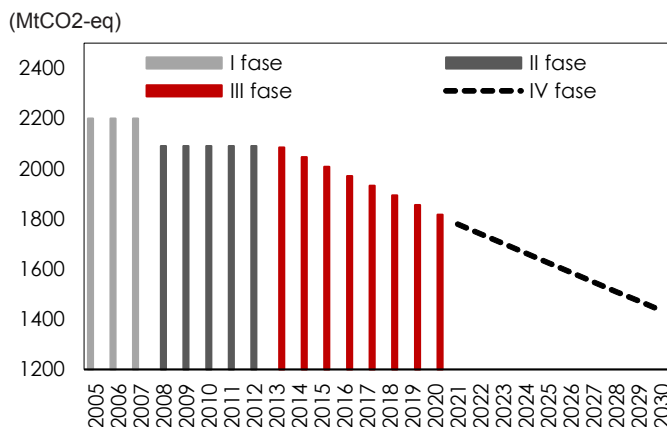
dai singoli paesi e il cap europeo è risultato essere costante all'interno di ogni fase.

Con l'avvio della terza fase, il tetto massimo di emissioni è stato deciso a livello europeo, anziché per singolo paese come nelle fasi precedenti, assumendo una traiettoria decrescente che riduce la quantità complessiva di EUA in circolazione (Figura 2).

Dai 2084 MtCO₂eq fissati per il 2013, il tetto massimo diminuisce del 1.74% della quantità totale media di emissioni rilasciate nella seconda fase (2008-2012), che corrisponde a circa -38 MtCO₂ annui e cap di 1816 MtCO₂eq⁴ nel 2020.

Figura 2. EU ETS CAP: installazioni fisse

Fonte: elaborazioni REF-E su dati CE



EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

Quasi la totalità dei permessi previsti per la prima fase sono stati distribuiti gratuitamente, con alcuni paesi che hanno scelto l'allocazione tramite asta.

Nella terza fase, quella attuale, le aste sono diventate lo strumento principale per l'allocazione dei permessi:

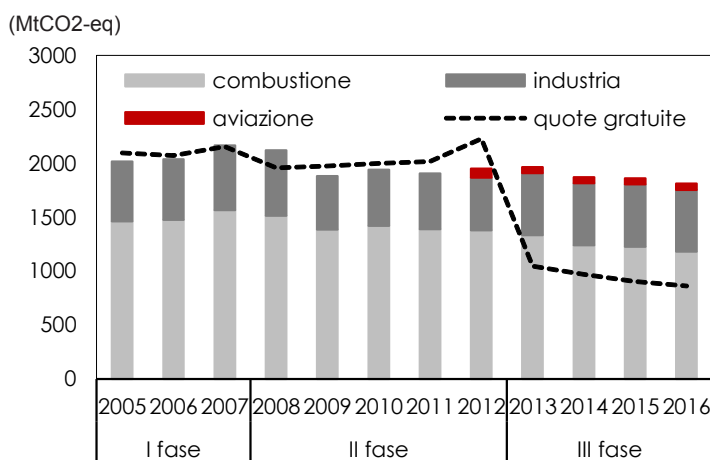
- gli operatori termoelettrici non ricevono più quote gratuite e dovrebbero procurare il 100% dei permessi necessari;
- per aumentare l'utilizzo delle aste, le assegnazioni gratuite per il settore industriale si riducono gradualmente fino al 30% nel 2020;

- ai settori ritenuti a rischio carbon leakage vengono applicate regole speciali assegnando gratuitamente 100% degli EUA.

Ad oggi, l'EU ETS copre circa 45% delle emissioni EU, si estende su 31 paesi e comprende circa 11 000 impianti termoelettrici e siti industriali. Dal 2012 è incluso anche il settore dell'aviazione, eccetto i voli fra l'EEA e paesi terzi. Nel 2016 nell'ambito EU ETS sono stati effettivamente emessi circa 1811 MtCO₂eq, aviazione inclusa, 2.6% in meno rispetto all'anno precedente (Figura 3). Circa 48% delle emissioni verificate sono state coperte da assegnazioni gratuite.

Figura 3. Emissioni EU ETS verificate per settore

Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEA



LE RIFORME PREVISTE NELLA IV FASE

Come già discusso, gli obiettivi principali dell'EU ETS consistono nel contenere le emissioni di GHG entro un limite predefinito, e garantire segnali di prezzo che incentivino gli investimenti in tecnologie low-carbon. La crisi economica del 2008-2009, tuttavia ha rallentato la crescita dell'economia europea e di conseguenza le quantità di GHG emesse, con conseguenti impatti al ribasso sui prezzi EUA.

Una delle prime azioni intraprese dalla Commissione Europea per contrastare gli effetti conseguenti di oversupply dell'ETS nell'immediato è stato il backloading. Tale "riforma" di breve termine stabiliva che una parte delle quote (900 MtCO₂eq) previste per le aste del triennio 2014-2016 sarebbero state messe in asta nel biennio 2019-2020. L'idea principale consisteva nel creare scarsa liquidità sul mercato dei titoli nel breve, sostenendo in questo modo i prezzi. Tuttavia, poiché il volume di quote oggetto di posticipazione è molto

inferiore rispetto al surplus di mercato, il cap complessivo del meccanismo non è cambiato (cambia solo il calendario di allocazione delle quote), e all'aumentare dei prezzi i detentori di quote aggiuntive rispetto al fabbisogno sono incentivati alla vendita delle stesse a mercato, coscienti del fatto che i prezzi possano essere destinati a scendere nuovamente nel momento in cui le quote di backloading saranno messe all'asta. In effetti, il backloading ha avuto scarsi effetti sul prezzo e ha confermato la necessità di una ristrutturazione del meccanismo nell'ottica di lungo termine.

Nel 2015 la Commissione ha presentato la prima proposta di revisione dell'EU ETS⁵ da applicare nella sua IV fase (2021-2030), seguita nel 2016 da un pacchetto di misure⁶ mirato all'accelerazione della riduzione dell'intensità di carbonio in tutti i settori dell'economia europea, compresi anche quelli non-EU ETS per cui sono stati stabiliti obiettivi di riduzione di GHG di carattere vincolante⁷.

EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

Le azioni principali previste nella riforma EU ETS proposta nel 2015, si concentrano sulla ridefinizione di alcuni parametri dell'attuale disegno del meccanismo:

- un ridimensionamento del cap a partire dal 2021 aumentando il fattore lineare di riduzione dall'attuale 1.74% a 2.2%, che corrisponderebbe a -48 MtCO₂eq all'anno anziché -38 MtCO₂eq; la revisione del fattore ridurrebbe i permessi disponibili nella IV fase di circa 556 MtCO₂eq rispetto a quanto previsto dai provvedimenti vigenti ad oggi;
- mantenimento della quota annuale che verrà allocata tramite aste (circa 57% del cap);
- miglioramento dell'assegnazione delle quote di emissioni gratuite: si stima che circa 6,300 MtCO₂eq verranno allocate gratuitamente; 100% delle quote saranno gratuite per i settori a rischio carbon leakage, mentre il processo decisionale benchmark-based riguardante l'entità di quote allocate free per il settore dell'industria dovrà prendere in considerazione anche il progresso tecnologico;
- sostegno all'innovazione e agli investimenti in soluzioni a basso impatto ambientale tramite un fondo per l'innovazione e uno per la modernizzazione nei paesi a basso reddito.

IL RUOLO DEI SETTORI NON ETS

Sebbene l'emission trading sia lo strumento preferito per promuovere l'abbattimento dei GHG, esso copre soltanto una parte delle emissioni totali in Europa (45%), mentre per la riduzione di almeno il 40% al 2030, rispetto ai livelli del 1990, dovranno contribuire tutti i settori emettitori in misure diverse. In effetti il target EU 2030 è stato tradotto in una riduzione complessiva del 43% rispetto alle emissioni nel 2005 per i settori ETS, e del 30% per i settori non ETS (settori ESR compresi edifici, trasporto, agricoltura e rifiuti e i settori di Land-Use, Land-Use Change e Forestry, LULUCF).

A differenza dell'EU ETS dove la riduzione di emissioni rimane un obiettivo comune, la proposta di Effort Sharing⁸ della Commissione stabilisce i target vincolanti da raggiungere nel periodo 2021-2030 per ogni singolo paese. I criteri alla base della differenziazione degli obiettivi poggiano sui principi di equità, efficienza in termini di costi e integrità ambientale. Secondo la Commissione il PIL pro capite rispecchia la capacità di ogni paese di contribuire al conseguimento dell'obiettivo ed è il parametro determinante nella definizione dei target nazionali. Nel caso italiano, i settori non ETS dovrebbero limitare le proprie emissioni fino a 33% al di sotto dei livelli registrati nel 2005. Tuttavia, la proposta prevede anche diversi strumenti di flessibilità che dovrebbero facilitare il raggiungimento degli obiettivi preposti:

- permangono le possibilità di bancabilità, borrowing e scambio di allocazioni annuali, introdotti con l'Effort Sharing Decision (ESD);

- sarà possibile utilizzare una quota EUA per coprire parte degli obblighi dei settori non ETS, con vincolo sui volumi trasferibili pari a un massimo di 100 MtCO₂eq sull'intero periodo 2021-2030 e a livello europeo;
- per certi tipi di utilizzo del suolo, sarà possibile trasferire dei crediti dal settore LULUCF per raggiungere i target ESR nazionali, per un totale di 280 MtCO₂ sull'intero periodo e a seconda del peso relativo delle emissioni del settore agricolo in ciascun paese (in Italia - 0.3% delle emissioni non ETS nel 2005).

La proposta di LULUCF, invece, prevede la gestione degli effetti relativi ai cambiamenti dell'utilizzo dei suoli (esclusa l'agricola, già contabilizzata nel ESR), che comprendono sia il rilascio di GHG, che il loro assorbimento. In poche parole, lo scopo principale della proposta è ridurre gli impatti negativi sull'ambiente stimolando la riduzione delle emissioni e/o l'incremento dell'assorbimento di GHG contabilizzando il saldo finale con dei crediti, che potranno essere utilizzati in altri settori non ETS, o debiti - da compensare con ulteriori riduzioni di emissioni in settori ESR. Nonostante alcune critiche circa la corretta applicazione dei futuri provvedimenti normativi conseguenti le due proposte, esse rappresentano un passo importante per il coinvolgimento effettivo anche del settore agroforestale nel raggiungimento degli obiettivi ambientali.

IL MARKET STABILITY RESERVE

Una misura rivolta ad una modifica strutturale del mercato è quella del Market Stability Reserve (MSR), proposta dalla Commissione Europea nel 2014 insieme al quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030⁹.

L'obiettivo della misura proposta dalla Commissione è la regolazione del numero di quote da allocare in asta in base a regole predefinite basate sul surplus esistente in un determinato periodo temporale, incidendo sulla flessibilità dell'offerta al fine di migliorare la resilienza del sistema in caso di aumenti o diminuzioni della domanda. La proposta della MSR, che entrerebbe in vigore già a partire dal 2019, risponde all'esigenza di intervento per la gestione del surplus di quote di emissione esistente sul mercato e dunque dello squilibrio strutturale tra domanda e offerta.

Gli elementi principali per il funzionamento del MSR sono il numero totale delle quote in circolazione (TNAC), una soglia massima predefinita pari a 833 milioni di quote, ed una soglia minima predefinita pari a 400 milioni di quote.

L'azione del MSR di aggiunta o ritiro di quote dal mercato risponderà quindi alla seguente logica:

- se il TNAC è maggiore della soglia massima, il 12% del surplus sarà destinato a riserva qualora il risultato sia maggiore di 100 milioni di quote¹⁰;

EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

- se il TNAC è minore della soglia minima, 100 milioni di quote saranno prelevate dalla riserva e poste in asta. Un'ulteriore misura per il rilascio delle quote verrà intrapresa qualora il prezzo medio del carbonio per sei mesi consecutivi

risulterà essere tre volte maggiore del prezzo medio registrato nei due anni precedenti. Il 12 Maggio 2017 la Commissione ha pubblicato i dati relativi al 2016, che mostrano un surplus di circa 1700 milioni di quote.

Tabella 2: Numero di quote in circolazione al 2016

Fonte: Commissione Europea

Offerta	Milioni di Quote
(a) Quote riportate dalla fase 2	1.749,54
(b) Numero totale di quote assegnate a titolo gratuito tra il 1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2016, anche dalla NER	3.600,80
(c) Numero totale di quote messe all'asta tra il 1o gennaio 2013 e il 31 dicembre 2016, incluso nelle aste anticipate	2.774,26
(d) Numero di quote monetizzate dalla Banca europea per gli investimenti ai fini del programma NER300	300,00
(e) Diritti di utilizzare crediti internazionali esercitati da impianti per le emissioni fino al 31 dicembre 2016	408,81
Totale (Offerta)	8.833,42
Domanda	
a) Tonnellate di emissioni verificate provenienti da impianti nell'ambito dell'ETS dell'UE tra il 1o gennaio 2013 e il 31 dicembre 2016	7.139,32
b) Quote cancellate a norma dell'articolo 12, paragrafo 4, della direttiva 2003/87/CE entro il 31 dicembre 2016	0,19
Totale (Domanda)	7.139,51
Quote immesse nella riserva stabilizzatrice del mercato	
Numero di quote nella riserva	-
Numero totale di quote in circolazione	1.693,90

L'azione del MSR viene quindi effettuata nell'anno successivo rispetto a quello di pubblicazione, decretando uno sfasamento temporale di due anni tra il momento del calcolo consuntivo e l'applicazione della misura. Nella riserva entreranno inoltre le quote per le quali è stato adottato il procedimento di backloading relativo alla rimozione delle quote dalle aste effettuate tra il 2014 e il 2016 con l'obiettivo di rilascio alla fine della fase 3, tra il 2019 e il 2020.

OPPORTUNITA' E CRITICITA' DEL MSR

La Commissione europea ha compreso che i bassi livelli di prezzo raggiunti dall'EUA non sono un driver per l'abbattimento delle emissioni di CO2 nel lungo termine, mentre il surplus strutturale delle quote di emissioni presente sul mercato minaccia l'efficacia del programma EU ETS nel fornire un segnale di prezzo stabile ed efficace.

Il MSR agirebbe dunque su un controllo indiretto del prezzo dei certificati, operando sull'accantonamento dell'offerta residua esistente sul mercato al fine di stabilizzare l'andamento dei prezzi verso livelli che possano essere efficaci per il

perseguimento delle politiche definite negli obiettivi dello schema EU ETS. Il MSR è infatti uno strumento economico sulla regolazione della quantità, in cui a fronte di un valore certo di offerta di quote sul mercato vi è una reazione incerta del prezzo del carbonio. A favore della misura vi è il controllo dell'offerta basato su dati effettivi che emergono dalla situazione del mercato in un determinato momento, e che rende il processo di aumento o riduzione delle quote in circolazione dinamico nel corso del tempo. Una misura di questo tipo, agendo in via indiretta rispetto all'andamento dei prezzi, permetterà di tenere in considerazione sia le modifiche strutturali della generazione elettrica e dei consumi energetici, sia delle modifiche del fattore di riduzione delle emissioni che sarà adottato durante la fase IV dello schema ETS. Tuttavia si ritiene che l'intervento esterno nella gestione delle quantità offerte potrà generare maggiore incertezza sul mercato, soprattutto all'avvicinarsi della pubblicazione del valore del surplus da parte della Commissione: il dato pubblicato si riferisce infatti al consuntivo registrato due anni prima rispetto a quello di applicazione della misura, con

EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

possibili conseguenze sul ventaglio di aspettative che i diversi operatori matureranno sull'efficacia dell'intervento, valutazioni che solitamente si traducono in un aumento della volatilità di breve termine e dei volumi scambiati.

L'aspettativa degli operatori potrà poi avere effetti sui prezzi quando questi raggiungeranno certe soglie "massime" o "minime": se infatti il prezzo riflette l'equilibrio tra domanda e offerta futuri, un aumento o diminuzione del prezzo potrà essere letto come possibile intervento o meno della misura di MSR nella gestione della quantità disponibile sul mercato, inducendo parte degli operatori ad anticipare le attività di compravendita in vista di una possibile rivalutazione del prezzo. Tuttavia nel lungo termine interverrà nella valutazione delle aspettative l'esistenza della riserva di quote accumulate negli anni precedenti, insieme alla valutazione dell'efficacia della misura nel rispondere alle variazioni della domanda.

BREXIT ED ETS: UNA QUESTIONE APERTA

Nel calderone delle misure in discussione verso la fase 4 dello schema EU ETS si inserisce anche il caso Gran Bretagna, per il quale l'uscita dall'UE, qualora si configuri come completa, dovrebbe comportare anche l'abbandono del mercato Europeo del carbonio e interrompere la partecipazione al mercato EUA. I negoziati Brexit sono ancora fermi alla prima fase, quella in cui vengono gestite le trattative che porteranno alla definizione delle relazioni future tra Gran Bretagna e Unione Europea, mentre nel frattempo l'Unione Europea ha diffuso un'informativa secondo cui sarebbe intenzionata a concedere al Regno Unito un periodo di transizione di due anni dopo la Brexit, nel quale il Regno Unito continuerebbe a far parte del mercato unico ma senza rappresentanza nel parlamento di Strasburgo.

Riguardo al rischio legato allo schema ETS, questo consiste nella possibilità che un grande quantitativo di titoli EUA si riversi sul mercato nel caso in cui la Gran Bretagna proceda all'uscita dallo schema, poiché tali titoli perderebbero implicitamente la loro validità ed efficacia all'interno del territorio britannico.

La Gran Bretagna è il quarto paese nel sistema ETS per produzione di emissioni di carbonio. In mancanza di un accordo, i titoli allocati gratuitamente o venduti in asta tra il 2018 e il 2019 andrebbero ad incrementare il surplus già contrastato dall'UE attraverso la misura della Market Stability Reserve. La configurazione di un'uscita della Gran Bretagna dal sistema ETS europeo tuttavia non è obbligatoria: altri paesi infatti quali Norvegia, Liechtenstein e Islanda, pur non facendo parte dell'Unione Europea, partecipano attivamente allo schema da gennaio 2008 (dall'avvio della fase II) all'interno del framework dell'Associazione europea di libero scambio (EFTA).

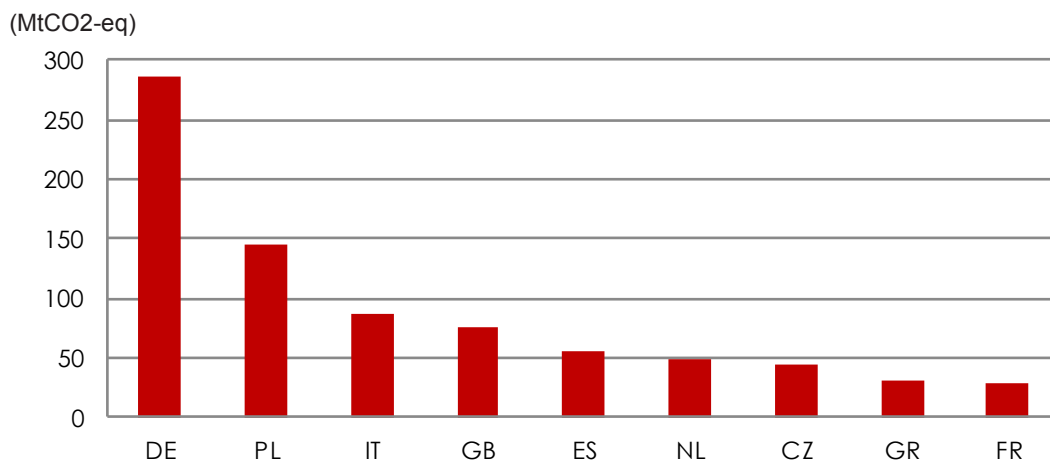
SOLUZIONI ALTERNATIVE: SOVRAPREZZI E TASSE SUL CARBONIO

Una misura attualmente in atto in Gran Bretagna è quella del carbon price floor: si tratta di un sovrapprezzo entrato in vigore nel 2013 da applicare ad ogni tonnellata di carbonio rilasciata in atmosfera. L'applicazione unilaterale del Governo britannico di tale provvedimento veniva inserito in un contesto di discesa dei prezzi EUA e di una valutazione dello schema EU ETS insufficiente rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione fissati. Rispetto alla misura del Market Stability Reserve che agisce sulla quantità di quote in circolazione per tenere sotto controllo l'efficacia del sistema, la misura del carbon price floor agisce sul prezzo attraverso una disincentivazione economica diretta della produzione di carbonio, in aggiunta rispetto al prezzo ETS di mercato.

Oltre alla Gran Bretagna, il cui prezzo floor per il carbonio è pari a 18.08 £/tCO₂ (circa 20.50 €/tCO₂), anche altri paesi Europei come Francia, Germania e Italia hanno avanzato alcune proposte per l'implementazione unilaterale di un prezzo minimo per la CO₂ immessa in atmosfera. Le motivazioni delle proposte sono pressoché simili: si ritiene infatti che il disegno di mercato Europeo del carbonio attualmente in vigore e le riforme possibili per la fase 4 del sistema ETS non siano abbastanza ambiziosi per raggiungere la decarbonizzazione

Figura 4: Emissioni di carbonio per paese per produzione di energia

Fonte: Elaborazioni REF-E su dati Reuters



EU ETS: RIFORME IN CORSO E POTENZIALI RISCHI

desiderata. Francia e Germania hanno recentemente annunciato di voler cooperare al fine di rinforzare il prezzo del carbonio attraverso un intervento indipendente rispetto alla riforma in discussione. Il presidente francese Emmanuel Macron ha sottolineato l'importanza di fornire una misura alternativa al sistema attualmente in atto, ritenendo che la soglia minima del prezzo del carbonio necessaria a stimolare nuovi investimenti in rinnovabili e in efficienza energetica sia nell'intorno di 25-30 €/Ton.

Anche l'Italia è intervenuta nel dibattito attraverso la SEN, nella quale viene evidenziato che la mancanza di una tassa sul carbonio, insieme alla ridotta efficacia dello schema EU ETS, sono tra le cause principali per le quali la produzione di energia elettrica da impianti a carbone

e a olio combustibile è ancora attiva. La produzione a carbone in Italia rimane ancora competitiva, soprattutto a causa dei prezzi del gas naturale in forte rialzo negli ultimi mesi e di un prezzo del carbonio stabile su livelli non disincentivanti.

L'applicazione di misure aggiuntive rispetto allo schema ETS in via unilaterale rispetto ai restanti paesi UE può certamente vantare un più efficace raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Il rischio tuttavia è quello di assistere a uno squilibrio della competitività del sistema europeo nella produzione di energia elettrica qualora la misura fosse implementata in maniera disomogenea, con i paesi strutturalmente più green capaci di offrire energia a costi più bassi.

¹ L'EU ETS interessa le emissioni di CO₂, N₂O proveniente dalle produzioni di acido nitrico, adipico, gliossale e gliossilico, e PFC provenienti dalla produzione di alluminio. Gli stati membri hanno la possibilità di aggiungere ulteriori settori e emissioni di GHG nel sistema EU ETS (opt-in).

² In termini di emissioni di GHG (settori EU ETS e non EU ETS), gli obiettivi europei prevedono una riduzione di 20% al 2020 rispetto ai livelli 1990, almeno di 40% nel 2030, e 80-95% nel 2050.

³ DIRETTIVA 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003.

⁴ Esclusa l'aviazione.

⁵ COM (2015) 337 - Amendment of Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments.

⁶ https://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2016072001_it.

⁷ COM (2016) 479 – Land-Use, Land-Use Change and Forestry, COM (2016) 482 – Effort Sharing Regulation.

⁸ La nuova regolazione dovrebbe sostituire l'attuale Effort Sharing Decision a partire dal 2021.

⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2014%3A15%3AFIN>.

¹⁰ In data 9 novembre 2017 il Parlamento europeo e il Consiglio europeo hanno raggiunto un accordo provvisorio per portare la quota dal 12% al 24%. Qualora approvato, entrerà in vigore 20 giorni dopo la pubblicazione.

Novità normative di settore

A cura del GME

con i sistemi elettrici di Francia, Gran Bretagna

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Efficientamento della gestione dei controlli di congruità finanziaria sui mercati e piattaforme dell’energia gestiti dal GME” | 8 ottobre 2017**
Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=342>

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto che, a decorrere dall’8 ottobre u.s., sono entrate in vigore le nuove versioni delle DTF n. 04 rev. 6 ME (“Ripartizione delle garanzie”) e DTF n. 07 rev. 7 ME (“Verifiche di congruità e capienza della garanzia finanziaria”), entrambe adeguate per efficientare l’operatività gestionale dei sistemi di scambio dell’energia elettrica. Inoltre, al fine di allineare le tempistiche di pagamento per la chiusura delle posizioni del comparto MTE a quelle previste sul MGP e sul MI, per il mercato elettrico, e sulla PCE, è stata altresì aggiornata la DTF n. 08 ME (“Fatturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti”).

Deliberazione 12 ottobre 2017 686/2017/R/EEL | “Approvazione della proposta comune di modifica alla determinazione delle regioni di calcolo della capacità, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità europee di regolazione all’interno dell’Energy Regulatory Forum” | pubblicata il 13 ottobre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/686-17.htm>

Con la delibera 686/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato, ai sensi dell’articolo 9, comma 9.10, del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) - in coordinamento con tutte le altre Autorità di Regolazione Nazionali europee (di seguito: NRAs) - la proposta di emendamento delle “Regioni per il calcolo della capacità” (di seguito: Capacity Calculation Regions-CCR)¹ predisposta da tutti i TSO al fine di includere nelle stesse la nuova interconnessione tra Belgio e Gran Bretagna.

A tal proposito, si ricorda che l’approvazione della suddetta proposta si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti nel Regolamento CACM finalizzati alla creazione di un mercato dell’energia elettrica integrato in grado di agevolare gli scambi di energia sul territorio dell’Unione europea.

In particolare, il Regolamento prevede che le proposte di modifica delle CCRs, predisposte congiuntamente dai TSO, siano sottoposte all’approvazione coordinata di tutte le NRAs. Pertanto, stante l’imminente entrata in esercizio della nuova interconnessione tra Belgio e Gran Bretagna (la quale identificherà un nuovo confine tra zone d’offerta i cui flussi interagiranno direttamente

ed Olanda), con la delibera 686/2017/R/EEL, l’AEEGSI, di concerto con le altre NRAs, ha approvato la proposta di modifica della CCR “Channel”², includendo, in quest’ultima, il nuovo confine tra zone d’offerta Belgio / Gran Bretagna.

Deliberazione 19 ottobre 2017 n. 701/2017/R/EEL | “Approvazione della proposta di definizione dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell’articolo 31 del Regolamento (UE) 2016/1719 (FCA), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della regione Italy North all’interno dell’Energy Regulators’ Regional Forum” | pubblicata il 20 ottobre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/701-17.htm>

Con la delibera 701/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato, ai sensi dell’articolo 4, comma 4.9, del Regolamento europeo n. 2016/1719 (di seguito: Regolamento Forward Capacity Allocation - FCA) - in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione Nazionali (di seguito: NRAs) - la proposta relativa alla definizione dei Long Term Transmission Rights (di seguito: LTTR) predisposta da tutti i TSO appartenenti alla Capacity Calculation Region “Italy North”.

A tal proposito, si ricorda che il Regolamento FCA ha introdotto l’obbligo di offerta da parte dei TSO europei dei diritti di trasmissione di lungo termine sui confini tra zone di offerta (c.d. “bidding zones”), con la finalità di offrire ai partecipanti al mercato uno strumento di copertura dal rischio rappresentato dalla variabilità del differenziale di prezzo tra le medesime zone in esito al coupling unico del giorno prima.

L’articolo 31, comma 31.3, del medesimo Regolamento FCA ha stabilito che tutti i TSO appartenenti a ciascuna CCR elaborino una proposta comune relativa alla definizione dei LTTR e che la stessa venga sottoposta all’approvazione delle NRAs. In particolare, la proposta di LTTR per la CCR “Italy North” prevede:

- l’allocazione di diritti fisici (c.d. Physical Transmission Rights) sottoposti alla regola “use it or sell it”;
- l’allocazione di tali diritti su base annuale o mensile;
- l’allocazione di diritti di tipo “base load” che possono includere periodi di riduzione.

Per tutto quanto premesso, con la delibera 701/2017/R/EEL, l’AEEGSI - di concerto con le altre NRAs - ha approvato la proposta relativa alla definizione dei LTTR predisposta da tutti

Novità normative di settore

i TSO appartenenti alla CCR “Italy North”.

Contestualmente all’approvazione della suddetta proposta, con delibera 703/2017/R/EEL, l’AEEGSI - di concerto con le altre NRAs - ha altresì approvato la proposta relativa alla definizione dei LTTR predisposta dai TSO appartenenti alla CCR “Greece-Italy”, la quale, sebbene preveda le stesse modalità di allocazione dei LTTR contenute nella proposta per la CCR “Italy North”, ne limita l’applicazione esclusivamente al confine estero fra “Italia - Zona Brindisi” e Grecia, coerentemente con quanto in precedenza stabilito dalla stessa AEEGSI con delibera 333/2017/R/EEL relativamente alla non applicazione dei LTTRs fra le zone di offerta “interne” al mercato italiano (cfr. Newsletter GME n. 105 giugno 2017).

OIL

Comunicato del GME | “P-LOGISTICA: avvio periodo

transitorio di sperimentazione” | 25 ottobre 2017

Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=343>

Facendo seguito al comunicato del 15 settembre u.s., il GME ha reso noto che - in attuazione di quanto previsto dall’articolo 4, comma 4.2, del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 luglio 2017 - a partire dal 25 ottobre 2017, è stato avviato il periodo transitorio di sperimentazione della Piattaforma di negoziazione dei servizi di logistica petrolifera di oli minerali (nel seguito: P-LOGISTICA).

Si ricorda che sulla piattaforma P-LOGISTICA gli operatori possono pubblicare - in forma anonima e non vincolante - i propri annunci di vendita, mentre i soggetti che intendono avvalersi di tali servizi possono beneficiare del vantaggio di poter visualizzare e manifestare interesse verso uno o più annunci presenti nella bacheca, confrontando le diverse offerte pub-

¹ Per “Regioni per il calcolo della capacità” si intendono le macro-aree geografiche nell’ambito delle quali i TSO dovranno applicare le medesime procedure per il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all’attuazione del coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero.

² Come disposto dall’Allegato 1 della Decisione ACER n. 06/2016 del 17 novembre 2016 (“Decision in the electricity TSO’s proposal for Capacity Calculation Regions”), la CCR “Channel” ricomprende, ad oggi, i confini tra zone d’offerta Olanda/Gran Bretagna e Francia/Gran Bretagna.

Gli appuntamenti

13-17 novembre

POWER WEEK 2017

Singapore

Organizzato da Infocus International Group Pte Ltd

<http://www.power-week.com>

15 novembre

Seminario: Approccio totex nel settore elettrico

Milano, Italia

Organizzato da Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)

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

15 novembre

IV Conferenza CSE (Cyber Security Energia)

Roma, Italia

Organizzato da WEC, UTILITALIA, ENERGIAMEDIA

<http://wec-italia.org>

15 novembre

The Future of Energy Storage

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce Business Media Ltd

<http://www.marketforce.eu.com/>

16 novembre

Energy Efficiency

Atene, Grecia

Organizzato da World Refining Association

<http://ee.wraconferences.com/>

16 novembre

Financing Energy Renovation of buildings in Italy, Croatia and Slovenia

Milano, Italia

Organizzato da Commissione Europea, MISE, ENEA

<https://ec.europa.eu/energy/en/events/financing-energy-efficiency-italy-croatia-and-slovenia>

17 novembre

I piani di emergenza delle imprese distributrici di energia elettrica operatività e sinergie con il territorio

Milano, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://cms.utilitalia.it>

17-19 novembre

International Conference on Smart Grid and Green Energy

Shanghai, Cina

Organizzato da HKISAR

<http://www.csgge2017.net/>

20-21 novembre

Solar & Off-Grid Renewables

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Solar Energy

<http://seasia.solarenergyevents.com/>

20-24 novembre

Genova Smart Week L'energia dell'innovazione

Genova, Italia

Organizzato da Genova Smart City e Comune di Genova

<http://www.genovasmartweek.it>

21 novembre

L'integrazione delle rinnovabili nel settore energetico internazionale e la case history dell'Italia

Milano, Italia

Organizzato da WEC, Ugis e Fast

<http://www.fast.mi.it>

21 novembre

Enermanagement 2017

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

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

21 novembre

WAS Report 2017

Roma, Italia

Organizzato da Althesys

<http://www.althesys.com>

23 novembre

Digital Energy Report: il potenziale dell'energia 2.0

Milano, Italia

Organizzato da Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano

<http://www.energystrategy.it>

27-28 novembre

IX Conferenza nazionale sull'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzato da Amici della Terra

<http://www.amicidellaterra.it>

28-30 novembre

Wind Europe Exhibition and Conference

Amsterdam, Olanda

Organizzato da WindEurope asbl/vzw

<https://windeurope.org>

28-30 novembre

X Forum QualEnergia

Roma, Italia

Organizzato da La Nuova Ecologia, Legambiente

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

28 novembre

Il Fotovoltaico: successi, sfide e innovazione

Roma, Italia

Organizzato da EF Solare

<http://www.aeit.it>

29-30 novembre

Renexpo Interhydro

Salzburg, Austria

Organizzato da REECO Austria

<http://www.renexpo-hydro.eu>

30 novembre-1 dicembre

17^ Conferenza Nazionale sul Mobility Management e la Mobilità Sostenibile

Bari, Italia

Organizzato da Regione Puglia e Euromobility

<http://www.mobydixit.it>

1 dicembre

La sfida per la transizione energetica del futuro

Milano, Italia

Organizzato da World Energy Council

<http://bit.ly/2yNbrom>

5 dicembre

Forum Innovazione e Mobilità Sostenibile 2017

Rovereto (TN), Italia

Organizzato da Bioecogeo

<http://mobilityinnovationforum.it>

6-7 dicembre

Transport innovation for sustainable cities and regions

Bruxelles, Paesi Bassi

Organizzato da POLIS

<https://www.polisnetwork.eu>

11 dicembre

Making Carbon Count: pricing in externalities to drive the Circular Economy

World Biogas Association

Bruxelles, Paesi Bassi

<http://www.worldbiogasassociation.org>

12-15 dicembre

European Fuel Cell Technology & Applications

Napoli, Italia

Organizzato da ENEA e Università di Perugia e Napoli

<http://www.europeanfuelcell.it>

11-12 gennaio

Energy Storage India 2018

New Delhi, India

Organizzato da AES

<http://www.esiexpo.in>

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.