

APPROFONDIMENTI

MOBILITÀ ELETTRICA: UNA SFIDA APERTA

 di *Claudia Checchi, Simone Zagliani, REF-E*

Si rincorrono in questi giorni gli annunci sulla possibilità che diversi paesi europei mettano al bando le auto tradizionali a partire dal 2040: in Francia e Inghilterra il dibattito si è aperto in questi giorni grazie a iniziative governative e la questione potrebbe essere portata presto in Parlamento anche in Italia. L'inasprimento delle norme antinquinamento sulle emissioni di gas serra, conseguente alla necessità di arginare il peggioramento della qualità dell'aria nei centri urbani e di rispondere agli accordi sovranazionali in materia di contenimento dell'innalzamento della temperatura media globale, la forte dipendenza del settore dei trasporti dal petrolio, l'emergere di una coscienza ambientalista nei consumatori, sono tutti fattori che contribuiscono alla recente popolarità dei veicoli elettrici. In questo articolo si affrontano solo alcuni dei elementi di contesto del dibattito, concentrandosi su quelli a nostra avviso di maggior rilievo. Se le potenzialità in termini di emissioni di gas climalteranti e di efficienza energetica delle auto elettriche sono ormai ampiamente note (ne proponiamo nell'articolo una modalità di quantificazione), il punto debole per la diffusione rimane

quello dei costi e delle prestazioni delle batterie. Data l'incertezza su tempi e costi della maturazione tecnologica, rimane impossibile a oggi individuare uno scenario di consenso dell'evoluzione attesa per questa tecnologia. Con il termine di auto elettrica si indicano sia le vetture ibride plug-in sia i veicoli full electric. L'offerta di auto elettriche si è notevolmente ampliata in tempi recenti, comprendendo sia vetture per il mercato di massa sia auto cosiddette premium, ossia appartenenti a una classe più elevata e destinate a consumatori più esigenti. Nei prossimi anni sono attesi nuovi modelli, sempre più competitivi e performanti, frutto degli ingenti investimenti in ricerca da parte dei principali attori del settore automotive. Anche i dati sulla diffusione mostrano aspetti incoraggianti: sebbene la diffusione sia ancora contenuta - la quota di auto elettriche non supera lo 0.1% del parco auto globale, quota che sale all'1.2% in Europa - le immatricolazioni a livello mondiale hanno visto un incremento del 70% nel 2015 rispetto all'anno precedente, arrivando a toccare lo 0.6% sul totale di nuove registrazioni.

continua a pagina 25



RELAZIONE ANNUALE 2016

 E' disponibile sul sito istituzionale del GME www.mercatoelettrico.org la relazione annuale 2016.

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2017

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

 Mobilità elettrica: una sfida aperta
 di *Claudia Checchi, Simone Zagliani,*
REF-E
NOVITA' NORMATIVE
pagina 29
APPUNTAMENTI
pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima registrano un nuovo aumento su base annua (+1,5%) anche se più contenuto rispetto alla fiammata di giugno (+7,5%). Sul lato domanda crescono sia gli acquisti nazionali (+1,1%) che quelli esteri (+28,5%), con questi ultimi ai massimi per il mese (0,56 TWh). Sul lato offerta a fronte di una flessione delle importazioni (-3,7%), crescono le vendite degli impianti di produzione nazionali (+2,5%) tra i quali si distinguono ancora quelli alimentati a gas naturale (+18,7%) e tra le fonti rinnovabili l'eolico (+23,4%) ed il solare (+4,6%). L'accresciuta attività dell'Acquirente Unico e degli operatori in generale sulla piattaforma organizzata da GME fa guadagnare oltre 3 punti percentuali alla liquidità

del mercato che sale a 72,7%. Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) segna un contenuto aumento rispetto a giugno (+3,0%) e si porta a 50,31 €/MWh; più consistente l'aumento rispetto al minimo storico del mese registrato a luglio 2016 (+17,4%). Per quanto riguarda i prezzi di vendita zonali, si allarga ulteriormente lo spread tra la Sicilia (65,00 €/MWh) e le altre zone (oscillate tra i 47 ed i 50 €/MWh). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il prodotto Agosto 2017 baseload chiude in calo il periodo di trading a 47,40 €/MWh.

Prosegue la flessione delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con un turnover ai minimi degli ultimi cinque anni.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), ancora in aumento sia sul mese precedente (+1,45 €/MWh; +3,0%) che su base annua (+7,46 €/MWh; +17,4%), si porta a 50,31 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela significativi incrementi tendenziali sia nelle

ore di picco (+8,90 €/MWh; +18,4%) che nelle ore fuori picco (+6,73 €/MWh; +16,8%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 57,32 e 46,72 €/MWh. In lieve rialzo, rispetto ad un anno fa, il rapporto picco/baseload pari a 1,14 (Grafico 1 e Tabella 1).

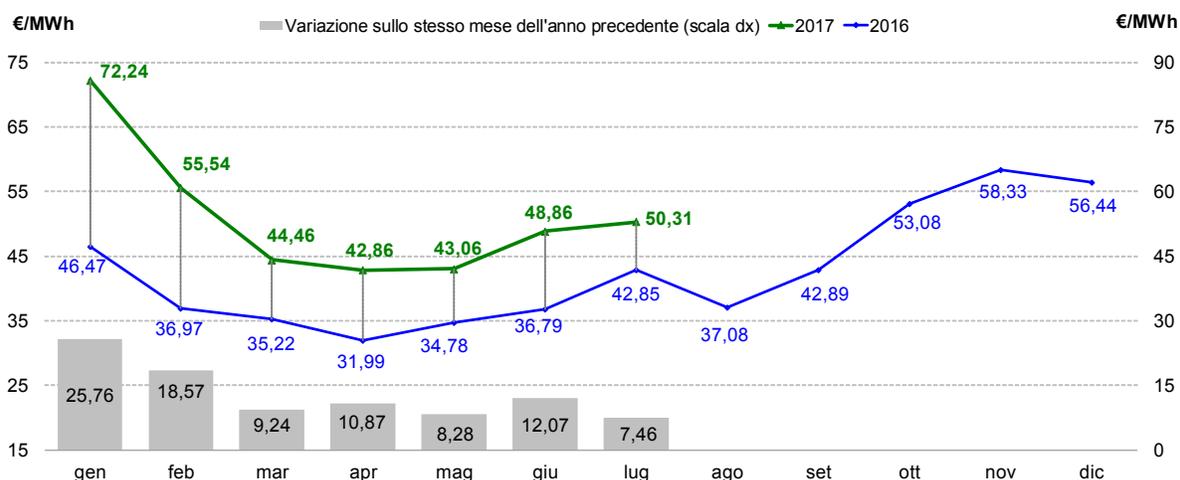
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	50,31	42,85	+7,46	+17,4%	26.931	+6,2%	37.043	+1,5%	72,7%	69,5%
<i>Picco</i>	57,32	48,42	+8,90	+18,4%	32.517	+6,4%	45.003	+2,2%	72,3%	69,4%
<i>Fuori picco</i>	46,72	40,00	+6,73	+16,8%	24.069	+6,1%	32.965	+1,1%	73,0%	69,5%
<i>Minimo orario</i>	25,22	18,53			17.476		24.027		65,0%	63,2%
<i>Massimo orario</i>	92,07	117,21			35.999		49.599		83,7%	75,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

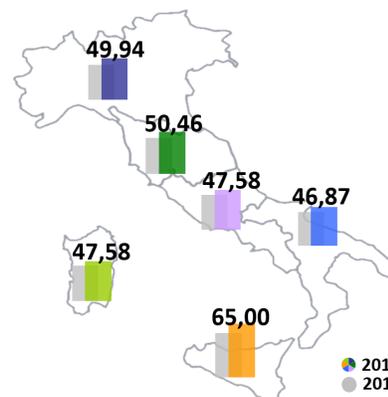
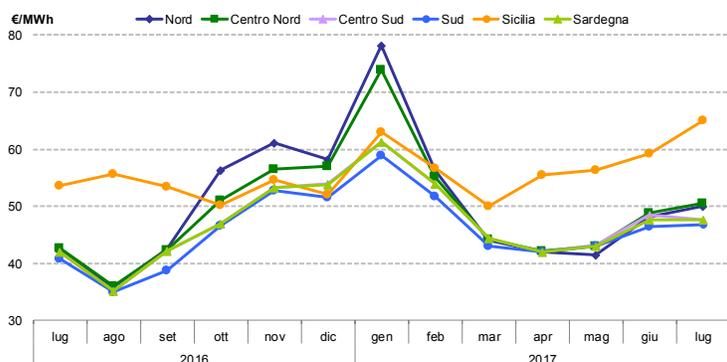


I prezzi di vendita, sostenuti dalla crescita stagionale degli acquisti, esibiscono ovunque rialzi in doppia cifra attestandosi su livelli variati tra i 46,87 €/MWh (+14,8%) del Sud e i 50,46 (+18,4%) del Centro Nord. Più alto il prezzo della Sicilia

che sale a 65,00 €/MWh, massimo da luglio 2015, e porta il differenziale con le zone meridionali ad oltre 18 €/MWh, massimo da inizio anno (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, con un nuovo incremento su base annua (+1,5%), si portano a 27,6 milioni di MWh, ai massimi degli ultimi due anni. Più intensa la crescita degli scambi nella borsa elettrica che salgono a 20,0 milioni di MWh (+6,2%), livello più alto da agosto 2013. I volumi

scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, scendono invece a 7,5 milioni di MWh (-9,2%), minimo storico per il mese di luglio (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, pressoché invariata su giugno, guadagna 3,2 punti percentuali su base annua attestandosi a 72,7% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.036.305	+6,2%	72,7%
Operatori	12.668.447	+11,3%	46,0%
GSE	3.564.524	-3,6%	12,9%
Zone estere	3.803.334	+0,4%	13,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.523.337	-9,2%	27,3%
Zone estere	456.001	-28,2%	1,7%
Zone nazionali	7.067.336	-7,6%	25,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.559.642	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.511.771	+3,4%	
OFFERTA TOTALE	45.071.413	+2,3%	

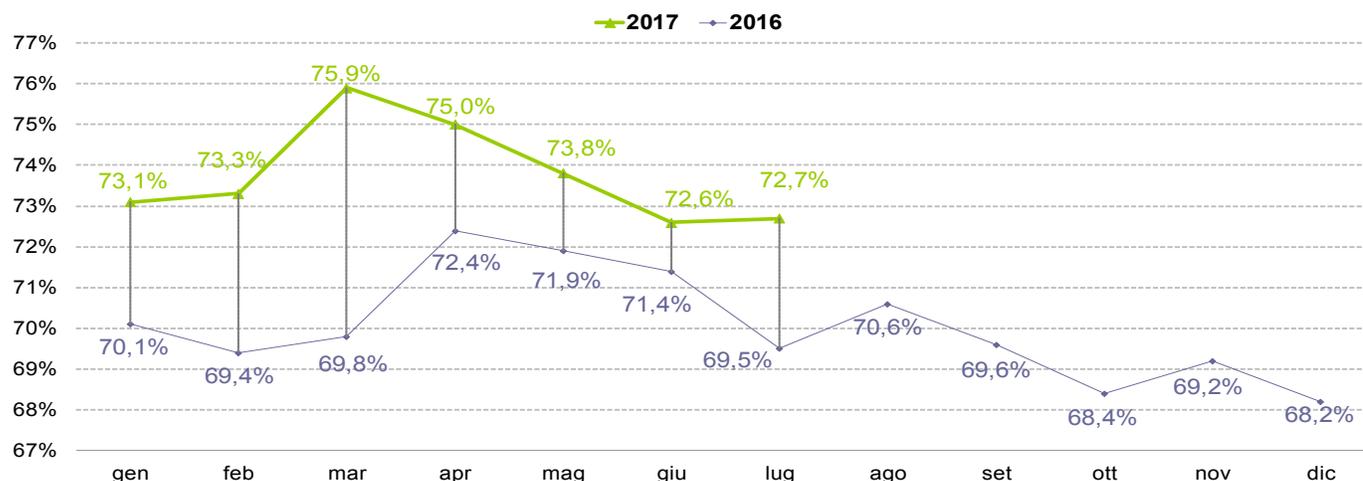
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.036.305	+6,2%	72,7%
Acquirente Unico	4.755.983	+23,2%	17,3%
Altri operatori	10.343.461	+4,6%	37,5%
Pompaggi	3.324	+384,2%	0,0%
Zone estere	557.749	+28,5%	2,0%
Saldo programmi PCE	4.375.788	-6,4%	15,9%
PCE (incluso MTE)	7.523.337	-9,2%	27,3%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	274.068	-81,6%	1,0%
Zone nazionali altri operatori	11.625.057	+1,4%	42,2%
Saldo programmi PCE	-4.375.788	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.559.642	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	225.635	-73,8%	
DOMANDA TOTALE	27.785.278	-0,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali registrano un nuovo incremento (+1,1%) e raggiungono il livello più alto degli ultimi due anni pari a 27,0 milioni di MWh. A livello locale l'incremento ha interessato tutte le zone ad eccezione solo del Sud (-1,0%). In sensibile ripresa anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 558 mila MWh (+28,5%), livello più alto mai registrato per il

mese di luglio (Tabella 4). In aumento anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che si portano a 23,3 milioni di MWh (+2,5%). Diffuso l'aumento a livello locale, in evidenza la Sardegna con un +34,6%; in controtendenza la Sicilia (-25,0%). In calo le importazioni di energia dall'estero che scendono a 4,3 milioni di MWh (-3,7%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.731.388	29.209	+0,8%	11.578.921	15.563	+2,1%	14.867.502	19.983	+1,0%
Centro Nord	2.574.312	3.460	+1,3%	1.667.227	2.241	+1,9%	2.953.730	3.970	+3,0%
Centro Sud	4.773.991	6.417	+10,4%	3.080.943	4.141	+15,4%	4.461.623	5.997	+0,4%
Sud	7.226.253	9.713	+16,2%	4.935.323	6.633	-0,9%	2.247.430	3.021	-1,0%
Sicilia	2.734.747	3.676	-20,3%	988.788	1.329	-25,0%	1.627.603	2.188	+3,3%
Sardegna	1.746.793	2.348	+12,2%	1.049.105	1.410	+34,6%	844.005	1.134	+1,1%
Totale nazionale	40.787.484	54.822	+2,9%	23.300.307	31.318	+2,5%	27.001.893	36.293	+1,1%
Estero	4.283.930	5.758	-3,8%	4.259.335	5.725	-3,7%	557.749	750	+28,5%
Sistema Italia	45.071.413	60.580	+2,3%	27.559.642	37.043	+1,5%	27.559.642	37.043	+1,5%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, pari a 8,8 milioni di MWh, registrano un calo del 4,0% rispetto ad un anno determinato dalla netta flessione della fonte idraulica (-13,0%); crescono invece le vendite da impianti solari (+4,6%) ed eolici (+23,4%). Si conferma, per contro, la crescita delle vendite da impianti a fonte tradizionale (+8,5%), trainate dagli impianti

a gas naturale (+18,7%), mentre si riducono le vendite degli impianti a carbone (-12,7%) e dalle altre fonti termiche (-16,6%) (Tabella 5). Pertanto nell'ultimo anno la quota delle vendite degli impianti a gas guadagna 6,3 punti percentuali e si porta al 46,6%, mentre la quota delle fonti rinnovabili scende al 37,7% (-2,6 p.p.) (Grafico 4).

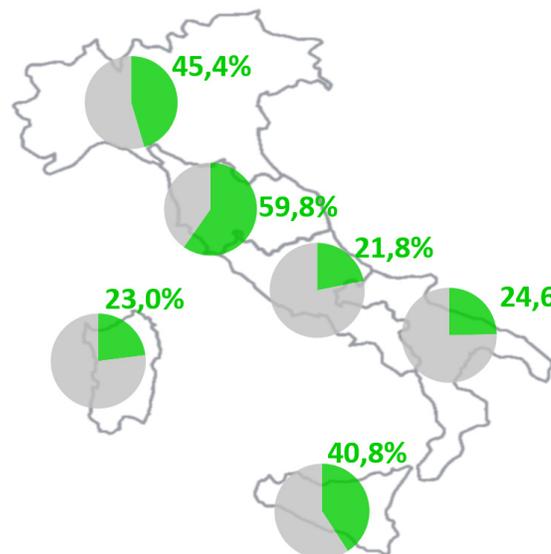
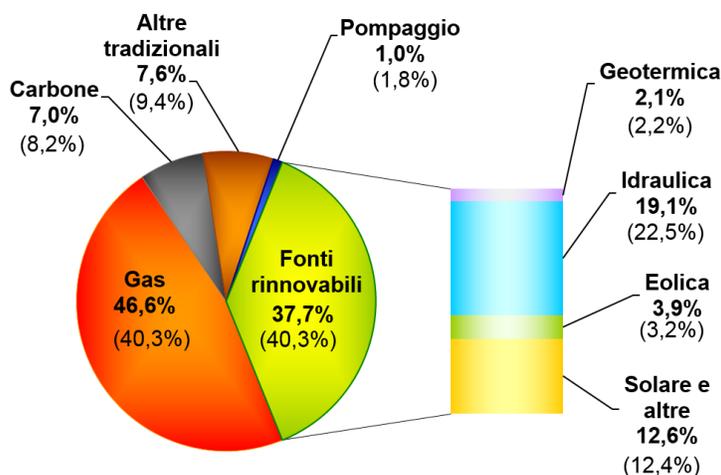
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.198	+17,3%	902	+6,0%	3.219	+22,6%	4.999	-4,2%	787	-35,7%	1.085	+39,9%	19.190	+8,5%
Gas	6.886	+36,4%	846	+8,6%	1.702	+79,5%	3.869	+2,0%	747	-36,5%	559	-0,7%	14.609	+18,7%
Carbone	399	-49,0%	-	-100,0%	1.335	-12,5%	-	-	-	-	458	+138,5%	2.191	-12,7%
Altre	913	-21,1%	56	-9,2%	183	+18,5%	1.130	-20,7%	39	-14,5%	68	+232,2%	2.389	-16,6%
Fonti rinnovabili	7.072	-8,5%	1.339	-0,7%	904	-3,0%	1.634	+10,6%	542	-1,1%	324	+19,9%	11.816	-4,0%
Idraulica	4.775	-14,5%	262	-16,8%	311	-14,6%	444	+3,1%	131	-3,6%	65	+18,4%	5.988	-13,0%
Geotermica	-	-	661	+0,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	661	+0,2%
Eolica	5	+88,4%	11	+31,8%	172	+17,4%	665	+29,3%	226	-2,4%	142	+65,3%	1.220	+23,4%
Solare e altre	2.292	+7,0%	405	+10,9%	421	-0,2%	526	-1,4%	185	+2,6%	117	-9,4%	3.947	+4,6%
Pompaggio	294	-44,1%	-	-	17	-38,5%	-	-	-	-100,0%	1	-52,9%	312	-43,8%
Totale	15.563	+2,1%	2.241	+1,9%	4.141	+15,4%	6.633	-0,9%	1.329	-25,0%	1.410	+34,6%	31.318	+2,5%

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

A luglio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.964 MWh, di cui 2.364 MWh sul confine francese (80% circa del totale), 244 MWh su quello austriaco e 357 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona prevalentemente in import sulla frontiera austriaca e francese (oltre il 98% delle ore), mentre su quella slovena si osserva un flusso in export nel 54,2% delle ore, pari a 374 MWh medi orari (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce

sulla frontiera austriaca e slovena, mentre cresce del 5,2% su quella francese. Il market coupling alloca quasi tutta la capacità disponibile sulla frontiera austriaca, oltre il 93% sulla frontiera francese e solo il 31,9% su quella slovena. Le allocazioni con aste esplicite si riducono sensibilmente sulla frontiera francese ed austriaca, confermandosi nulle sulla frontiera slovena. Su quest'ultima resta inutilizzato quasi il 70% 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	2.457 (1.851)	2.384 (1.800)	98,9% (98,7%)	91,5% (90,6%)	1.005 (1.487)	545 (729)	1,1% (1,3%)	0,1% (-)
Italia - Austria	244 (176)	244 (176)	99,9% (100,0%)	99,5% (100,0%)	95 (172)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	483 (490)	337 (437)	45,8% (88,7%)	15,9% (57,4%)	631 (623)	374 (224)	54,2% (11,3%)	11,0% (1,1%)

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

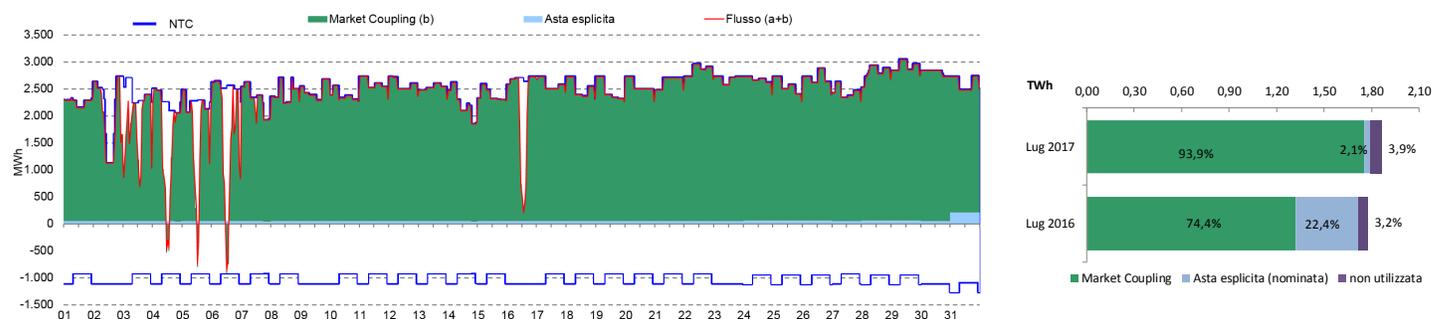


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

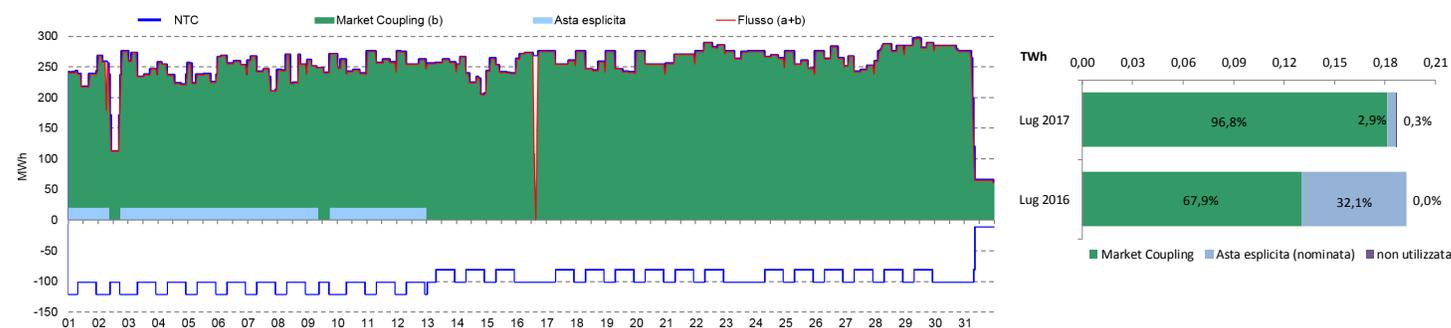
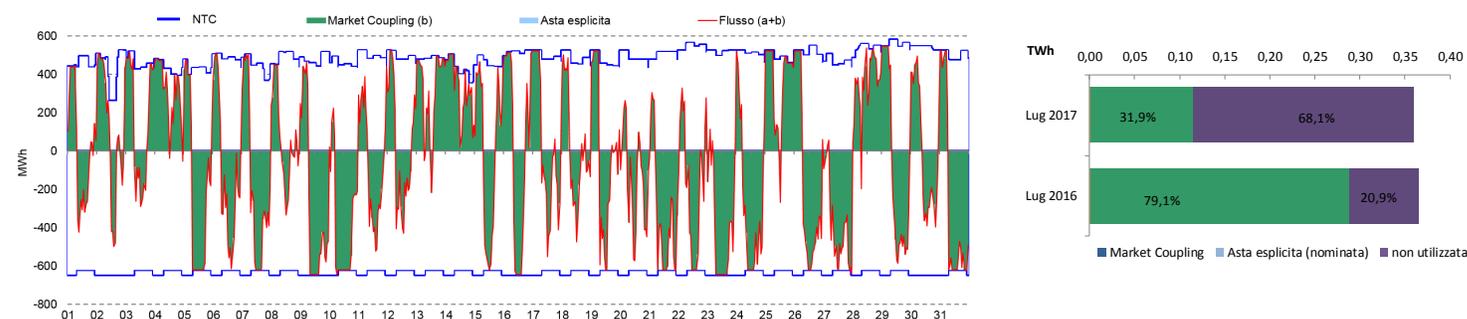


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 48,68 €/MWh, resta pressoché invariato rispetto a giugno, mentre aumenta di quasi 7 €/MWh (+15,8%) rispetto a luglio 2016 (Grafico 9). Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia un prezzo di acquisto su MI più basso di 1,63 €/MWh.

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, in aumento sia sul mese precedente che su base annua (+9,8%), salgono a 2,1 milioni di MWh.

In Figura 1 e Grafico 10 la sintesi degli esiti delle singole sessioni di MI.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

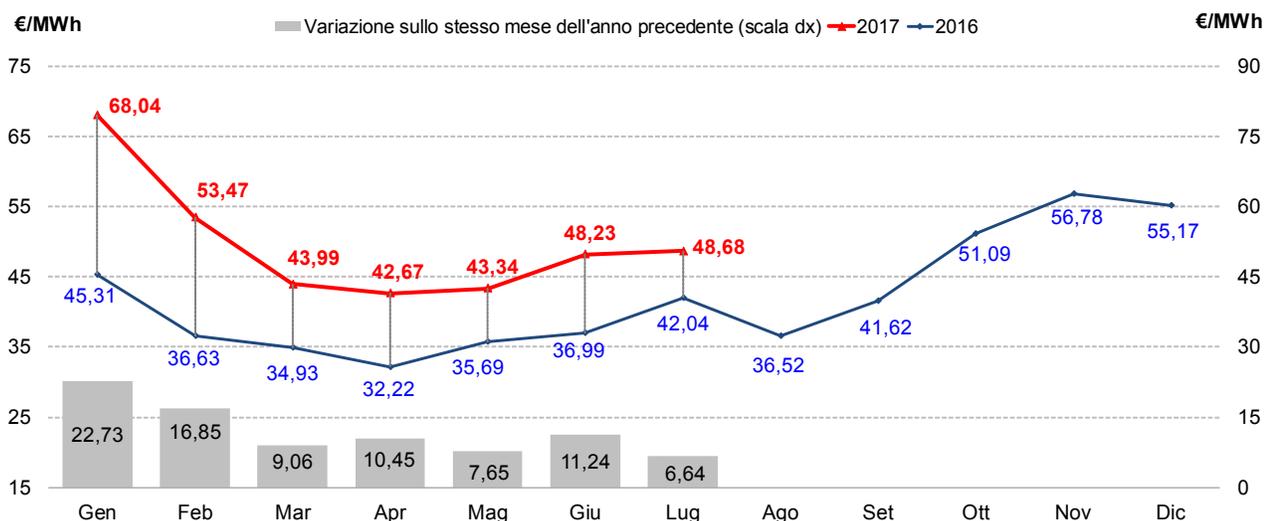
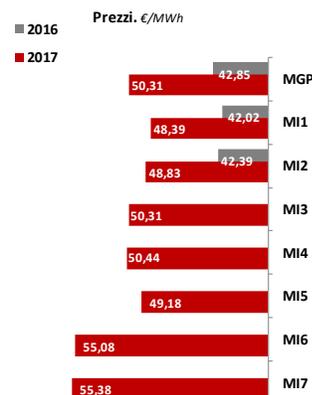


Figura 1: MI, dati di sintesi per sessione

Fonte: GME

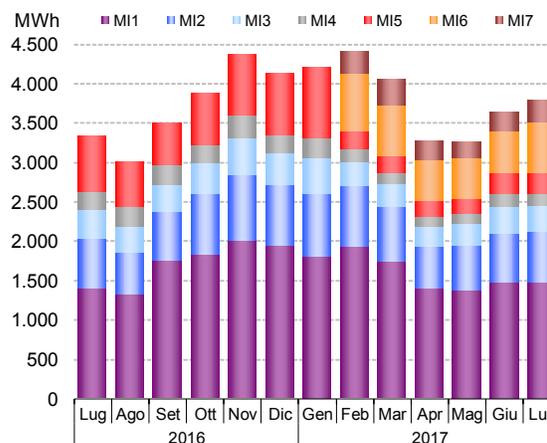
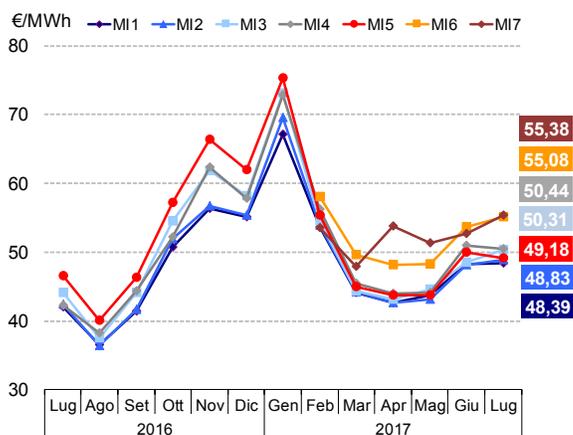
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	50,31	+17,4%	27.559.642	37.043	+1,5%
MI1 (1-24 h)	48,39 (-3,8%)	+15,1%	1.092.692	1.469	+5,2%
MI2 (1-24 h)	48,83 (-2,9%)	+15,2%	484.159	651	+3,0%
MI3 (5-24 h)	50,31 (-1,9%)	-	202.239	326	-
MI4 (9-24 h)	50,44 (-5,0%)	-	77.158	156	-
MI5 (13-24 h)	49,18 (-7,6%)	-	93.705	252	-
MI6 (17-24 h)	55,08 (-1,1%)	-	161.676	652	-
MI7 (21-24 h)	55,38 (-0,8%)	-	35.772	288	-



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

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

Fonte: GME



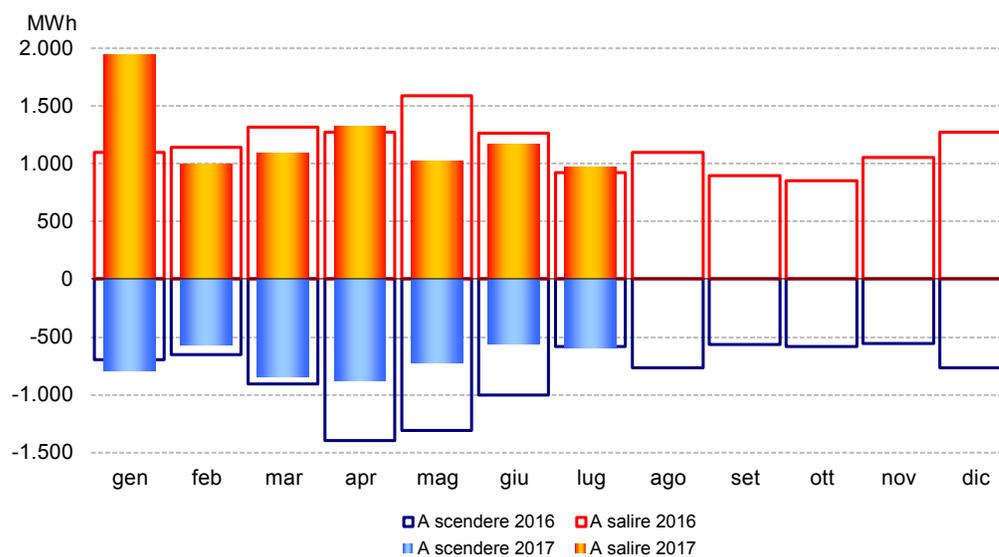
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A luglio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in aumento del 5,1% su base annua, si portano a quota 724 mila MWh. In crescita anche

le vendite di Terna sul mercato a scendere che si attestano a 451 mila MWh (+4,3%) (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

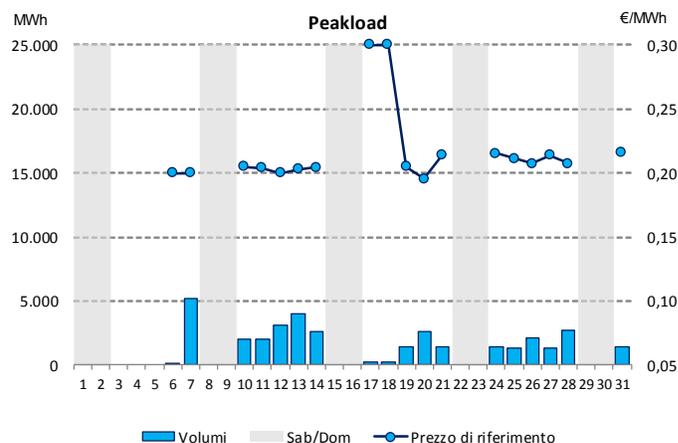
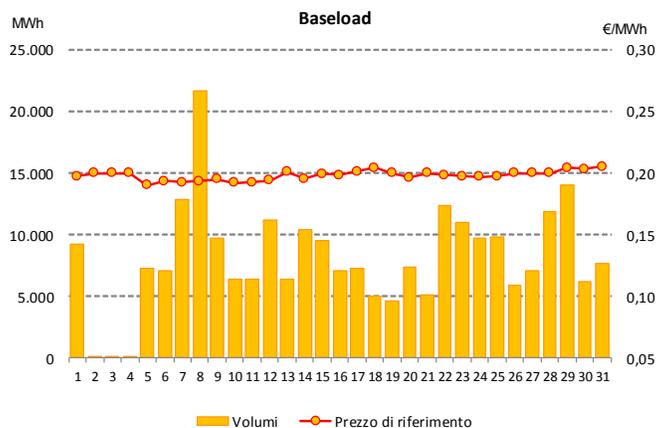
A luglio nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 239 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 173 con profilo baseload e 66 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload, poco volatile nei 31 giorni di flusso del mese, si attesta a 0,20 €/MWh. Leggermente più volatile il

prezzo medio dei prodotti con profilo peakload, nei 18 giorni di flusso con scambi (sui 21 del mese), che si attesta a 0,22 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, in crescita sul mese precedente, salgono a 286 mila MWh, di cui 251 mila MWh riferiti a prodotti con profilo baseload e solo 35 mila MWh a prodotti con profilo peakload (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	173	31/31	0,20	0,19	0,32	250.728	8.088
Peakload	66	18/21	0,22	0,19	0,31	35.328	1.963
Totale	239					286.056	



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 5 negoziazioni tutte per prodotti baseload per complessivi 85.584 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 732 mila MWh, in aumento dell'1,3% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziati a luglio sono risultati in lieve aumento rispetto alla quotazione di fine

giugno ad eccezione di Agosto 2017 (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Agosto 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 47,40 €/MWh sul baseload e 48,82 €/MWh sul peakload, entrambi in calo rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 101 e 5 MW, per complessivi 77 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Agosto 2017	47,40	-2,8%	2	6	-	6	0,0%	101	75.144
Settembre 2017	48,14	+0,0%	-	-	-	-	-	89	64.080
Ottobre 2017	49,15	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2017	49,15	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	49,15	+0,0%	-	-	-	-	-	87	192.183
I Trimestre 2018	48,20	+0,0%	-	-	-	-	-	3	6.477
II Trimestre 2018	39,20	+0,0%	-	-	-	-	-	3	6.552
III Trimestre 2018	44,40	+0,2%	1	5	-	5	-	5	11.040
Anno 2018	44,40	+0,9%	2	8	-	8	-42,9%	51	446.760
Totale			5	19	-	19			727.092

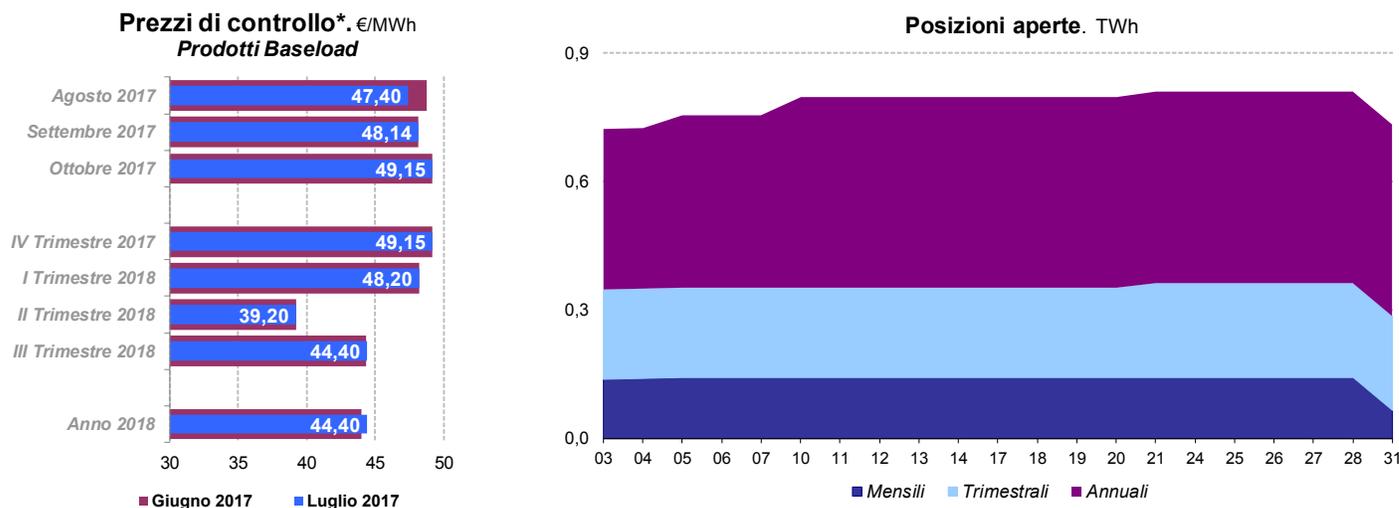
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Agosto 2017	48,82	-2,8%	-	-	-	-	-	5	1.380
Settembre 2017	54,08	+0,0%	-	-	-	-	-	5	1.260
Ottobre 2017	57,16	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2017	58,16	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	57,23	+0,0%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	54,94	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2018	41,84	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	48,42	+0,2%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	50,23	+0,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			5.160
TOTALE			5	19	-	19			732.252

* 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 luglio 2017 flettono del 12,6% rispetto ad un anno fa attestandosi a 27,9 milioni di MWh. Ancora in calo sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 75 mila MWh (-81,4%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 27,6 milioni di MWh (-12,7%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano, invece, a 286 mila MWh e rappresentano l'1% del totale registrato (Tabella 8).

In calo anche posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE che si porta a 15,9 milioni di MWh

(-1,4%). Ancora in flessione anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che cede 0,23 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,76, ai minimi degli ultimi cinque anni (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,5 milioni di MWh, tornano a ridursi su base annua (-9,2%), mentre segnano una ripresa tendenziale i relativi sbilanciamenti a programma che salgono a 8,4 milioni di MWh (+6,8%). Prosegue, invece, la riduzione, ininterrotta da gennaio 2015, per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,9 milioni di MWh (-8,2%) con i relativi sbilanciamenti a programma saliti a 4,0 milioni di MWh (+26,4%).

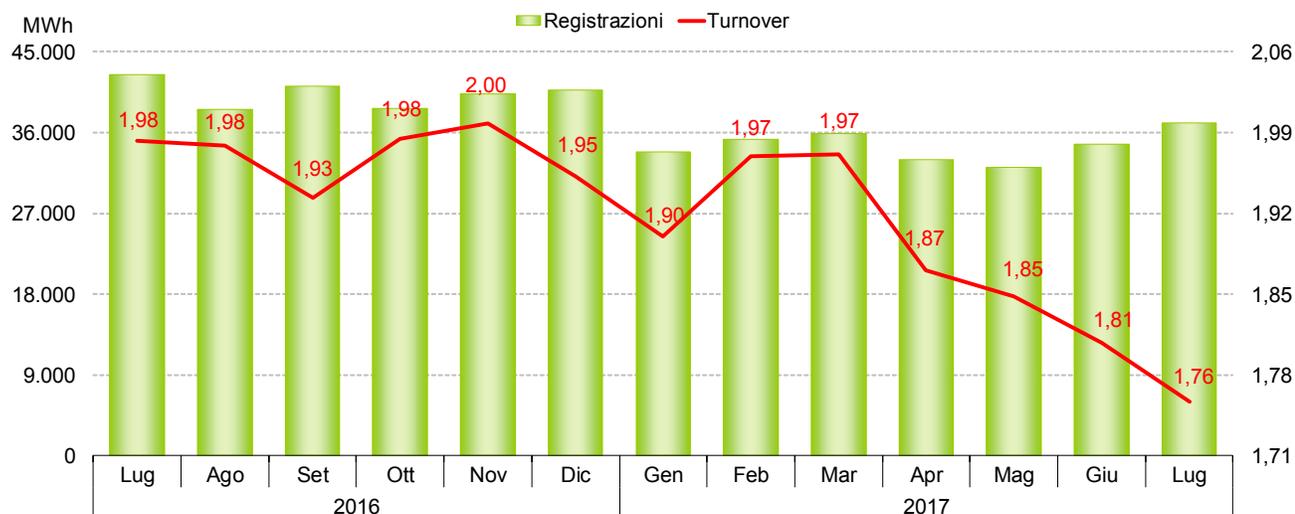
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.755.840	- 20,1%	24,2%	Richiesti	9.693.711	-3,9%	100,0%	12.046.989	-7,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	109.224	- 76,5%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.399.674	+6,5%	45,4%	13.536	-	0,1%
<i>Peak</i>	64.944	- 87,7%	0,2%	Rifiutati	2.170.374	+20,2%	22,4%	147.864	-	1,2%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.168.053	+20,6%	22,4%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.930.008	- 26,7%	24,8%							
Totale Non standard	20.633.364	- 6,7%	73,9%	Registrati	7.523.337	-9,2%	77,6%	11.899.125	-8,2%	98,8%
PCE bilaterali	27.563.372	- 12,7%	98,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.231.622	-4,3%	23,0%	13.536	-	0,1%
MTE	74.916	- 81,4%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	8.370.752	+6,8%		3.994.964	+26,4%	
MPEG	286.056	-	1,0%	Saldo programmi	-	-		4.375.788	-6,4%	
TOTALE PCE	27.924.344	- 12,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.894.089	- 1,4%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia segnano il quarto importante aumento su base annua (+9,2%) attestandosi ai massimi dal 2013 nello stesso mese. A trainare la crescita i consumi del settore industriale (+15,4%), che si portano sui livelli record dal 2008 per il mese di luglio, e quelli del settore termoelettrico (+9,0%), favoriti dall'incremento della domanda elettrica e dalla flessione della produzione rinnovabile. Più contenuto l'aumento dei consumi del settore civile (+3,2%). Sul lato offerta si confermano in aumento le importazioni di gas

naturale (+3,8%), ad eccezione di quelle provenienti dal Nord Africa; ancora in calo la produzione nazionale (-4,5%). Le iniezioni nei sistemi di stoccaggio si riducono dell'8,8% su base annua, ma la giacenza di gas naturale a fine mese resta pressoché invariata rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 7,4% della domanda complessiva di gas naturale (3,5 milioni di MWh), di cui oltre la metà nel Mercato Infragiornaliero ad un prezzo medio di 17,47 €/MWh, in linea con la quotazione al PSV (17,74 €/MWh).

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia segnano, per il quarto mese consecutivo, una sensibile crescita tendenziale e si portano a 4.524 milioni di mc (+9,2%), livello massimo per lo stesso mese degli ultimi cinque anni. In consistente rialzo i consumi del settore industriale che raggiungono il massimo dal 2008 per il mese di luglio pari a 1.204 milioni di mc (+15,4%). Buona anche la performance dei consumi del settore termoelettrico che, in corrispondenza di una maggiore domanda di energia elettrica sostenuta dalle alte temperature e della ridotta produzione idroelettrica (-13,0%), si portano a 2.191 milioni di mc (+9,0%). In crescita, infine, i consumi del settore civile saliti a 986 milioni di mc (+3,2%). In aumento le esportazioni pari a 143 milioni di mc (+5,2%). Sul lato offerta le importazioni di gas naturale raggiungono livelli record per il mese di luglio e si portano a 5.974 milioni

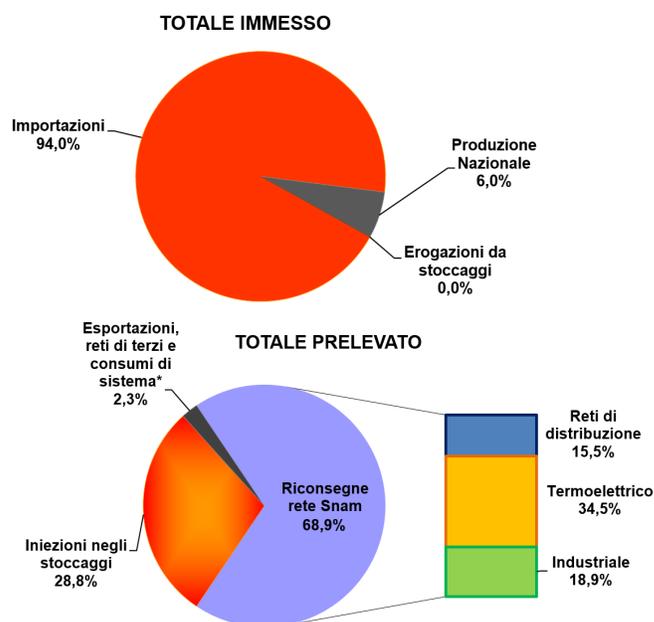
di mc (+3,8% su base annua), mentre si conferma in calo la produzione nazionale (384 milioni di mc; -4,5%). Tra i punti di entrata si confermano in decisa flessione le importazioni di gas dall'Algeria a Mazara (1.166 mln mc; -34,3%); modesto invece il calo di quelli libici a Gela (390 mln mc; -1,1%). In sensibile crescita invece le importazioni del gas russo da Tarvisio (+22,5%), che sale a 2.328 mln mc, e dal Nord Europa a Passo Gries pari a 1.112 mln mc (+27,1%). Per quanto riguarda i terminali GNL, impegnati nel servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, anche questo mese crescono le importazioni da Cavarzere (677 mln di mc; +27,0%) e quelle da Panigaglia (124 mln di mc; +50,5%); si riducono invece a Livorno (176 mln di mc; -8,8%). Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.834 mln di mc, in calo dell'8,8% rispetto allo scorso anno.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.974	63,2	+3,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.166	12,3	-34,3%
Tarvisio	2.328	24,6	+22,5%
Passo Gries	1.112	11,8	+27,1%
Gela	390	4,1	-1,1%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	124	1,3	+50,5%
Cavarzere (GNL)	677	7,2	+27,0%
Livorno (GNL)	176	1,9	-8,8%
Produzione Nazionale	384	4,1	-4,5%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.358	67,3	+3,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.204	12,7	+15,4%
Termoelettrico	2.191	23,2	+9,0%
Reti di distribuzione	986	10,4	+3,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	143	1,5	+5,2%
TOTALE CONSUMATO	4.523,9	47,9	+9,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.834	19	-8,8%
TOTALE PRELEVATO	6.358	67,3	+3,3%

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



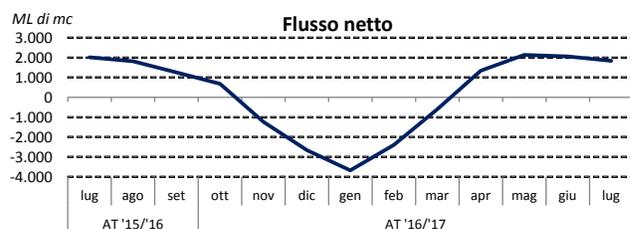
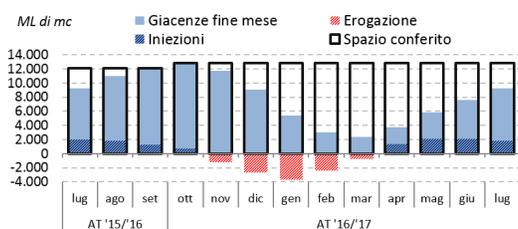
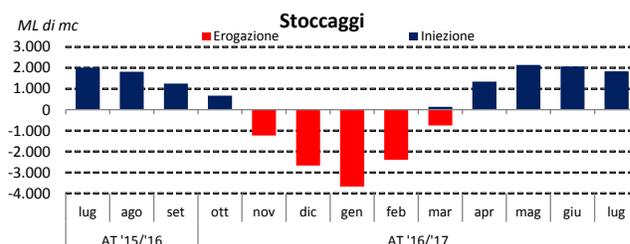
Nell'ultimo giorno del mese di luglio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 9.290 milioni di mc, in lieve aumento rispetto al 31 luglio del 2016

(+0,4%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 72,6%, in flessione di 4 punti percentuali rispetto ad un anno fa.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Mi di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2017)	9.290	+0,4%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.834	-8,8%
Flusso netto	1.834	-8,8%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	72,6%	-4,0 p.p.



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in lieve calo rispetto al mese precedente (-0,36 €/MWh;

-2,0%), si attesta a 17,74 €/MWh, segnando tuttavia l'ottavo incremento tendenziale consecutivo (+1,60 €/MWh; +9,9%).

I MERCATI GESTITI DAL GME

A luglio nel nuovo Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh, pari al 7,4% della domanda complessiva di gas naturale. Oltre la metà dei volumi è stato scambiato nel Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) con 1,9 milioni di MWh (15 mila MWh a luglio 2016)

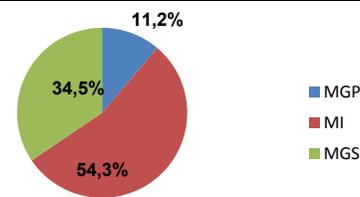
seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio (MGS) con 1,2 milioni di MWh; più contenuti i volumi del Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 395 mila MWh. I prezzi sono oscillati tra 17,47 €/MWh di MI-gas e 17,95 €/MWh di MGS, pressoché conformi alla quotazione al PSV.

Figura 3: MP-GAS: prezzi e volumi*

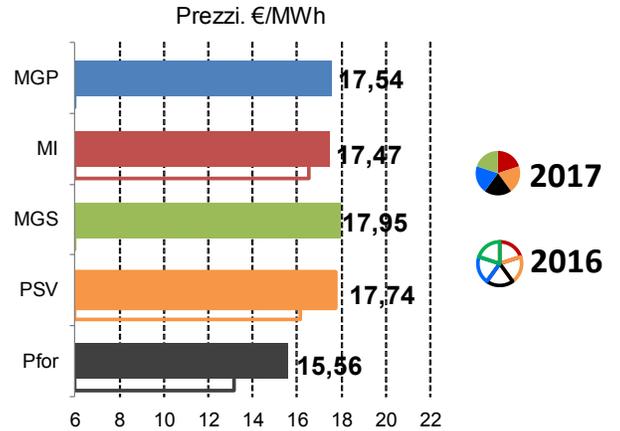
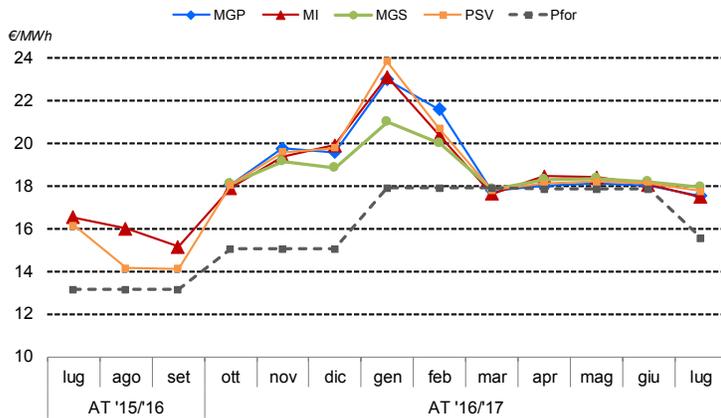
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi €/MWh			Volumi MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	17,54	(-)	15,50	18,55	394.951 (-)
MI	17,47	(16,52)	14,50	18,80	1.913.000 (14.800)
MGS	17,95	(-)	17,46	18,65	1.213.772 (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



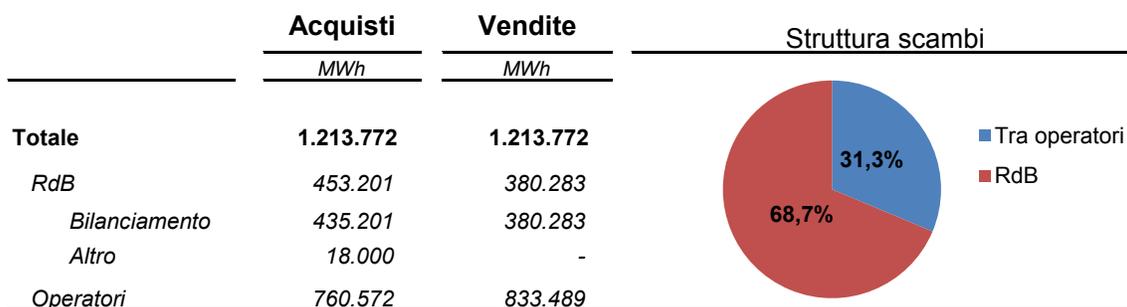
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} un indice

Nel MGS i volumi scambiati tra operatori (380 mila MWh) hanno rappresentato il 31,3% del totale scambiato, mentre l'attività di SRG, finalizzata prevalentemente al bilanciamento,

è stata pari a 453 mila MWh sul lato acquisti e 380 mila MWh sul lato vendite.

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

Fonte: dati GME



A luglio nel Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) non si registrano negoziazioni e non risulta alcuna posizione aperta a fine mese. Il prodotto M-2017-08 chiude il periodo di trading

con un prezzo di controllo pari a 17,73 €/MWh, stabile su base mensile così come i prezzi di controllo dei principali 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			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2017-07	-	-	17,23	-4,5%	-	-	-	-	-	-	120	240
BoM-2017-08	-	-	17,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-08	-	-	17,73	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-09	-	-	17,82	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-10	-	-	17,91	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-11	-	-	18,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-04	-	-	18,02	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	-	-	18,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-02	-	-	17,87	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	18,06	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2017/2018	-	-	18,44	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	17,96	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	18,41	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-			-		-	-

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio i prezzi del greggio e degli altri combustibili evidenziano chiari segnali rialzisti sia nella contrattazione spot che a termine invertendo la tendenza osservata nei mesi precedenti. In flessione invece le quotazioni del gas naturale nei principali hub europei con il PSV che scende a 17,74 €/

MWh e riduce il differenziale con il TTF a meno di 3 €/MWh. In tale quadro si osserva un diffuso aumento sia congiunturale che tendenziale dei prezzi spot dell'energia elettrica, ad eccezione della borsa spagnola; pressoché stabili le prospettive a medio termine.

A luglio il prezzo del greggio torna in rialzo rispetto al livello minimo registrato il mese precedente (+6%) e si attesta a 48 \$/bbl, in aumento anche su base annua (+8%). Dinamiche simili anche per le quotazioni degli altri combustibili con il gasolio a quota 440 \$/MT e l'olio combustibile a 283 \$/MT, ambedue in evidente aumento congiunturale, dai livelli molto bassi di giugno, e tendenziale. I prezzi a termine, ovunque in ripresa, invertono il trend dei mesi precedenti collocandosi su livelli più alti rispetto alle relative quotazioni spot.

Si conferma in crescita congiunturale e, ormai da circa un anno,

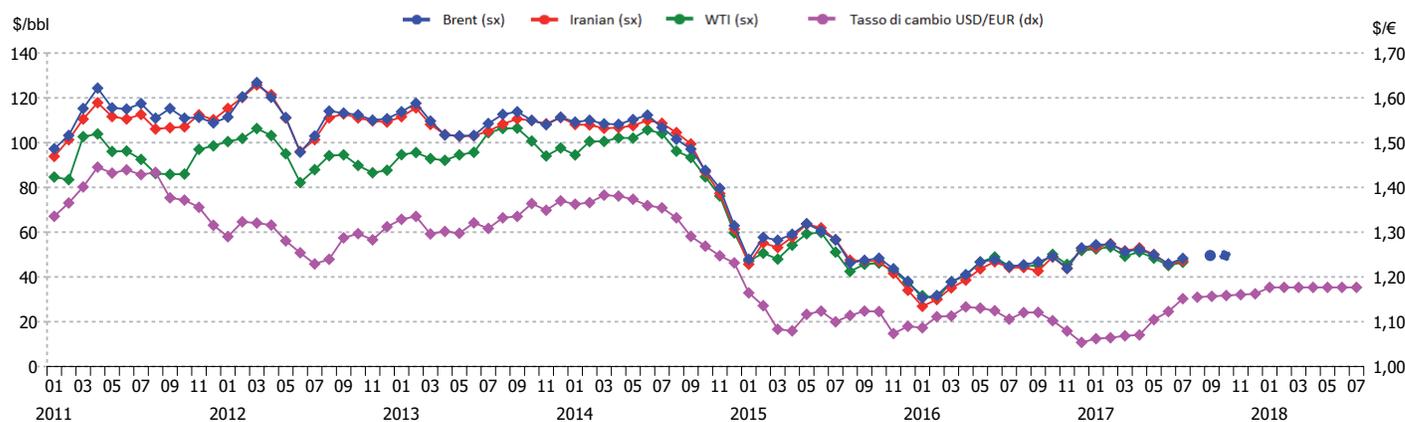
anche tendenziale il prezzo a pronti del carbone che sale a 83 \$/MT, ai massimi degli ultimi sei mesi. In rialzo rispetto a giugno le quotazioni a termine che superano per la prima volta gli 80 \$/MT per i prodotti mensili (+5/+6%) e raggiungono i 73 \$/MT per l'annuale 2018 (+6%).

Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche mostrano un generale indebolimento sia nel confronto congiunturale che tendenziale, in corrispondenza di un tasso di cambio in aumento sia sul mese precedente che su base annua (1,15 \$/€; +3%, +4%).

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

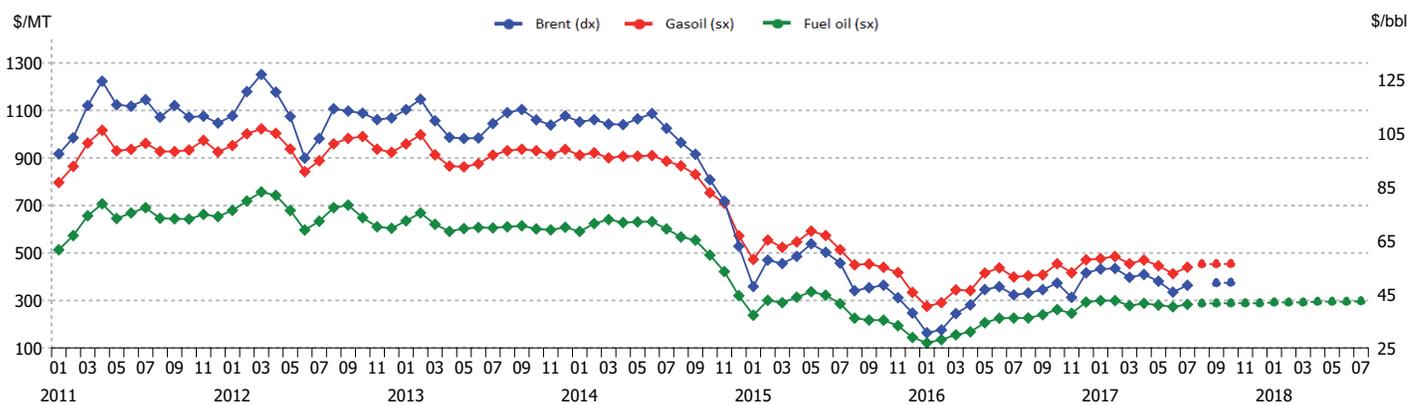
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Lug 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 17	Var M-1 (%)	Set 17	Var M-1 (%)	Ott 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	48,33	+ 6 %	+ 8 %	-	-	-	49,15	+ 3 %	49,35	-	-	-
	€/bbl	41,98	+ 3 %	+ 4 %	-	-	-	42,49	-	42,60	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	283,38	+ 4 %	+ 26 %	289,99	287,06	+ 2 %	288,10	+ 3 %	288,33	-	295,30	+ 5 %
	€/MT	246,10	+ 1 %	+ 21 %	-	248,56	-	249,07	-	248,85	-	250,95	-
GASOLIO	\$/MT	439,97	+ 7 %	+ 10 %	436,50	452,94	+ 6 %	453,29	+ 6 %	453,98	-	-	-
	€/MT	382,09	+ 4 %	+ 6 %	-	392,19	-	391,87	-	391,81	-	-	-
CARBONE	\$/MT	83,39	+ 6 %	+ 46 %	80,15	82,24	+ 6 %	81,21	+ 5 %	80,55	-	72,61	+ 6 %
	€/MT	72,42	+ 4 %	+ 40 %	-	71,21	-	70,21	-	69,52	-	61,70	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,15	+ 3 %	+ 4 %	-	1,15	+ 2 %	1,16	+ 2 %	1,16	-	1,18	+ 3 %

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



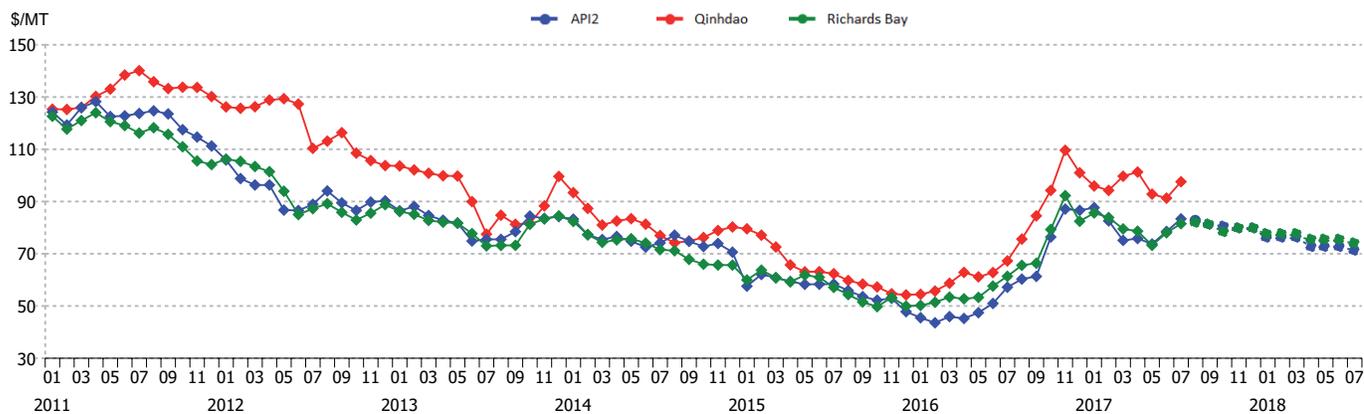
Fonte: Thomson-Reuters

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

Le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas mostrano andamenti discordanti: in ripresa quelle sull'hub inglese NBP (+3%) che si confermano comunque le più basse (14 €/MWh); in calo le quotazioni al PSV che restano, invece, le più alte (17,74 €/MWh) e riducono a 2,65 €/MWh

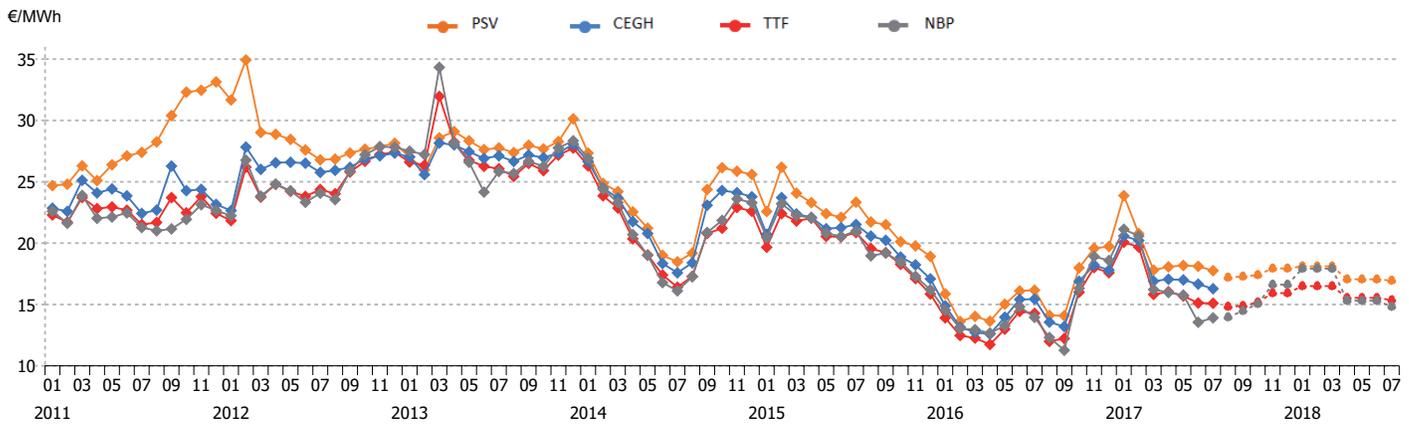
il differenziale di prezzo con il TTF olandese (15,10 €/MWh) che rimane stabile su giugno. Le aspettative di medio termine mostrano generali segnali ribassisti, con quotazioni crescenti all'aumentare della scadenza, ma su livelli ovunque nettamente inferiori ai 18 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Lug 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 17	Var M-1 (%)	Set 17	Var M-1 (%)	Ott 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)

PSV	IT	17,74	- 2 %	+ 10 %	18,00	17,20	- 2 %	17,29	- 3 %	17,41	-	17,55	- 0 %
TTF	NL	15,10	- 0 %	+ 6 %	14,85	14,82	- 1 %	14,89	- 2 %	15,17	-	15,93	- 0 %
CEGH	AT	16,29	- 2 %	+ 5 %	16,55	16,09	-	16,07	-	16,31	-	16,70	-
NBP	UK	13,91	+ 3 %	- 0 %	13,95	13,96	- 3 %	14,48	- 3 %	15,06	-	16,39	-



In un contesto di dinamiche congiunturali rialziste del costo dei combustibili e ribassiste delle quotazioni del gas naturale, si osserva una diffusa ripresa congiunturale dei prezzi nelle diverse borse elettriche europee compresi tra i 26,37 €/MWh dell'area scandinava (+7%) ed i 50,31 €/MWh (+3%) dell'Italia

che, dopo tre mesi, scavalca la quotazione spagnola unica in ribasso su giugno (48,63 €/MWh, -3%). Su base annuale, invece, i prezzi permangono in deciso rialzo su tutte le borse (+4/+23%). Poco mosse le quotazioni a termine in quasi tutte le borse.

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	Lug 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 17	Var M-1 (%)	Set 17	Var M-1 (%)	Ott 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	50,31	+ 3 %	+ 17 %	-	47,53	- 1 %	48,19	+ 0 %	49,15	-	44,30	+ 1 %
FRANCIA	34,64	+ 6 %	+ 15 %	34,35	32,39	+ 0 %	36,05	- 1 %	40,74	-	-	-
GERMANIA	33,01	+ 10 %	+ 21 %	33,09	32,31	+ 2 %	34,04	+ 2 %	34,99	-	31,46	-
AREA SCANDINAVA	26,37	+ 7 %	+ 4 %	23,40	26,72	-	28,62	-	28,40	-	25,58	-
SPAGNA	48,63	- 3 %	+ 20 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	33,50	+ 11 %	+ 23 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	34,26	+ 7 %	+ 22 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

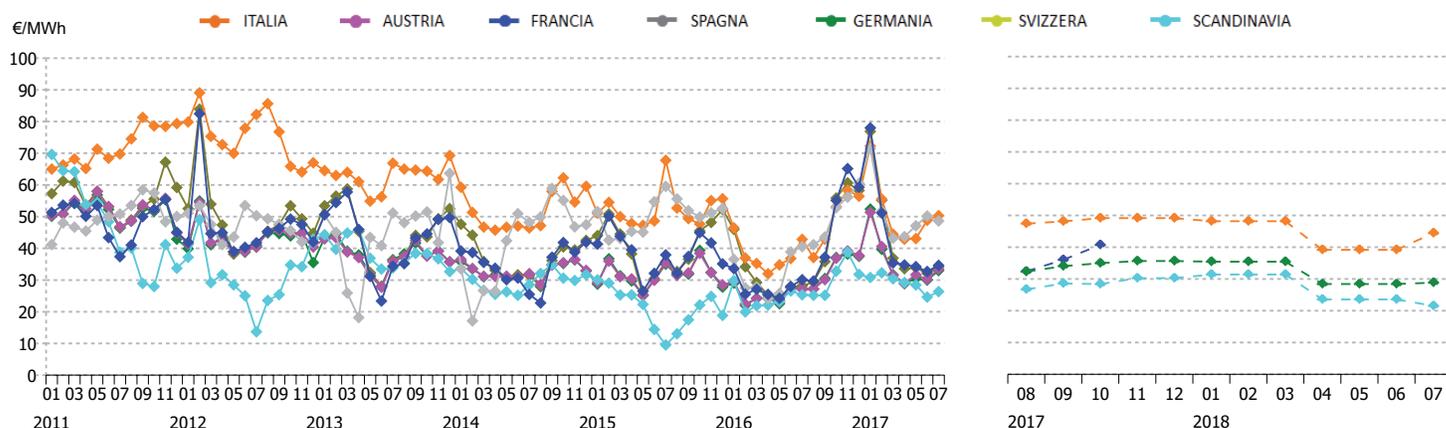
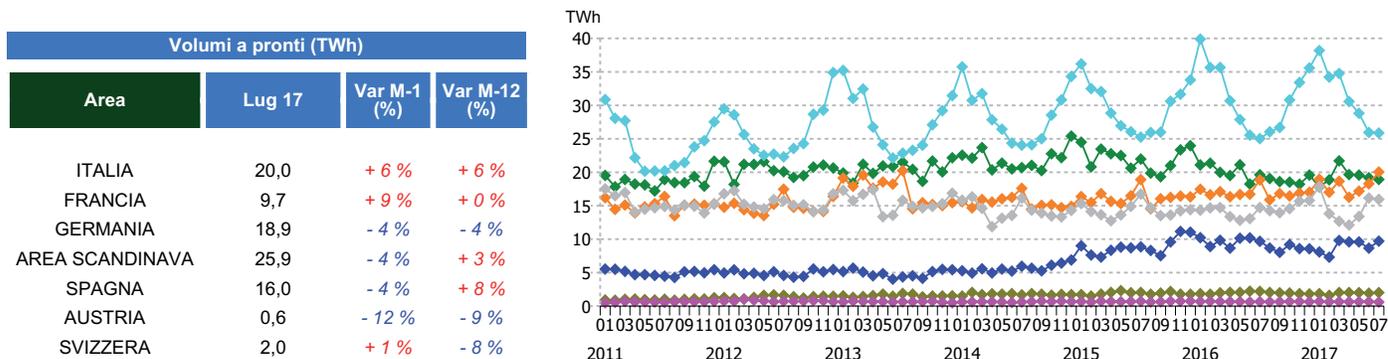


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Relativamente ai volumi contrattati sulle principali borse europee spot, si segnala il deciso aumento congiunturale dei volumi scambiati nella borsa italiana (20,0 TWh; +6%); pressoché invariati gli scambi su Epex che resta comunque

la piattaforma più liquida (30,7 TWh; -0,3%). In calo invece gli scambi su tutte le altre borse, in evidenza quella austriaca in ribasso del 12% (0,6 TWh).

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2017 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 693.681 TEE, in aumento rispetto ai 499.080 TEE scambiati a giugno.

Dei 693.681 TEE sono stati scambiati 138.216 TEE di Tipo I, 278.986 TEE di Tipo II, 186.464 TEE di Tipo II CAR, 90.015 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 278,43 € (238,38 € a giugno), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 281,96 € (230,36 € a giugno) e i Tipo II-CAR a 286,58 € (237,90 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 287,99 € (rispetto

a 231,28 € di giugno). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi risulta del 16,80 %, per i TEE di Tipo I, del 22,40 % per i TEE di Tipo II, del 20,46 % per i TEE di Tipo II-CAR, e del 24,52 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.067.119 TEE (1.146.047 di Tipo I, 2.365.461 di Tipo II, 879.784 di Tipo II CAR, 675.532 di Tipo III, 295 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 49.032.988 TEE.

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

TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	138.216	38.483.891,64	250,00	300,00	278,43
<i>Tipo II</i>	278.986	78.661.997,89	240,00	300,00	281,96
<i>Tipo II-CAR</i>	186.464	53.436.855,73	259,95	299,90	286,58
<i>Tipo III</i>	90.015	25.923.064,97	240,00	299,49	287,99
Totale	693.681	196.505.810,23	240,00	300,00	283,28

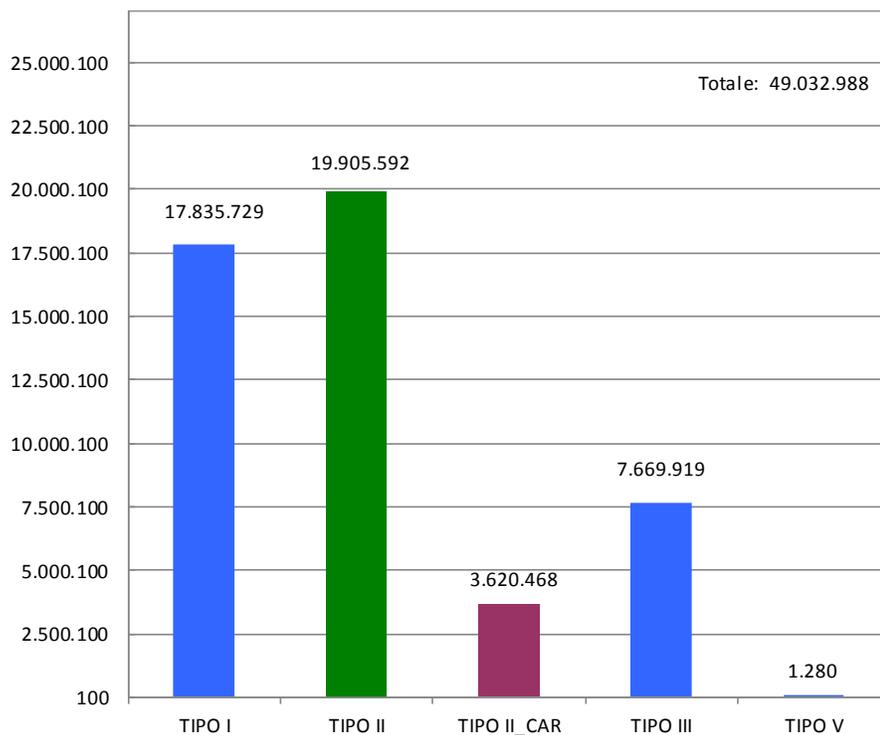
TEE, risultati del mercato del GME - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.161.186	271.155.935,54	150,00	300,00	233,52
<i>Tipo II</i>	1.814.109	420.452.077,19	152,00	300,00	231,77
<i>Tipo II-CAR</i>	372.869	94.993.215,70	189,00	299,90	254,76
<i>Tipo III</i>	652.463	148.713.493,76	145,00	299,49	227,93
Totale	4.000.627	935.314.722,19	145,00	300,00	233,79

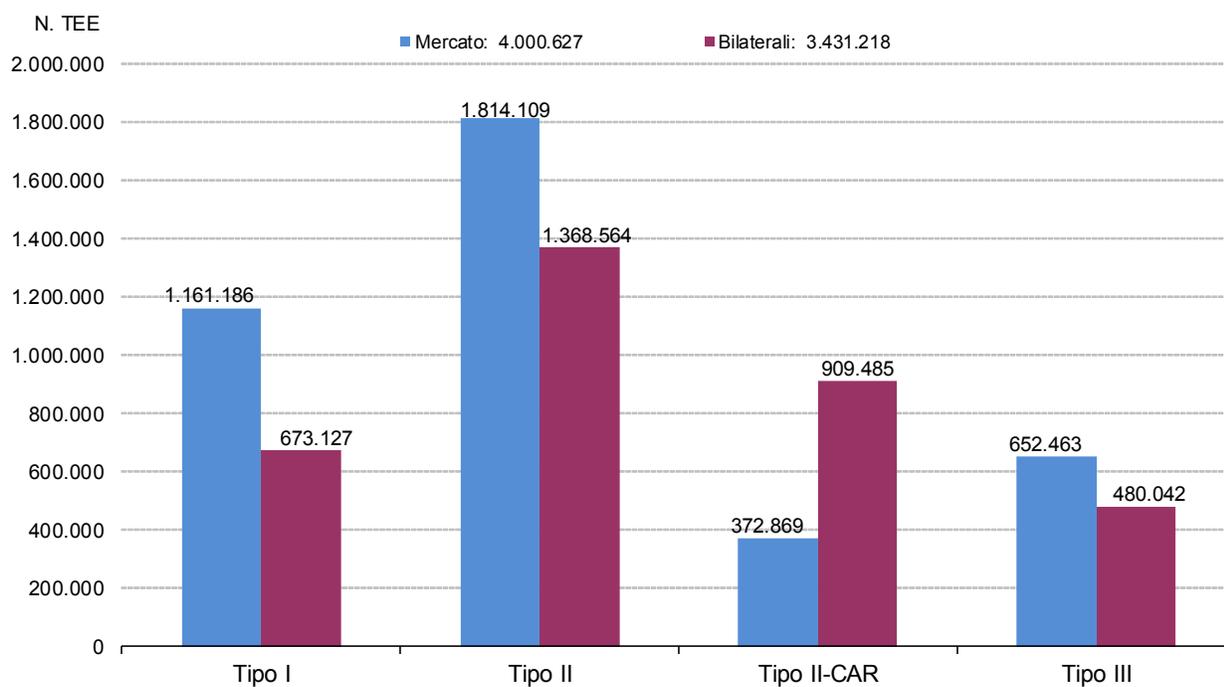
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine luglio 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



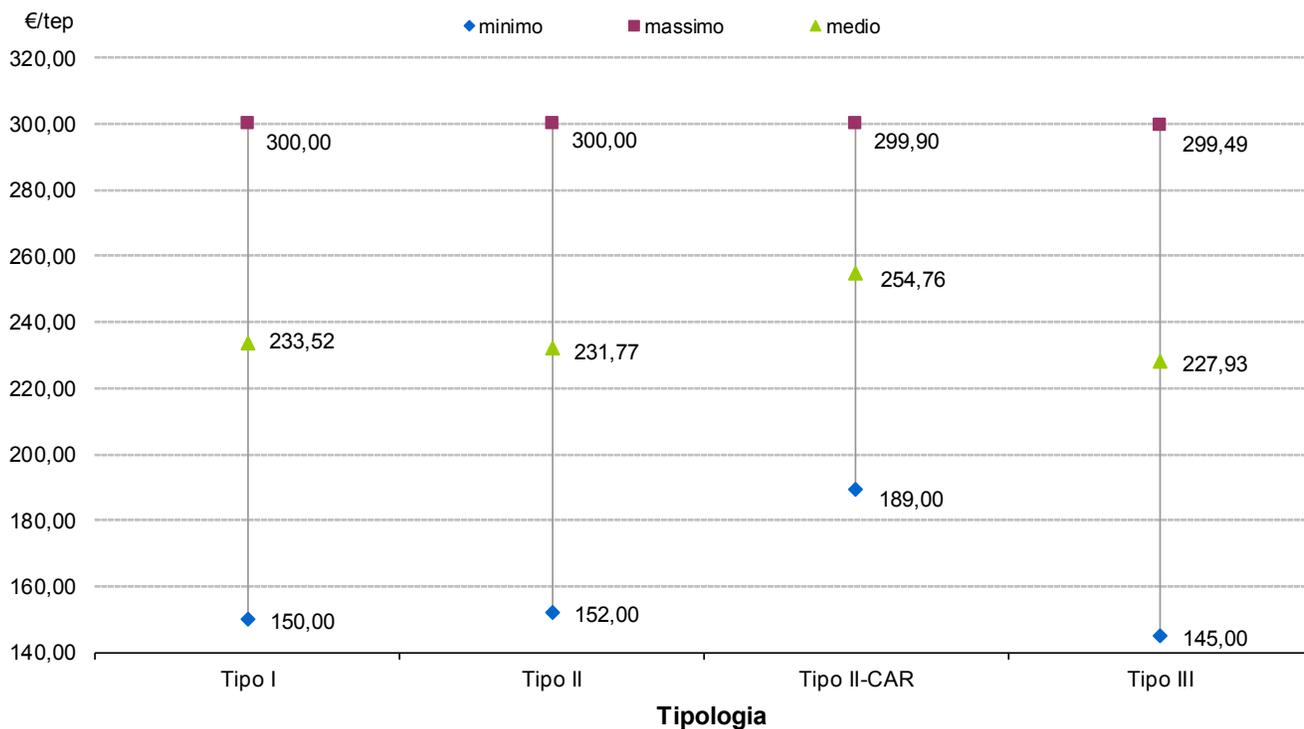
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



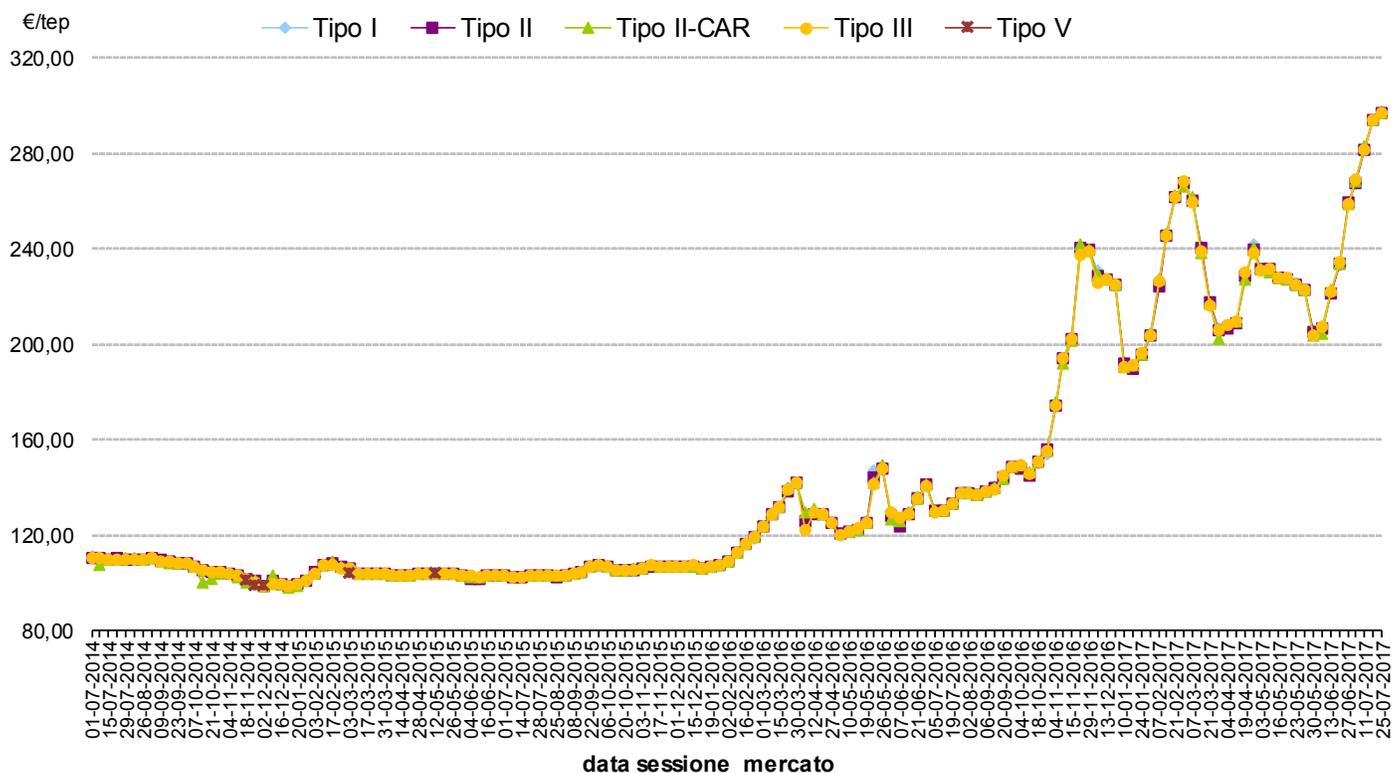
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2017)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Nel corso del mese di luglio 2017 sono stati scambiati 619.746 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (56.892 TEE nel mese di giugno 2017).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 205,60 € /tep (173,32 €/tep lo

scorso mese), minore di 77,68 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (234,17 €/tep a giugno).

Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - luglio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	37.318	8.443.740,20	0,00	296,78	226,26
Tipo II	123.761	18.394.378,22	0,00	298,26	148,63
Tipo II-CAR	453.030	99.660.969,47	0,00	298,26	219,99
Tipo III	5.637	919.395,43	0,00	298,26	163,10
Totale	619.746	127.418.483,32	0,00	298,26	205,60

TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

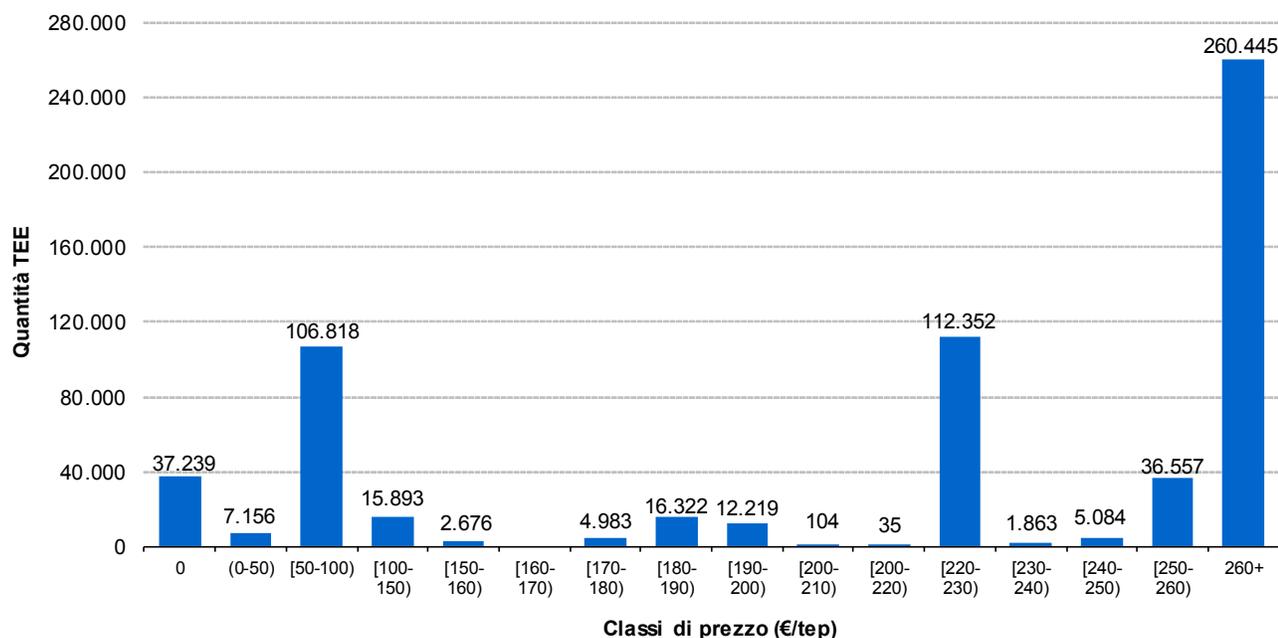
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	673.127	131.569.566,68	0,00	296,78	195,46
Tipo II	1.368.564	241.952.860,58	0,00	298,26	176,79
Tipo II-CAR	909.485	189.326.982,23	0,00	298,26	208,17
Tipo III	480.042	85.045.874,97	0,00	298,26	177,16
Totale	3.431.218	647.895.284,46	0,00	298,26	188,82

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo, effettuate nel

mese di luglio e durante il 2017.

TEE scambiati per classe di prezzo - luglio 2017

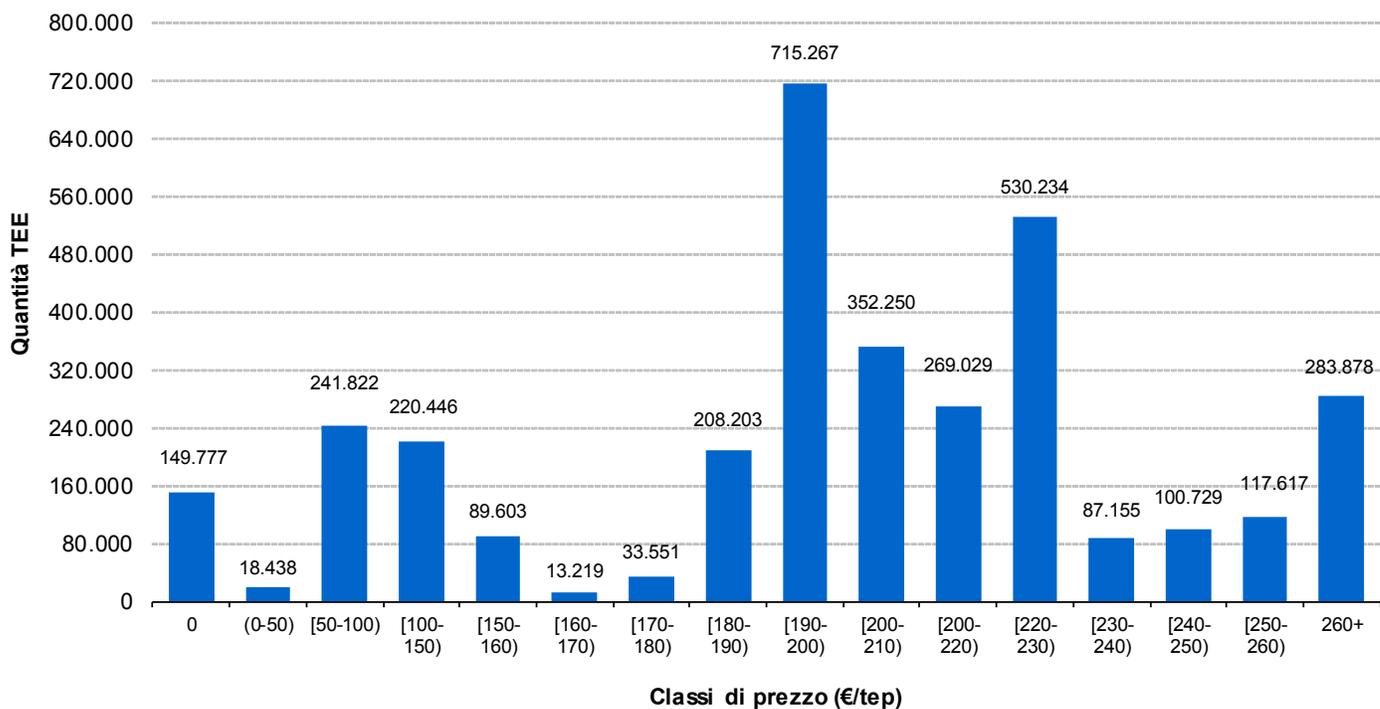
Fonte: GME



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

TEE, scambiati per classe di prezzo - anno 2017

Fonte: GME



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

MOBILITÀ ELETTRICA: UNA SFIDA APERTA

di Claudia Checchi, Simone Zagliani, REF-E

(continua dalla prima)

I risultati ottenuti nei paesi in cui la quota di mercato dei veicoli elettrici raggiunge valori superiori all'1%, sono la conseguenza dell'avvio di politiche esplicitamente volte a sostenere la mobilità elettrica. I meccanismi introdotti non sono limitati esclusivamente a contributi al momento dell'acquisto, ma comprendono incentivi all'uso dei veicoli elettrici e sistemi di supporto all'installazione di infrastrutture di ricarica, siano esse pubbliche o private. Queste esperienze sembrano dunque mostrare come la promozione della e-mobility richieda interventi su più fronti, che siano in grado di individuare una soluzione ai fattori che costituiscono ancora una barriera alla diffusione delle auto elettriche: costi di acquisto elevati, autonomia (in elettrico) limitata, lunghi tempi di ricarica, assenza di interoperabilità tra i punti di ricarica gestiti da differenti operatori.

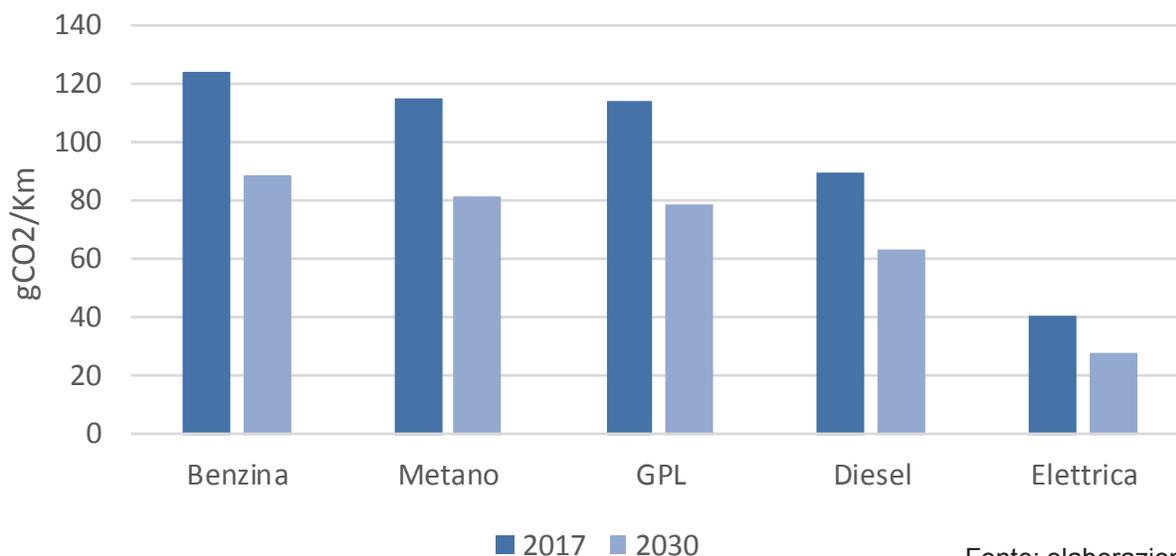
Il ruolo dell'auto elettrica nella decarbonizzazione dei trasporti

La progressiva elettrificazione dei sistemi propulsivi è la scelta verso la quale l'industria automobilistica si sta orientando per soddisfare i requisiti di emissioni di inquinanti e di gas serra imposti dalle Autorità.

In particolare, i veicoli a batteria e quelli ibridi ricaricabili dalla rete elettrica rappresentano un cambiamento radicale rispetto ai powertrain tradizionali e offrono le maggiori opportunità di riduzione delle emissioni.

Il grafico che proponiamo di seguito confronta le prestazioni di un'utilitaria tra le più diffuse in Italia, disponibile in quattro tipologie di alimentazioni (benzina, diesel, GPL, metano), con quelle di una vettura a batteria dello stesso segmento.

Emissioni di CO2 attuali e prospettive per tecnologie alternative (Italia)



Fonte: elaborazione REF-E

I valori di emissione di anidride carbonica sono ricavati dai dati pubblici in esito alle prove effettuate mediante i cicli di omologazione attualmente in vigore, comunicati dalle case automobilistiche. Per l'elettrica, il fattore di emissione è stato calcolato partendo dal mix di generazione stimato per il 2017 (dati REF-E) che prevede un tasso di 307 gCO₂/kWh. Al tubo di scarico, le emissioni di un veicolo full-electric sono infatti nulle. Le emissioni dell'auto elettrica, rispetto alla utilitaria alimentata a benzina, risultano inferiori del 68%

e del 55% rispetto a quella diesel. Anche in prospettiva di un miglioramento dell'efficienza dei motori a combustione interna, a partire da oggi fino al 2030, il quadro non è destinato a cambiare: Il fattore di emissione associato al sistema di generazione dell'energia elettrica al 2030 è stato calcolato considerando l'evoluzione attesa del mix di produzione: il valore ottenuto è pari a 238 gCO₂/kWh. Non è stato ipotizzato invece alcun miglioramento dell'efficienza del motore elettrico.

MOBILITÀ ELETTRICA: UNA SFIDA APERTA

Lo sviluppo della mobilità elettrica è subordinato all'andamento dei costi e alle politiche di sostegno

Gli scenari di sviluppo della quota di mercato e dello stock di vetture elettriche sono caratterizzati da un elevato grado di incertezza, legata alle politiche che i governi nazionali e sovranazionali intenderanno adottare, all'andamento dei costi di acquisto e della domanda dei consumatori.

Alcuni paesi hanno avviato programmi per favorire la mobilità elettrica, definendo importanti obiettivi per il periodo 2020-2025. Gli Stati nordeuropei sono all'avanguardia: i governi di Danimarca, Svezia e Norvegia si sono prefissati

di raggiungere la completa decarbonizzazione entro il 2050. La Finlandia intende tagliare l'80% delle emissioni di gas serra rispetto ai valori del 1990, mentre l'Islanda ha definito una riduzione nell'ordine del 50-70%. Il supporto all'elettrificazione dei trasporti è considerato fondamentale nel progetto di azzeramento (o diminuzione) delle emissioni di gas climalteranti, e si è concretizzato mediante l'introduzione di provvedimenti incentivanti.

In Tabella 1 sono riassunti gli obiettivi fissati dai singoli Paesi in termini di parco circolante di auto elettriche al 2020.

La Norvegia ha già superato il traguardo dei 50.000 veicoli elettrici su strada al 2015.

Tabella 1: target al 2020 per il parco circolante di EV in un campione di Paesi Europei

Fonte: Global EV Outlook 2016, IEA

Paese	Stock di EV al 2015 (in migliaia)	Target di EV circolanti al 2020 (in milioni)	Quota di mercato di EV tra il 2016 e il 2020 (%)	Quota di EV sul totale parco auto al 2020 (%)
Austria	5.3	0.2	13%	4%
Danimarca	8.1	0.2	23%	9%
Francia	54.3	2.0	20%	6%
Germania	49.2	1.0	6%	2%
Irlanda	2.0	0.1	8%	3%
Paesi Bassi	87.5	0.3	10%	4%
Portogallo	2.0	0.2	22%	5%
Spagna	6.0	0.2	3%	1%
Regno Unito	49.7	1.6	14%	5%

Per quanto riguarda l'Italia esistono diversi scenari, non sempre concordi. Secondo Enel, ma le stime risalgono ormai al 2013, la penetrazione di auto elettriche sul totale immatricolato in Italia potrebbe essere compresa tra il 5 e il 30%, al 2020. Il parco circolante potenziale andrebbe dunque da 850.000 a 3.800.000 esemplari. La CIVES, Commissione Italiana Veicoli Elettrici Stradali a Batteria, Ibridi e a Celle Combustibili, ha elaborato il proprio scenario di diffusione

della mobilità elettrica sulla base del vincolo comunitario di una media di 95 g/km di anidride carbonica per i modelli venduti nel 2021.

In accordo a questo scenario, il parco circolante al 2020 in Italia dovrebbe raggiungere un meno ambizioso livello di 426.000 esemplari, equamente suddiviso tra vetture a batteria e vetture plug-in. RSE individua invece uno stock di auto elettriche in Italia pari a 10 milioni di esemplari al 2030¹.

MOBILITÀ ELETTRICA: UNA SFIDA APERTA

Il Politecnico di Milano ha invece elaborato due scenari alternativi, entrambi al 2020: il primo è fondato sulle previsioni di vendita degli operatori di settore, sotto l'ipotesi che possano essere proprio le case automobilistiche a guidare la scelta dei consumatori; nel secondo i volumi del mercato sono invece dettati dall'infrastruttura di ricarica, tenendo in considerazione la stima del numero di colonnine di ricarica installate in base al PNIRE². Nel primo scenario, i veicoli elettrici che verranno introdotti sulle strade italiane tra il gennaio 2017 e il dicembre 2020 saranno 70.000, con una quota di mercato in crescita dallo 0.3% del 2017 al 2% del 2020. Il programma PNIRE² mette a disposizione 33.5 milioni di euro entro il 2020, sufficienti per l'installazione di 4.500-13.000 punti di ricarica pubblici normal power e 2.000-6.000 paline high power accessibili al pubblico. Il secondo scenario individua 130.000 vetture elettriche circolanti al 2020, l'85% in più rispetto al primo.

Considerazioni sulla mobilità elettrica e sugli scenari per l'Italia

Le potenzialità associate alla diffusione mobilità elettrica sono chiare. In una prospettiva in cui si individuano maggiori necessità di spostamento di merci e persone e un incremento del tasso di urbanizzazione, lo sviluppo di un trasporto a basse emissioni di gas serra e di inquinanti è di vitale importanza per il miglioramento della qualità dell'aria e per il raggiungimento degli obiettivi di contenimento del surriscaldamento globale. L'affermazione della mobilità elettrica coinvolge pertanto le autorità politiche, le Case automobilistiche e gli stakeholders del settore energetico, oltre che i consumatori. Politiche di supporto alla domanda, da ottenersi non solo mediante incentivi all'acquisto, necessari a colmare il divario di prezzo che ancora interessa la tecnologia elettrica, ma anche tramite incentivi all'utilizzo del veicolo elettrico e iniziative atte a informare gli acquirenti riguardo le potenzialità dell'auto elettrica, sembrano oggi il modo più efficace per la promozione di questa tecnologia. Nei paesi in cui queste misure sono state messe in campo, i risultati si sono verificati: emblematico è il caso della Norvegia, in cui la quota di mercato dei veicoli elettrici è stata superiore al 30% nel 2016. Di altrettanto interesse è la situazione dei Paesi Bassi, in cui la riforma del sistema di incentivi ha determinato un rapido crollo delle immatricolazioni di vetture elettriche.

La diffusione in Italia di 3 milioni di veicoli elettrici al 2030, equamente suddivisi tra ibride e full, comporterebbe un carico elettrico incrementale annuo di circa 5 TWh, pari all'1.5% della domanda totale prevista sul Mercato del Giorno Prima (MGP) al 2030 (325,6 TWh). La componente aggiuntiva di carico elettrico dovuto al livello di penetrazione stimato di auto elettriche rappresenta quindi una frazione minima della domanda prevista, pertanto non si rileva un impatto significativo né sul sistema di generazione, né sui prezzi dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso. Di contro, il

ruolo dell'auto elettrica risulta rilevante nella riduzione dei consumi di energia primaria.

Nella SEN 2017, recentemente messa in consultazione, vengono declinati gli obiettivi europei di efficienza energetica per settore, al 2030. A livello comunitario, la riduzione dei consumi dovrà attestarsi al 30%, rispetto ai valori del 2007. Inoltre, per quanto concerne l'Effort Sharing Decision, all'Italia è stato attribuito un target di riduzione delle emissioni da settori non-ETS (residenziale, servizi e la parte prevalente del settore trasporti) del 33%, rispetto ai livelli del 2005. Tali direttive implicano, nel contesto nazionale, una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive quantificabili in 9 Mtep/anno, pari a circa 0,9 Mtep/anno da nuovi interventi nel periodo 2021 - 2030.

Si consideri un caso studio che prevede il calcolo del risparmio di energia primaria correlato alla diffusione di vetture a trazione esclusivamente elettrica per il trasporto privato di passeggeri. Per semplicità, i calcoli sono stati condotti ipotizzando di confrontare due tipologie di vetture appartenenti al segmento B (utilitarie) e aventi il livello attuale di tecnologia, seguendo la procedura indicata nella scheda tecnica 42E pubblicata dal GSE in Gazzetta Ufficiale nel 2013. Si evidenzia un risparmio lordo di 0,37 tep/anno per autovettura convenzionale sostituita con un'omologa full-electric. In base all'ipotesi che individua in 1.500.000 auto full electric al 2030, il risparmio lordo potenziale di energia primaria si attesta a 0,56 Mtep/anno. Tutti gli scenari proposti dipendono tuttavia dall'evoluzione tecnologica in tema di batterie, a cui dedichiamo quindi un approfondimento più tecnico.

La tecnologia per le batterie: stato dell'arte

Le batterie costituiscono il componente chiave delle vetture elettriche in termini di peso, costo e volume. Gli accumulatori di trazione devono soddisfare differenti requisiti, che variano anche a seconda della tecnologia: alle batterie per le ibride sono richieste prevalentemente prestazioni in potenza, mentre quelle per veicoli full electric è richiesta una performance prevalentemente in termini di energia erogata, anche se devono essere comunque in grado di erogare picchi di potenza.

La necessità di raggiungere opportune economie di scala ha determinato lo sviluppo e la diffusione di un tipo di accumulatori in particolare, ossia le batterie agli ioni di litio, la cui adozione è stata favorita anche dai progressi ottenuti mediante le applicazioni nel campo dei personal computer e della telefonia mobile. Tra le batterie agli ioni di litio sono ricompresi molti sottogruppi, caratterizzati dalla stessa struttura di base, ma da differenti caratteristiche dei materiali di cui sono costituiti gli elettrodi e l'elettrolita. In base allo stato dell'elettrolita, si individuano due strutture chimiche per gli accumulatori di trazione: litio ioni con elettrolita allo stato liquido e polimeri di litio, con elettrolita polimerico. Le celle con elettrolita liquido possono essere fabbricate in forma cilindrica, prismatica, a

MOBILITÀ ELETTRICA: UNA SFIDA APERTA

bottone mentre quelle con elettrolita polimerico sono piatte, e possono così adattarsi meglio allo spazio disponibile nel pianale della vettura, consentendo una maggiore libertà di progettazione (fattore di primaria importanza nelle vetture plug-in, in cui il powertrain elettrico affianca quello termico in uno spazio limitato). Inoltre, la batteria polimerica è più sicura riguardo a possibili fuoriuscite dell'elettrolita. L'anodo è tipicamente costituito da grafite o da titanato di litio. In base al materiale di cui è fatto il catodo si distinguono: batterie litio nichel cobalto alluminio (NCA), litio-ossido manganese (LMO), nichel cobalto manganese (NCM), litio ferro fosfato (LFP). Per citare alcune applicazioni, si menzionano la Nissan Leaf equipaggiata con il tipo LMO e la Chevrolet Bolt con il tipo NCM. La tecnologia delle batterie al litio si è affermata nell'ambito automotive per l'ampio intervallo di temperature di funzionamento ($-30 \div 60$ °C), per la lunga vita attesa, per l'assenza di effetto memoria, per le elevate efficienza energetica ed energia specifica, per la rapidità di carica, per il basso tasso di autscarica e per i processi produttivi semplificati. Di contro, oltre al costo di produzione ancora alto, le celle litio ioni presentano alcuni svantaggi. Le prestazioni e la durata sono fortemente dipendenti dalla temperatura ambiente, degradando a basse e alte temperature (il range ottimale va dai 25 ai 40 °C). Inoltre, possono verificarsi condizioni di pericolo in caso di sovraccarico termico e/o elettrico; è pertanto necessario prevedere un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella, un sistema di raffreddamento/riscaldamento e un Battery Management System in grado di controllare le grandezze di cella e di accumulatore, e di intervenire nell'eventualità di situazioni rischiose. La ricerca sugli accumulatori per autotrazione è indirizzata verso tecnologie con migliori caratteristiche in termini di energia specifica. Le strutture chimiche che hanno migliori performance, rispetto alle attuali batterie al litio ioni sono: le zinco-aria, le litio-zolfo e le litio-aria, caratterizzate da valori di energia specifica superiori ai 1,000 Wh/kg, contro i circa 200 Wh/kg delle batterie al litio ioni, attualmente in uso. Tuttavia, questi valori promettenti devono essere verificati nelle condizioni operative a causa dei vincoli a livello di cella, di sistema e degli effetti della temperatura. Le nuove strutture chimiche sono ancora a uno stadio sperimentale, pertanto si rendono necessari ulteriori studi per valutarne la compatibilità con i requisiti di durata e sicurezza.

Oltre alla ricerca di chimiche innovative, sono all'attivo analisi su materiali ad alta densità di energia per formare il catodo e l'anodo delle batterie agli ioni di litio. Per l'anodo si stanno sperimentando stagno e silicio, mentre per il catodo fosfato di litio vanadio fluoruro (LiVPO4F), che consente di raggiungere tensioni più elevate. Già oggi sono disponibili sul mercato batterie al litio aggiornate a standard maggiori di capacità, pur mantenendo le stesse dimensioni delle versioni precedenti. Un esempio è la BMW i3 dotata di accumulatori da 33 kWh, montati nel medesimo alloggiamento di quelli a capacità inferiore (22 kWh).

Il costo del pacco batterie di trazione costituisce una ragguardevole frazione del prezzo del veicolo elettrico. Il sistema di accumulo non comprende solo le singole celle, ma anche i cavi di collegamento, il Battery Management System, i componenti di elettronica di potenza e i supporti. Solitamente, i produttori di auto e di componentistica sono restii a fornire il dettaglio dei costi, tuttavia, in occasione della presentazione della Chevrolet Bolt la General Motors ha diffuso il prezzo al chilowattora delle 288 celle agli ioni di litio di cui sono costituiti gli accumulatori di trazione della vettura: 145 \$/kWh, circa 138 €/kWh al cambio attuale. A questo valore va aggiunta una percentuale nell'ordine del 20-50% per i costi di produzione dell'intero pacco. Il costo complessivo si attesta quindi a circa il 30% del prezzo di listino della vettura.

Sebbene il costo degli accumulatori sia a oggi uno degli ostacoli principali alla produzione e alla vendita di vetture elettriche, esso ha conosciuto una forte diminuzione dal 2008 a oggi: l'andamento del prezzo al kWh delle batterie di trazione mostra una riduzione del 65% nel periodo considerato.

Le aziende costruttrici si aspettano di riuscire a ottenere ulteriori cali di prezzo nei prossimi anni, da raggiungere mediante l'incremento dei volumi delle vetture elettriche, l'ottimizzazione dei processi di produzione e le economie di scala, la flessibilità degli impianti (in grado di fabbricare celle per ibridi e non e per veicoli ibridi non plug-in), la maggiore competitività del mercato e il miglioramento delle prestazioni delle batterie al litio ioni. Tesla conta di tagliare del 30% il costo del pacco batterie della Model S una volta che la fabbrica di batterie Gigafactory opererà a regime (2018), rispetto agli attuali 190 \$/kWh per il pacco completo. General Motors ha in programma di raggiungere il target di 100 \$/kWh (per le sole celle) nel 2022.

¹ "E... muoviti! Mobilità elettrica a sistema", RSE (2014).

² Previsioni sulla mobilità elettrica in "E-Mobility Report: le opportunità e i modelli di business per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia" a cura di Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano (2017).

Novità normative di settore

A cura del GME

AMBIENTALI

■ **Deliberazione 6 luglio 2017 514/2017/R/EFR | “Approvazione dell’aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) ai sensi della deliberazione dell’Autorità 435/2017/R/efr e del decreto interministeriale 11 gennaio 2017” | pubblicata il 7 luglio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/docs/17/514-17.htm>**

Con la pubblicazione della delibera 514/2017/R/EFR, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità) ha approvato l’aggiornamento delle Regole di funzionamento del mercato di titoli di efficienza energetica (nel seguito: Regole) predisposto dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) al fine di adeguare le medesime a quanto previsto dalla precedente delibera 435/2017/R/EFR¹, nonché allo scopo di dare attuazione a quanto previsto dall’articolo 16, comma 16.3, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017² (nel seguito: Decreto).

In particolare, nel dare attuazione alle previsioni del succitato Decreto, con la delibera in oggetto, l’Autorità ha disposto che i TEE - che continueranno ad essere classificati dal GSE secondo le diverse tipologie previste dalla normativa vigente - siano soggetti al processo di successiva unificazione per le finalità connesse alle contrattazioni degli stessi sul mercato. La contrattazione unificata dei TEE sul mercato implica, nello specifico, la riconfigurazione di alcune funzionalità proprie del MTEE ed, in considerazione della relazione interfunzionale esistente tra il sistema di mercato ed il Registro dei TEE, al contempo anche di alcune funzionalità operative proprie del Registro dei TEE, comprese, tra l’altro, le modalità di effettuazione degli scambi tramite accordi bilaterali.

Ciò premesso, l’AEEGSI con il provvedimento in oggetto ha dato mandato al GME affinché predisponga le modifiche alle Regole MTEE - necessarie al fine di tenere conto della prevista unificazione delle tipologie di titoli, ai sensi del predetto articolo 16, comma 16.3, del Decreto - nonché, di conseguenza, le relative modifiche al Registro dei TEE, alla Guida per l’Utente del Registro dei TEE e al Regolamento per le transazioni bilaterali di TEE (Regolamento Registro TEE), al fine di assicurare la continuità e la coerenza funzionale dell’intero sistema.

La medesima delibera dispone, infine, la correzione di alcuni errori materiali contenuti nella precedente delibera 435/2017/R/EFR.

■ **Determinazione 14 luglio 2017 DMRT/EFC/10/2017 | “Definizione, in materia di titoli di efficienza energetica, del contributo tariffario definitivo per l’anno d’obbligo 2016 e del contributo tariffario di riferimento per l’anno**

d’obbligo 2017 e integrazione della determinazione DMRT/EFC/6/2017 del 12 aprile 2017” | pubblicata il 14 luglio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/docs/17/010-17dmrt.htm>

Con la pubblicazione della Determina in oggetto, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI o Autorità) ha reso noto il valore del contributo tariffario definitivo per l’anno d’obbligo 2016 e del nuovo contributo tariffario c.d. “di riferimento” per l’anno d’obbligo 2017.

Al riguardo, giova segnalare che la delibera 435/2017/R/EFR, nel ridefinire alcuni aspetti connessi alla formula di determinazione del contributo tariffario unitario da riconoscere ai soggetti obbligati, ha previsto, tra l’altro, la sostituzione del precedente contributo tariffario “preventivo” con il nuovo contributo c.d. “di riferimento”, il quale tiene conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e tramite accordi bilaterali) degli ultimi due contributi tariffari definitivi. Pertanto, con la suddetta Determina, l’Autorità ha previsto che il contributo tariffario definitivo in materia di titoli di efficienza energetica, per l’anno d’obbligo 2016, è pari a 191,40 €/TEE, mentre il contributo tariffario “di riferimento”, per l’anno d’obbligo 2017, è pari a 170,29 €/TEE.

La Determina in oggetto contiene, infine, alcune integrazioni alla precedente determinazione DMRT/EFC/6/2017 del 12 aprile 2017, funzionali alla corretta ripartizione tra i soggetti obbligati dell’obiettivo totale annuo di cui all’articolo 4, comma 4.4, lettera a), del Decreto 11 gennaio 2017.

■ **Comunicato del GME | “Dati e informazioni relativi alle transazioni del MTEE” | 18 luglio 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=332>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, al fine di favorire ampia e completa conoscenza dei dati riguardanti le transazioni concluse sul mercato dei titoli di efficienza energetica (di seguito: MTEE), a partire dal 18 luglio u.s., ha pubblicato sul proprio sito internet le informazioni relative alle transazioni effettuate sul MTEE, fermo restando il mantenimento dell’obbligo di riserbo per un periodo minimo di dodici mesi stante quanto previsto dall’art. 7, comma 7.2, delle Regole MTEE.

GAS

■ **Comunicati del GME | “Prossimo avvio nuova modalità di gestione della firma digitale su MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS” e “Modifica alla Disposizione Tecnica di**

Novità normative di settore

Funzionamento n. 06 MGAS” | del 13 e 18 luglio 2017
Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=330> <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=331>

Con i comunicati in oggetto, il GME ha reso noto che, a partire dal 18 luglio u.s., ha attivato la nuova modalità di gestione della firma digitale sulle piattaforme di gas in negoziazione continua (in particolare, sui mercati MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS) e, contestualmente, al fine di recepire le succitate

modifiche, è stata pubblicata la versione aggiornata della DTF n. 06 MGAS. Al fine di agevolare le attività di trading sulle piattaforme MGAS in negoziazione continua, la nuova funzionalità prevede l’inserimento, ad inizio sessione, della firma digitale, che resterà poi valida per tutta la sessione di mercato attiva. Pertanto, per poter presentare offerte in una determinata sessione del mercato gas in negoziazione continua, l’utente dovrà preventivamente autorizzare il proprio certificato di firma senza necessità di apporre, durante la sessione attiva, ulteriori firme rispetto a quella di autorizzazione iniziale.

¹ Al riguardo, giova segnalare che, con la delibera 435/2017/R/EFR, l’AEEGSI ha apportato alcune modifiche alle modalità di determinazione del contributo tariffario nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica al fine di tener conto delle modifiche del quadro regolatorio intercorse ai sensi del Decreto ministeriale 11 gennaio 2017, nonché delle evidenze emerse nell’istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 710/2016/E/EFR - in merito agli andamenti dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica - e conclusasi con le relative risultanze di cui alla delibera 292/2017/E/EFR.

² L’articolo 16, comma 16.3, del Decreto interministeriale del 11 gennaio 2017 prevede che i titoli di efficienza energetica possono essere “oggetto di libera contrattazione tra le parti, ovvero di contrattazione nel mercato organizzato del GME, unificato per tutte le tipologie di titoli, secondo modalità definite dall’Autorità”.

Gli appuntamenti

14-17 agosto

2017 the 5th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada

Organizzato da IEEE Toronto Section

<http://www.sege-conference.com>

16-18 agosto

PV Guangzhou 2017

Anton, Cina

Organizzato da PV Guangzhou

<http://www.pvguangzhou.com/index.php?lang=en>

21-23 agosto

6th International Conference & Exhibition on Clean Energy

Toronto, Canada

Organizzato da Icce

<http://icce2017.iaemm.com/>

1-3 settembre

2nd International Conference on Intelligent Transportation Engineering - IEEE Xplore and Ei Compendex Engineering

Singapore

Organizzato da ICITE Transportation Engineering

<http://www.icite.org>

3 settembre

9° Conferenza Mediterranea di Nano-Fotonica

Amalfi (Na), Italia

Organizzato da CNR-Isasi

<http://medinano9.isasi.cnr.it>

5-6 settembre

Solar O&M South Africa

Johannesburg, Sudafrica

Organizzato da Acm Events

<http://solaromsouthafrica.com/>

10-14 settembre

13° Conferenza ICE 2017

Capri (napoli), Italia

Organizzato da CNR

<http://www.sae-na.it>

10-13 settembre

Smart energy week

Las Vegas, USA

Organizzato da Deutsche Messe

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

13-15 settembre

International Conference on Power and Energy Engineering

Ottawa, Canada

Organizzato da University of Quebec in Outaouais

<http://www.icpee.org>

13-15 settembre

International Conference Energy, Environment and Material Systems

Polanica Zdrój, Polonia

Organizzato da Opole University of Technology

<http://eems2017conference.po.opole.pl/>

19-21 settembre

Batteries Experts Forum

Gliwice, Polonia

Organizzato da BMZ Poland

http://www.battery-experts-forum.com/gliwice_home

20 settembre

Utility Day 2017

Milano, Italia

Organizzato da Ikn Italy

<http://utilityday.it/pgn/home/>

20-22 settembre

Energy and Sustainability

Siviglia, Spagna

Organizzato da Wessex Institute, UK; Università di Siviglia,

Spagna

<http://www.wessex.ac.uk/conferences/2017/energy-and-sustainability-2017>

21-22 settembre

Top Energy 2017

Milano, Italia

Organizzato da Meeting International

<http://www.meetinginternational.it/topenergy/>

25-27 settembre

4th International Conference on Power and Energy Systems Engineering

Berlino, Germania

Organizzato da CPESE Committees

<http://www.cpesenet/>

25-29 settembre

33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Etaflorence

<http://www.solarpowereurope.org/home/>

25-29 settembre

3rd International Conference on Renewable Energy and Development

Berlino, Germania

Organizzato da Energy Committees of ICRED

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

27 settembre

Workshop risultati sistemi sperimentali di accumulo

Milano, Italia

Organizzato da Terna e Politecnico di Milano

www.ternaeventi.com

3-5 ottobre

European Utility Week

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Chatham House, The Royal Institute of International Affairs

<https://l.feathr.co/v0/synergy-events-2017-gruppo-italia-x>

9-10 ottobre

Climate Change 2017

Londra, Regno Unito

Organizzato da Chatham House, The Royal Institute of International Affairs

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

17-19 ottobre

World Efficiency Solutions

Parigi, Francia

Organizzato da Saloni Internazionali Francesi

<https://www.world-efficiency.com/>

19-22 ottobre

International Workshop on Energy Conservation Technologies

Shanghai, Cina

Organizzato da Apise

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

24-26 ottobre

Fimai Ecomondo Brasil 2017

San Paolo, Brasile

Organizzato da Expo Estrategia

<http://ecomondobrasil.com.br/>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.