

APPROFONDIMENTI

PERCORSI ED OBIETTIVI DELLE MULTIUTILITIES ITALIANE DI FRONTE AL CAMBIAMENTO

di Gian Paolo Repetto – RIE SRL

I mutamenti del contesto e le azioni di riposizionamento

I profondi mutamenti di carattere strutturale verificatisi negli ultimi anni sui tradizionali mercati energetici delle multiutilities, con calo della domanda, overcapacity, oversupply e riduzione dei margini, stanno imponendo alle aziende un riposizionamento strategico e la focalizzazione su diversi o nuovi percorsi di business. Le ridotte possibilità di superare le attuali sfide in un contesto stand alone portano le imprese a sviluppare strategie di difesa ed a cercare nuove opportunità di sviluppo attraverso un mix di crescita interna ed esterna. In termini di crescita organica, la necessità di contrastare le avverse condizioni del mercato energetico "tradizionale" stanno favorendo processi di efficientamento e una nuova attenzione verso il ciclo dei rifiuti e i servizi idrici integrati, interessati da opportunità di crescita e da un miglioramento del quadro regolatorio; inoltre gli obblighi dettati dal percorso di decarbonizzazione intrapreso dall'UE spingono le aziende verso nuovi settori, quali l'efficienza energetica, l'ammodernamento e l'evoluzione tecnologica

delle infrastrutture, diverse modalità di produzione dell'energia. Mentre l'obiettivo di crescere per linee esterne sta portando ad un nuovo ciclo di aggregazioni e acquisizioni, con modalità anche differenti rispetto al passato.

Linee comuni nella pianificazione industriale di principali multiutilities

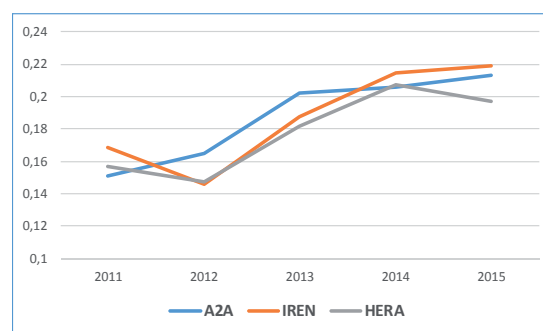
L'impegno già in atto delle principali multiutilities a controllo pubblico nel difendere la propria marginalità operativa in un contesto non favorevole si evidenzia attraverso alcuni dati di bilancio. Emerge come negli ultimi 5 anni, a fronte di una riduzione generalizzata dei ricavi connessa in primo luogo al peggioramento dello scenario energetico, l'andamento del rapporto Ebitda/Ricavi mostra un tendenziale miglioramento, principalmente dovuto al contributo dei settori idrico e ambiente, alla realizzazione di azioni dirette ad una maggiore efficienza operativa, alla focalizzazione su segmenti più profittevoli delle filiere¹.

Tab. 1. Alcuni dati di sintesi – 2015 (ml €)

	A2A	IREN	HERA
Ricavi	4.921	3.094	4.487
Ebitda	1.048	678	884
Utile netto	73	140	181
Capitale Investito Netto	6.156	4.231	5.155
Posizione Finanziaria Netta	2.897	2.169	2.652
Patrimonio Netto	3.259	2.062	2.503
PFN/Equity	0,89	1,05	1,06
PFN/Ebitda	2,8	3,2	3,0

Fonte: elaborazioni su dati di bilancio

Fig.1. Rapporto Ebitda/Ricavi



Fonte: elaborazioni su dati di bilancio

continua a pagina 23

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2016

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 14

Mercati per l'ambiente

pag 18

APPROFONDIMENTI

Percorsi ed obiettivi delle multiutilities italiane di fronte al cambiamento

di Gian Paolo Repetto – RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

APPUNTAMENTI

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A ottobre, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, pressoché fermi ai livelli dell'anno precedente, scontano da un lato una modesta flessione degli acquisti nazionali (-1,4%) e dall'altro un consistente aumento delle vendite delle unità di produzione (+8,4%) favorito dalla brusca frenata delle importazioni nette dall'estero (-45,3%) causata dalle tensioni sui prezzi delle borse d'oltralpe. Ancora in evidenza gli impianti termoelettrici a gas naturale, le cui vendite, giovandosi anche della scarsa produzione da fonti rinnovabili (in particolare idroelettrico ed eolico), superano largamente i 10 TWh (+45,5% rispetto all'anno

precedente) attestandosi, come a settembre, sui livelli più alti da oltre quattro anni. La liquidità del mercato, sostenuta dalle vendite degli operatori nazionali, permane pertanto su valori piuttosto elevati (68,4%). In tale contesto, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), in aumento sia sul mese precedente che su base annua, si porta ai massimi dell'anno con 53,08 €/MWh. A livello zonale i prezzi di vendita variano dai 46,60 €/MWh del Sud ai 56,26 €/MWh Nord. Prezzi in rialzo anche nel Mercato a Termine dell'energia elettrica dove il prodotto anno 2017 baseload chiude a 45,65 €/MWh (+9,0%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 10,19 €/MWh (+23,7%) sul mese di settembre, raggiunge il valore più alto da inizio anno, pari a 53,08 €/MWh. Su base annua il PUN registra un incremento di 5,42 €/MWh (+11,4%) che interrompe una serie di 10 ribassi consecutivi iniziata a dicembre 2015. L'analisi per gruppi di ore rivela

una crescita tendenziale di 6,67 €/MWh (+12,0%) nelle ore di picco e di 5,08 €/MWh (+11,8%) nelle ore fuori picco con prezzi attestatisi rispettivamente a 62,36 €/MWh e 48,34 €/MWh, entrambi al massimo da inizio anno. Stabile a 1,17 il rapporto picco/baseload (Grafico 1 e Tabella 1).

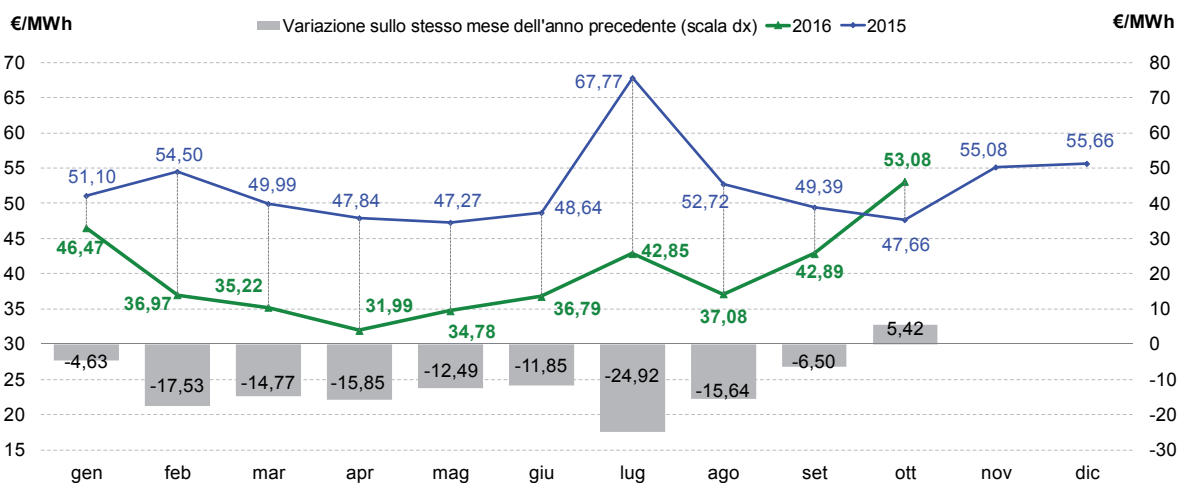
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	53,08	47,66	+5,42	+11,4%	22.092	+1,3%	32.309	+0,0%	68,4%	67,5%
<i>Picco</i>	62,36	55,69	+6,67	+12,0%	26.934	+1,8%	39.532	+1,4%	68,1%	67,8%
<i>Fuori picco</i>	48,34	43,25	+5,08	+11,8%	19.616	+1,9%	28.617	-0,1%	68,5%	67,3%
<i>Minimo orario</i>	31,46	22,05			14.757		20.805		60,6%	59,4%
<i>Massimo orario</i>	95,08	85,59			29.918		43.055		79,7%	75,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

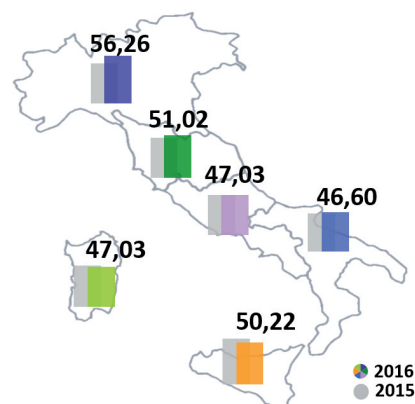
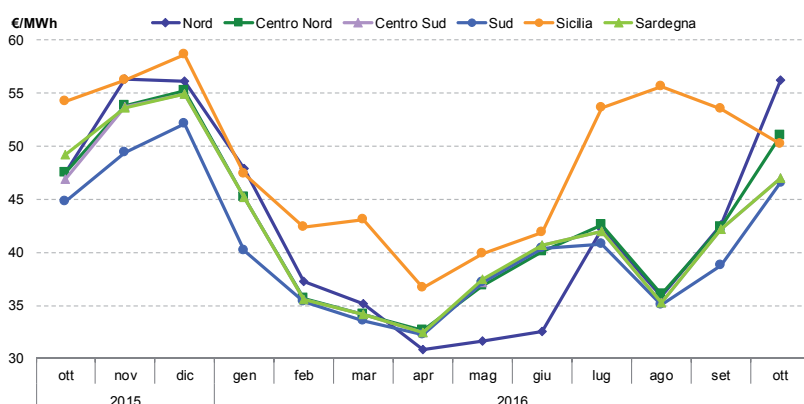


I prezzi di vendita registrano ovunque significativi rialzi congiunturali ad eccezione della Sicilia che, beneficiando del ripristino dei limiti di transito in import dal continente (+450 MW medi su settembre), segna un calo del 6,1% portandosi a 50,22 €/MWh. Il confronto su base annua evidenzia invece una sostanziale stabilità al Centro Sud, ribassi nelle due zone insulari (-7,4% la Sicilia; -4,5% la

Sardegna) e rialzi nelle altre zone. Tra queste in evidenza il Nord, dove il prezzo, influenzato dalle tensioni sulle quotazioni delle borse estere confinanti e dalle restrizioni sui transiti dal sud del Paese, balza a 56,26 €/MWh (+18,3%). Nelle altre zone il prezzo di vendita oscilla tra i 51,02 €/MWh del Centro Nord e i 46,60 €/MWh del Sud, che si conferma la zona dal prezzo più basso (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia si confermano sullo stesso livello di un anno fa a quota 24,1 milioni di MWh. Nel dettaglio crescono ancora gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,5 milioni di MWh (+1,3%), mentre i volumi scambiati over the counter,

registrati sulla PCE e nominati su MGP, registrano un ulteriore ribasso scendendo a 7,6 milioni di MWh (-2,7%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato guadagna pertanto 0,9 punti percentuali attestandosi a 68,4% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.458.290	+1,3%	68,4%
Operatori	11.180.756	+19,7%	46,5%
GSE	2.695.038	-5,9%	11,2%
Zone estere	2.582.495	-36,1%	10,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.611.826	-2,7%	31,6%
Zone estere	537.610	-23,9%	2,2%
Zone nazionali	7.074.216	-0,6%	29,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.070.116	+0,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.690.426	-7,3%	
OFFERTA TOTALE	39.760.542	-3,0%	

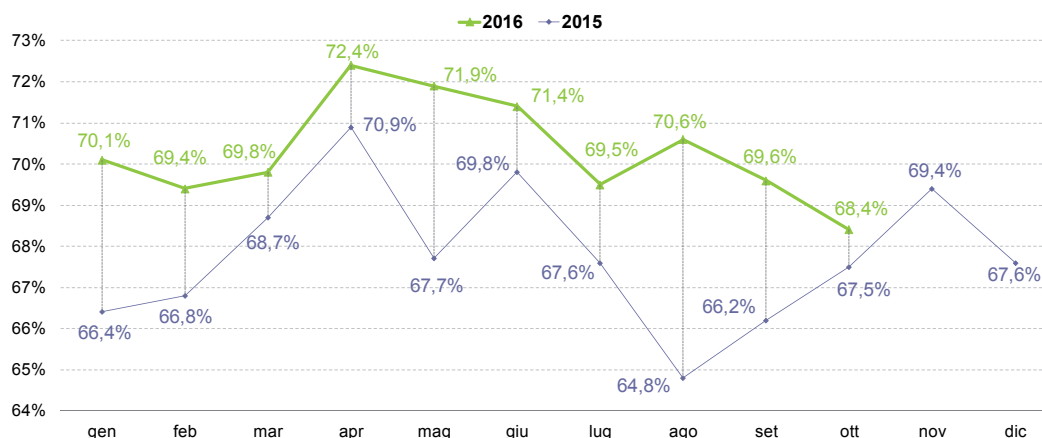
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.458.290	+1,3%	68,4%
Acquirente Unico	2.965.906	+30,1%	12,3%
Altri operatori	8.965.508	-1,9%	37,2%
Pompaggi	2.696	-	0,0%
Zone estere	762.362	+76,9%	3,2%
Saldo programmi PCE	3.761.818	-14,2%	15,6%
PCE (incluso MTE)	7.611.826	-2,7%	31,6%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	1.492.235	-39,7%	6,2%
Zone nazionali altri operatori	9.881.409	+1,6%	41,1%
Saldo programmi PCE	-3.761.818	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.070.116	+0,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	687.299	-49,3%	
DOMANDA TOTALE	24.757.416	-2,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali segnano una nuova flessione su base annua attestandosi a 23,3 milioni di MWh (-1,4%). A livello zonale gli acquisti si riducono drasticamente al Sud (-30,1%) mentre crescono in tutte le altre zone con tassi compresi tra lo 0,3% del Centro Sud ed il 12,1% della Sicilia. In deciso rialzo anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) che raggiungono il livello più alto da aprile 2013 a quota 762 mila MWh (+73,9%) (Tabella 4).

In decisa ripresa anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che si attestano a 21,0 milioni di MWh (+8,4%). In aumento le vendite del Nord (+15,2%), della Sardegna (+37,6%) e del Centro Sud (+42,6%), con queste ultime ai massimi da gennaio 2013. Ancora in forte calo, invece, le importazioni di energia elettrica che scendono ai minimi storici per il mese di ottobre a quota 3,1 milioni di MWh (-34,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.240.513	25.826	+5,5%	10.598.126	14.226	+15,2%	13.239.033	17.771	+1,2%
Centro Nord	2.050.540	2.752	-7,8%	1.392.514	1.869	-3,8%	2.476.138	3.324	+5,3%
Centro Sud	4.536.260	6.089	+0,1%	2.942.756	3.950	+42,6%	3.726.435	5.002	+0,3%
Sud	5.941.353	7.975	-12,2%	4.053.992	5.442	-13,5%	1.807.303	2.426	-30,1%
Sicilia	3.208.978	4.307	+8,6%	1.059.439	1.422	-16,1%	1.365.563	1.833	+12,1%
Sardegna	1.416.769	1.902	-1,7%	903.183	1.212	+37,6%	693.281	931	+1,8%
Totale nazionale	36.394.412	48.852	+0,6%	20.950.011	28.121	+8,4%	23.307.754	31.286	-1,4%
Estero	3.366.130	4.518	-30,3%	3.120.105	4.188	-34,3%	762.362	1.023	+73,9%
Sistema Italia	39.760.542	53.370	-3,0%	24.070.116	32.309	+0,0%	24.070.116	32.309	+0,0%

Ad ottobre le vendite da impianti a fonte rinnovabile scendono ai minimi da inizio anno a quota 6,0 milioni di MWh (-19,4%). La flessione interessa tutte le fonti ma più marcatamente quella idraulica (-30,1%) ed eolica (-12,9%). Si conferma, per contro, la consistente crescita delle vendite degli impianti a fonti tradizionali (+26,2%) sospinte ancora dalla notevole performance degli impianti

a gas (+45,5%) le cui vendite raggiungono quota 10,6 milioni di MWh (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile scende ai minimi da inizio anno (28,5%; -9,8 punti percentuali) mentre quella degli impianti a gas, che ad ottobre 2015 era ferma a 37,8%, sale a 50,7% (+12,9 p.p.) (Grafico 4).

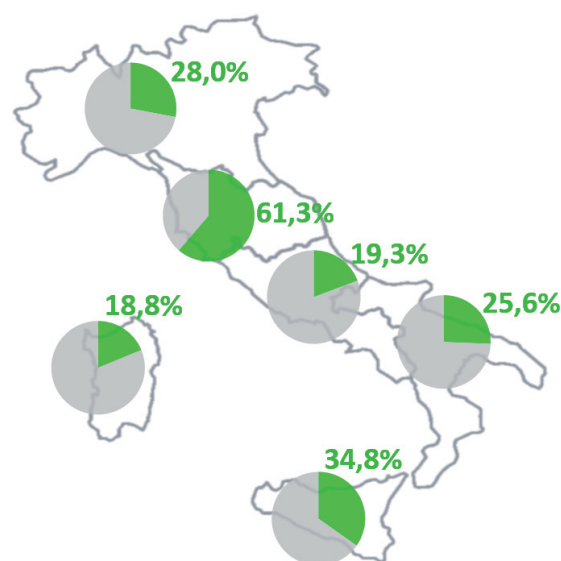
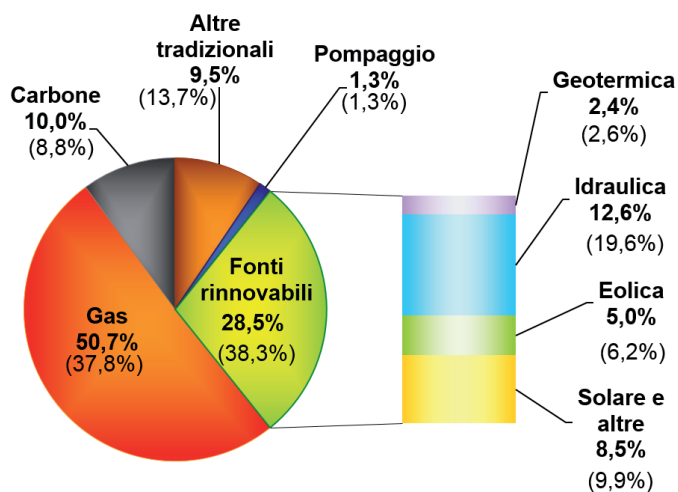
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	9.917	+52,8%	724	-0,9%	3.155	+71,8%	4.049	-19,5%	927	-4,1%	984	+63,1%	19.756	+26,2%
Gas	7.974	+71,1%	662	+6,4%	1.376	+191,7%	2.837	+1,5%	850	-4,3%	559	+53,4%	14.258	+45,5%
Carbone	917	-0,2%	-	-	1.552	+31,7%	-	-	-	-	346	+80,3%	2.816	+23,0%
Altre	1.026	+12,5%	62	-42,8%	226	+21,8%	1.212	-45,7%	77	-1,6%	79	+68,0%	2.682	-24,8%
Fonti rinnovabili	3.978	-28,4%	1.145	-5,6%	762	-14,7%	1.393	+10,3%	495	-32,0%	228	-17,8%	8.001	-19,4%
Idraulica	2.534	-35,8%	249	-10,8%	327	-13,9%	309	+22,7%	90	-51,2%	38	+17,8%	3.546	-30,1%
Geotermica	-	-	667	-1,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	667	-1,9%
Eolica	3	-11,1%	15	-34,2%	194	-30,8%	770	+11,6%	299	-30,4%	114	-35,1%	1.394	-12,9%
Solare e altre	1.441	-10,3%	214	-7,4%	242	+3,6%	314	-2,3%	107	-7,8%	76	+9,5%	2.394	-7,1%
Pompaggio	331	+9,2%	-	-	33	-19,1%	-	-	-	-	-	-	364	+5,9%
Totale	14.226	+15,2%	1.869	-3,8%	3.950	+42,6%	5.442	-13,5%	1.422	-16,1%	1.212	+37,6%	28.121	+8,4%

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 2.207 MWh, di cui 1.410 MWh sul confine francese (63,9% del totale), 251 MWh su quello austriaco e 546 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import sulle due ultime frontiere. Sulla frontiera francese, invece, nel 28,6% delle ore si rileva un flusso medio in export di 776 MWh (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC)

non registra variazioni significative rispetto ad ottobre 2015. Il market coupling alloca l'80,4% della capacità disponibile sulla frontiera slovena, l'85,6% su quella austriaca e solo il 40,3% su quella francese. Dopo le allocazioni con aste esplicite si riscontra una quota di NTC inutilizzata sulla frontiera francese (54,8%) e su quella slovena (19,6%) (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	2.803 (2.582)	1.664 (1.998)	71,4% (88,6%)	23,8% (43,8%)	1.214 (1.437)	776 (793)	28,6% (11,4%)	10,3% (3,4%)
Italia - Austria	252 (245)	251 (242)	99,9% (97,0%)	99,3% (95,0%)	161 (168)	32 (118)	0,1% (1,9%)	- (1,3%)
Italia - Slovenia	657 (640)	570 (483)	92,6% (90,6%)	61,6% (40,5%)	669 (687)	248 (186)	7,2% (9,4%)	0,4% (0,3%)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

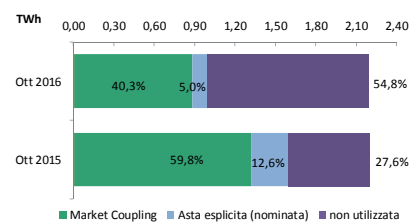
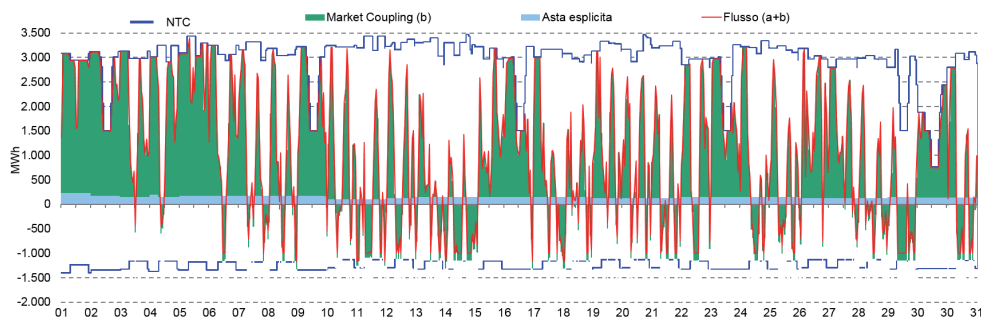


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

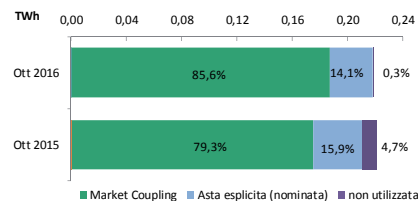
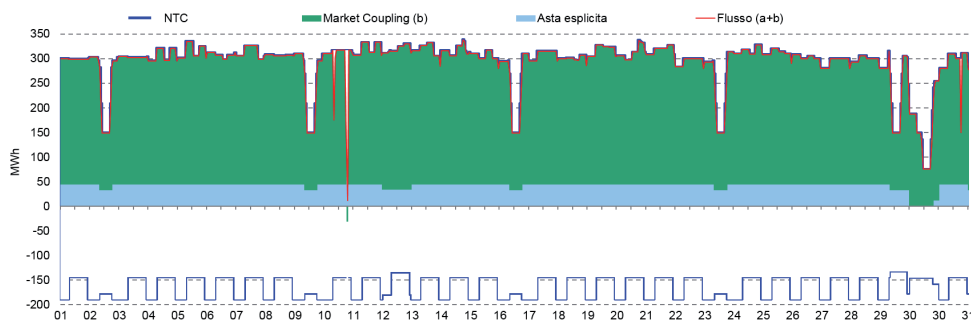
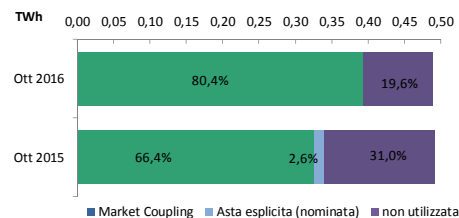
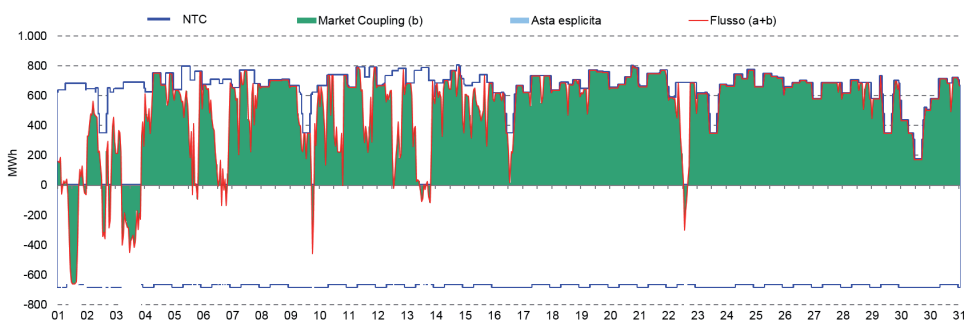


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ad ottobre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano un nuovo aumento congiunturale attestandosi tra 50,78 €/MWh di MI1 e 57,24 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Su base annua, i prezzi di acquisto delle cinque sessioni di MI registrano decisi rialzi (oltre il

6%) attestandosi però su livelli inferiori a MGP a parità di ore (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero si attestano a 2,4 milioni di MWh, con una crescita su base annua (+1,5%) trainata dalle prime tre sessioni; in calo invece gli scambi in MI4 e MI5 (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	53,08	+11,4%	24.070.116	32.309	+0,0%
MI1 (1-24 h)	50,78 (-4,3%)	+8,3%	1.366.251	1.834	+14,4%
MI2 (1-24 h)	51,96 (-2,1%)	+11,9%	568.393	763	+2,2%
MI3 (9-24 h)	54,46 (-4,5%)	+7,0%	192.748	389	+5,0%
MI4 (13-24 h)	52,14 (-6,9%)	+8,0%	87.766	236	-31,0%
MI5 (17-24 h)	57,24 (-2,8%)	+6,6%	163.491	659	-42,3%

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

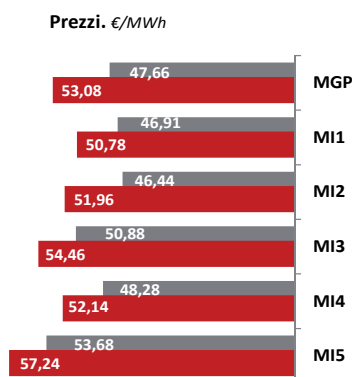
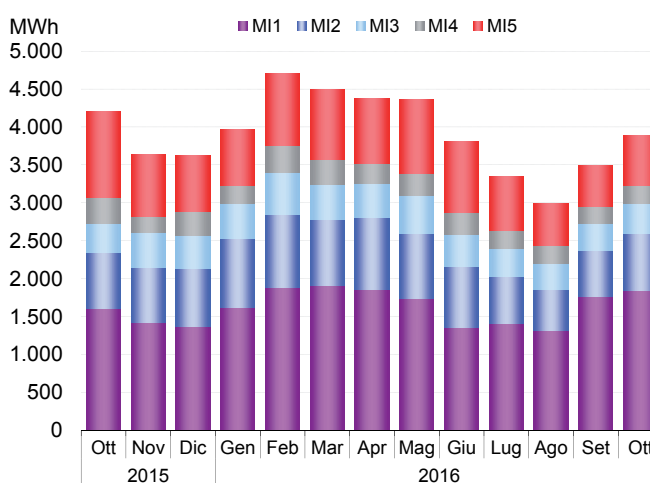
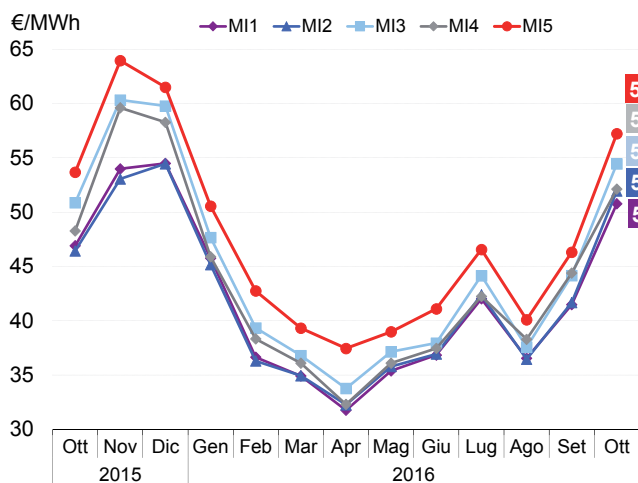


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



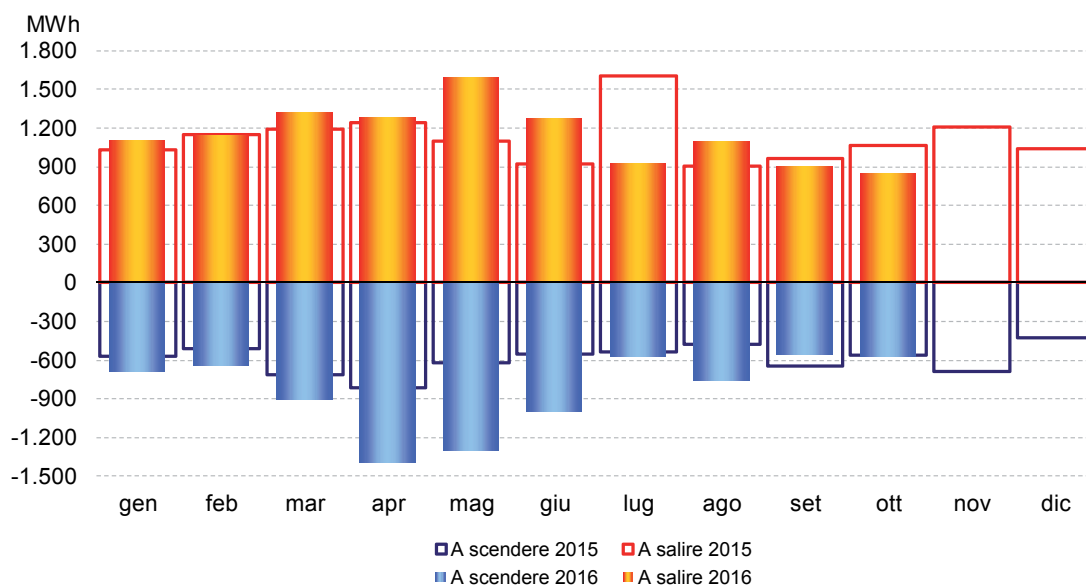
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad ottobre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si confermano in calo tendenziale portandosi a 637 mila MWh (-19,6%). In crescita, invece, le

vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 436 mila MWh (+4,1%) (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra solo 3 negoziazioni per complessivi 63 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 1,0 milioni di MWh, in flessione del 23,0% rispetto al mese precedente. In decisa ripresa i prezzi di tutti i prodotti contrattabili nel mese (Tabella

8 e Grafico 11). Il prodotto Novembre 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 64,75 €/MWh sul baseload e 71,84 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 497 e 60 MW, per complessivi 374 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Novembre 2016	64,75	+32,0%	-	-	-	-	-	497	357.840
Dicembre 2016	64,86	+31,7%	-	-	-	-	-	497	369.768
Gennaio 2017	62,94	+31,7%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2017	47,23	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2017	54,19	+13,4%	1	5	-	5	-	10	21.590
II Trimestre 2017	38,35	+6,5%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	43,58	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	46,57	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	45,65	+9,0%	2	6	-	6	0,0%	72	630.720
Totale			3	11	-	11			1.022.078

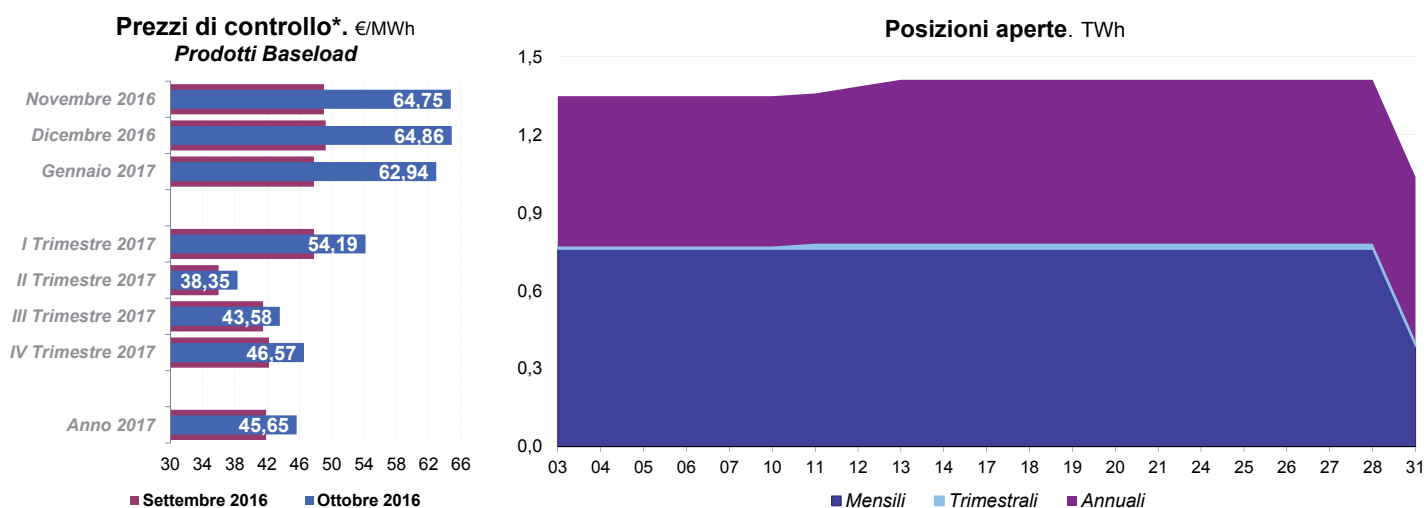
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Novembre 2016	71,84	+20,0%	-	-	-	-	-	60	15.840
Dicembre 2016	71,29	+31,7%	-	-	-	-	-	60	15.840
Gennaio 2017	72,27	+31,7%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2017	51,33	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2017	58,97	+13,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	38,52	+6,5%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	45,77	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	53,31	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	49,14	+9,1%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			15.840
TOTALE			3	11	-	11			1.037.918

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2016, pari a 29,2 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale del 14,9% determinata ancora dalla pesante contrazione (-84,5%) delle negoziazioni concluse su MTE, ai minimi da oltre cinque anni (390 mila MWh), ma anche dalla riduzione delle transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 28,8 milioni di MWh (-9,4%). Sulla piattaforma si registrano, per la prima volta, 25 MWh derivanti da un'unica transazione conclusa sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) avviato il 29 settembre scorso (Tabella 9). In flessione tendenziale anche la posizione

netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 14,7 milioni di MWh (-7,1%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, recupera dal minimo di settembre, ma cede 0,19 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,98 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,6 milioni di MWh, si riducono del 2,7% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma che scendono a 7,1 milioni di MWh (-11,4%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,4 milioni di MWh (-6,8%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,4 milioni di MWh (-7,9%).

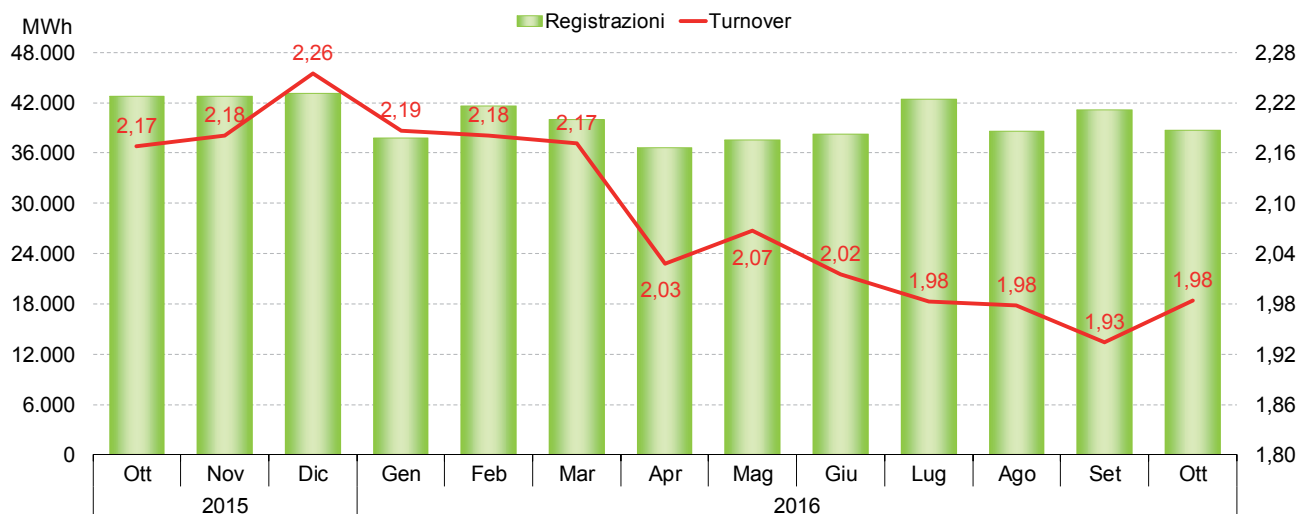
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.383.235	- 5,8%	28,7%	Richiesti	9.365.653	+1,6%	100,0%	11.410.991	-6,5%	100,0%
<i>Off Peak</i>	268.244	- 65,6%	0,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.869.312	+35,4%	52,0%	16	100%	0,0%
<i>Peak</i>	270.975	- 58,1%	0,9%	Rifiutati	1.753.827	+25,4%	18,7%	37.347	+2836,1%	0,3%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.748.973	+25,6%	18,7%	0	100%	0,0%
Totale Standard	8.922.454	- 13,6%	30,5%	Registrati	7.611.826	-2,7%	81,3%	11.373.644	-6,8%	99,7%
Totale Non standard	19.905.469	- 7,4%	68,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.120.339	+41,6%	33,3%	15,60	100%	0,0%
PCE bilaterali	28.827.923	- 9,4%	98,7%	Sbilanciamenti a programma	7.113.852	-11,4%		3.352.034	-7,9%	
MTE	390.370	- 84,5%	1,3%	Saldo programmi	-	-		3.761.818	-14,2%	
MPEG	25	-	0,0%							
TOTALE PCE	29.218.293	- 14,9%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.725.679	- 7,1%								

Grafico 12: 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 segnano ancora una significativa ripresa su base annua (+16,6%), portandosi ad i massimi degli ultimi sei anni per il mese di ottobre. A sostenere la crescita principalmente i consumi del settore termoelettrico che, in corrispondenza di una scarsa offerta da fonti rinnovabile e di importazioni di energia elettrica ai minimi storici, mettono a segno una crescita su base annua del 33,1%. Buona anche la performance dei consumi del settore industriale (+6,6%) e di quello civile (+3,1%). Sul lato

offerta, crescita in doppia cifra per le importazioni di gas naturale (+20,7%), mentre continua il calo tendenziale della produzione nazionale (-4,1%). In crescita le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (+32,7%) e la giacenza di gas naturale a fine mese (+9,6%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 3,7% della domanda complessiva di gas naturale, pari a 2,2 milioni di MWh, di cui quasi i 2/3 nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) ad un prezzo medio di 17,90 €/MWh, lievemente inferiore rispetto alla quotazione al PSV (18,05 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel primo mese dell'anno termico 2016-2017, i consumi di gas naturale in Italia segnano ancora una decisa ripresa portandosi a 5.600 milioni di mc (+16,6%), valore più alto degli ultimi sei anni per il mese di ottobre, spinti principalmente dall'impennata dei consumi del settore termoelettrico (+33,1%) che, favoriti dalla flessione della produzione rinnovabile e delle importazioni dall'estero, si portano ai massimi da luglio 2015 con 2.231 milioni di mc. Con l'avvio del semestre invernale si confermano in crescita anche i consumi del settore civile che si attestano a 1.950 milioni di mc (+3,1%) e quelli del settore industriale che salgono a quota 1.148 milioni di mc (+6,6%). In sensibile aumento, infine, anche le esportazioni che salgono a 271 milioni di mc (+70,7%).

Dal lato offerta, si conferma in calo, da ormai quasi quattro anni, la produzione nazionale scesa a 523 milioni di mc (-4,1%); ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che

si attestano a 5.752 milioni di mc (+20,7%), anch'esse su livelli molto alti ed ai massimi dal 2011 per il mese di ottobre. Tra i punti di entrata, ancora in deciso aumento le importazioni di gas algerino a Mazara, i cui volumi risultano più che duplicati rispetto ad un anno fa (1.591 mln mc, +137,7%), mentre tornano a crescere i flussi di gas provenienti dalla Russia a Tarvisio (2.936 mln mc, +20,2%). In consistente flessione, invece, le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries e del gas libico a Gela attestatesi rispettivamente a 404 mln mc (-23,3%) e 398 mln mc (-32,3%). Tra i terminali GNL in calo Cavarzere con 423 milioni di mc immessi in rete (-19,8%); fermi i rigassificatori di Livorno e Panigaglia.

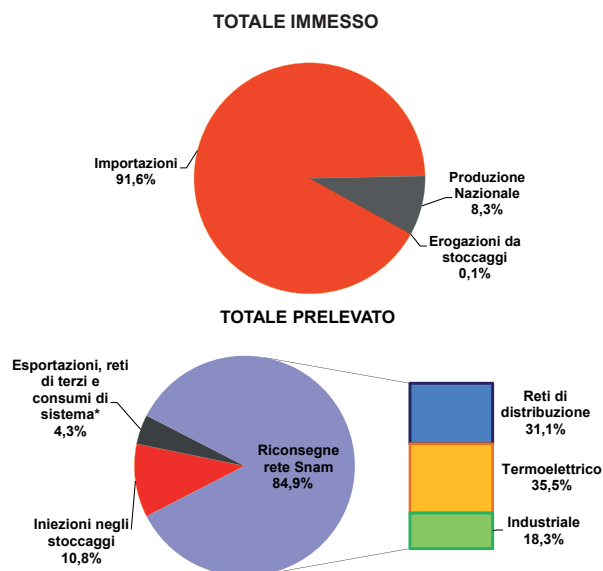
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 678 milioni di mc, in aumento del 32,7% rispetto ad ottobre 2015, ed erogati 3 milioni di mc (-9,2% su base annua).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.752	60,9	+20,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.591	16,8	+137,7%
Tarvisio	2.936	31,1	+20,2%
Passo Gries	404	4,3	-23,3%
Gela	398	4,2	-32,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-97,3%
Cavarzere (GNL)	423	4,5	-19,8%
Livorno (GNL)	0	0,0	-
Produzione Nazionale	523	5,5	-4,1%
Erogazioni da stoccaggi	3	0,0	-9,2%
TOTALE IMMESSO	6.278	66,4	+18,2%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.329	56,4	+14,8%
Industriale	1.148	12,1	+6,6%
Termoelettrico	2.231	23,6	+33,1%
Reti di distribuzione	1.950	20,6	+3,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	271	2,9	+70,7%
TOTALE CONSUMATO	5.600	59,3	+16,6%
Iniezioni negli stoccaggi	678	7	+32,7%
TOTALE PRELEVATO	6.278	66,4	+18,2%

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



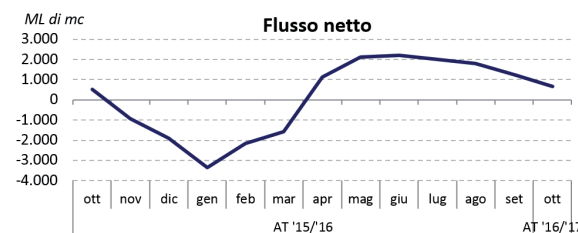
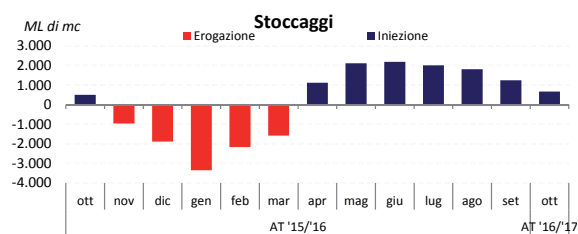
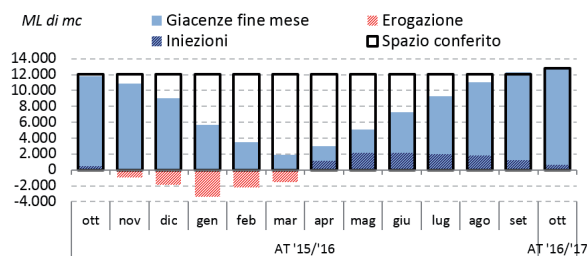
Nell'ultimo giorno del mese di ottobre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.922 milioni di mc, in aumento del 9,6% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 101,0%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+3,3 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), che nell'ultimo mese ha registrato consistenti rialzi (+3,94 €/MWh, +27,9%) risulta, invece, in flessione rispetto ad un anno fa (-2,04 €/MWh, -10,1%) attestandosi a 18,05 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2016)	12.922	+9,6%
Erogazione (flusso out)	3	-9,2%
Iniezione (flusso in)	678	+32,7%
Flusso netto	674	+33,1%
Spazio conferito	12.797	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	101,0%	+3,3 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad ottobre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,2 milioni di MWh, pari al 3,7% della domanda complessiva di gas naturale (8,9% ad ottobre 2015), la maggior parte dei quali (74,6%) nel Mercato del Gas (MGAS).

A decorrere dal 30 settembre 2016, è entrata in vigore la nuova Disciplina del mercato del gas naturale, modificata, ai sensi dell'articolo 3.6 della predetta Disciplina, al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1, della delibera 312/2016/R/GAS.

A decorrere dal giorno gas 1° ottobre 2016, è entrato in

vigore anche il nuovo Regolamento della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (Regolamento PB-Gas), modificato, ai sensi dell'articolo 3.7 del predetto Regolamento, al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1, della delibera 312/2016/R/GAS.

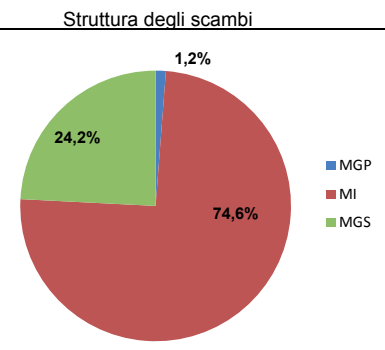
Nel primo mese di attività del nuovo mercato a pronti del gas sono stati scambiati 27 mila MWh su MGP-gas e 1.654 mila MWh su MI-gas ad un prezzo medio rispettivamente pari a 18,05 €/MWh e 17,90 €/MWh, inferiori o uguali rispetto alla quotazione al PSV.

Figura 3: Mercati del gas naturale*

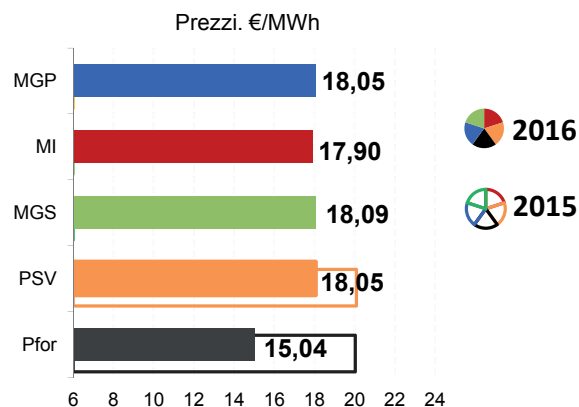
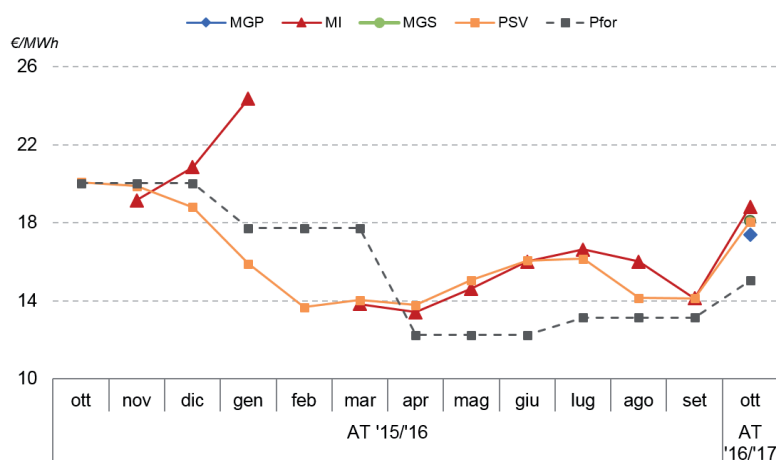
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		Struttura degli scambi	
	Media	Min	Max	Totale			
MGAS							
MP-GAS							
MGP	18,05	(-)	15,63	20,00	26.980	(-)	
MI	17,90	(-)	13,70	24,00	1.653.692	(-)	
MT-GAS	-	(-)	-	-	-	(-)	
PB-GAS							
MGS	18,09	(-)	16,00	19,15	536.648	(-)	
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)	
P-GAS							
Royalties	-	(-)	-	-	-	(-)	
Import	-	(-)	-	-	-	(-)	
Ex d.lgs 130/10	-	(-)	-	-	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice



Nel primo mese di operatività del nuovo Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PBGAS sono stati scambiati 537 mila MWh. I volumi scambiati tra operatori (415 mila MWh) hanno rappresentato la parte preponderante del totale scambiato

(77,3%), mentre l'attività di SRG si è limitata a 86 mila MWh sul lato vendite e 36 mila MWh sul lato acquisti. Il prezzo medio mensile si è attestato a 18,09 €/MWh, in linea con le quotazioni al PSV.

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

Fonte: dati GME

	Acquisti	Vendite	Struttura scambi
	MWh	MWh	
Totale	536.648	536.648	
RdB	36.031	85.852	
Bilanciamento	36.031	85.852	
Altro	-	-	
Operatori	500.617	450.796	

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di ottobre si caratterizza per forti apprezzamenti sulle quotazioni di tutti i combustibili, gas compreso, i cui livelli risultano di poco inferiori a quelli di un anno fa, ad eccezione del carbone,

salito al valore massimo dal 2014. Forti aumenti anche sul prezzo dell'energia elettrica, spinto al rialzo dall'aumento dei costi di generazione e dalle tensioni registrate nel mercato francese.

Continua la ripresa del prezzo del greggio, che si attesta a 49 \$/bbl (+5% mensile), livello di poco superiore a quello raggiunto lo scorso anno. Lo stesso trend rialzista si osserva per le quotazioni del gasolio e dell'olio combustibile (454 \$/MT e 262 \$/MT), che subiscono apprezzamenti anche maggiori e nell'ordine, rispettivamente, di +9% e +11%. I prezzi a termine per questi combustibili registrano aumenti compresi tra +10% e +25% per scadenze entro l'anno corrente, disegnando una curva progressivamente in crescita anche per scadenze più lontane. Riprende la sua crescita il prezzo a pronti del

carbone, dopo l'arresto registrato lo scorso mese. Ad ottobre il suo livello si attesta a 76 \$/MT, raggiungendo un livello che non si osservava dal 2014 (+25% rispetto a settembre, +46% sull'anno scorso). In crescita anche le aspettative a termine con quotazioni che si mantengono su livelli di poco superiori al prezzo a pronti, con un premio prossimo ai 2 \$/MT.

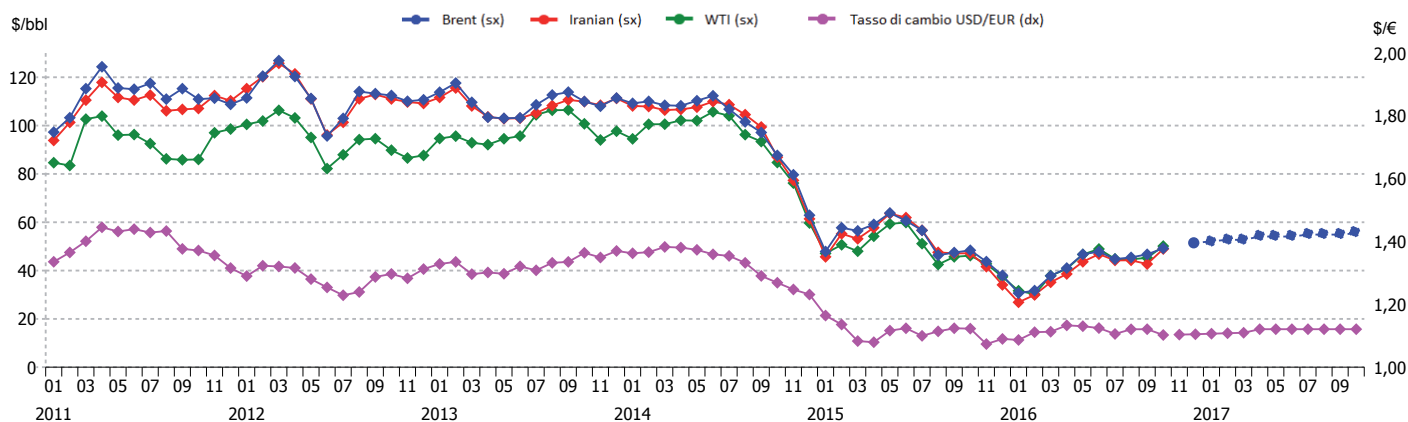
Gli aumenti risultano inoltre acuiti nella conversione delle quotazioni in euro, in corrispondenza di un ribasso del tasso di cambio a 1,1 \$/€ (-2%), registrato sia a pronti che nel medio periodo.

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Ott 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 16	Var M-1 (%)	Dic 16	Var M-1 (%)	Gen 17	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	49,18	+ 5 %	+ 2 %	-	-	-	51,39	+ 10 %	52,13	-	54,43	+ 8 %
	€/bbl	44,61	+ 7 %	+ 4 %	-	-	-	46,50	-	47,10	-	48,56	-
OLIO COMB.	\$/MT	261,78	+ 9 %	+ 11 %	261,23	274,93	+ 15 %	273,47	+ 15 %	275,83	-	280,59	+ 12 %
	€/MT	237,46	+ 11 %	+ 13 %	-	249,12	-	247,49	-	249,21	-	250,33	-
GASOLIO	\$/MT	454,45	+ 11 %	+ 3 %	-	462,99	+ 11 %	464,11	+ 10 %	467,24	-	483,98	+ 8 %
	€/MT	412,22	+ 13 %	+ 5 %	-	419,52	-	420,01	-	422,15	-	431,78	-
CARBONE	\$/MT	76,43	+ 25 %	+ 46 %	70,63	78,82	+ 25 %	77,79	+ 23 %	77,83	-	67,07	+ 13 %
	€/MT	69,32	+ 27 %	+ 49 %	-	71,42	-	70,39	-	70,32	-	59,83	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,10	- 2 %	- 2 %	-	1,10	- 2 %	1,10	- 2 %	1,11	-	1,12	- 2 %

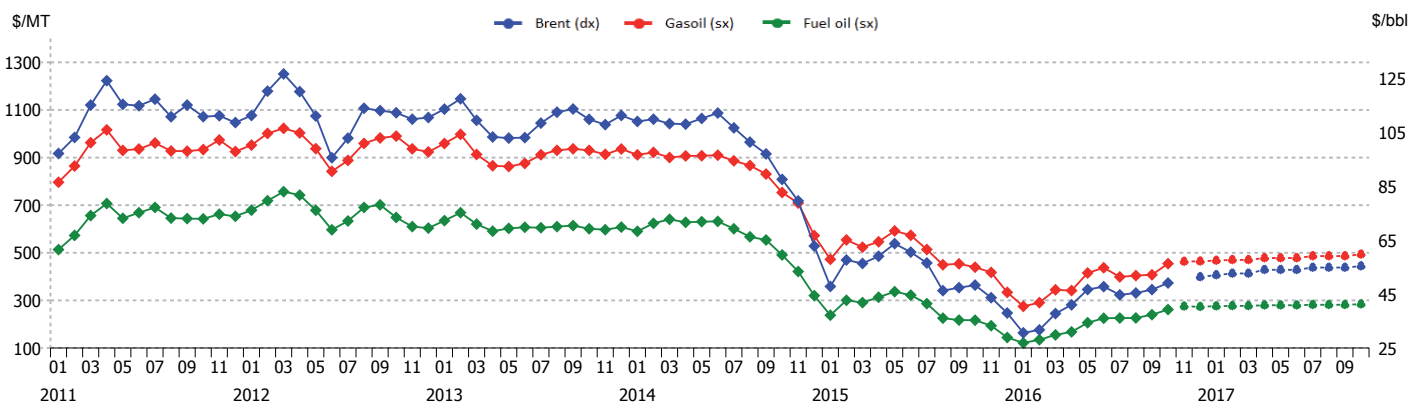
Fonte: Thomson-Reuters

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



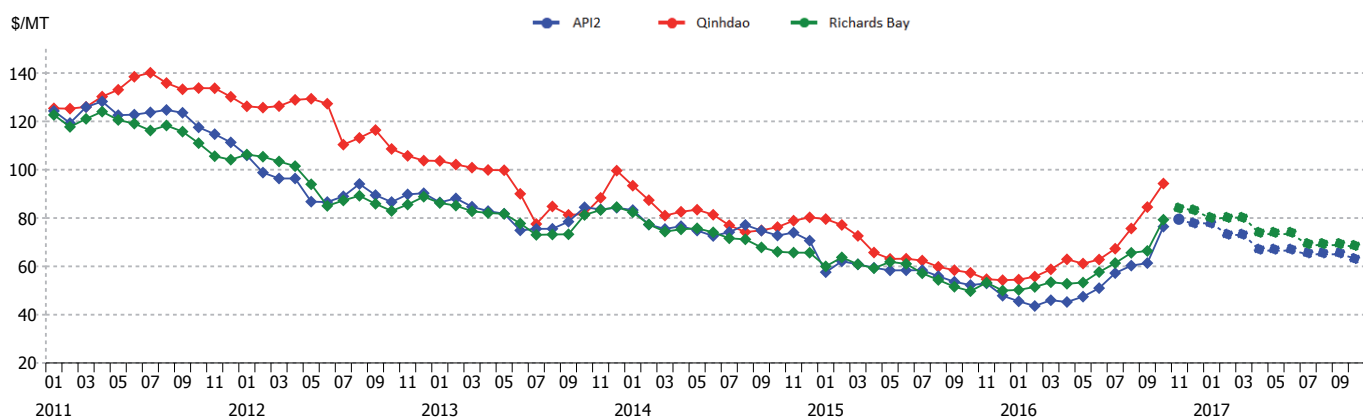
Fonte: Thomson-Reuters

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



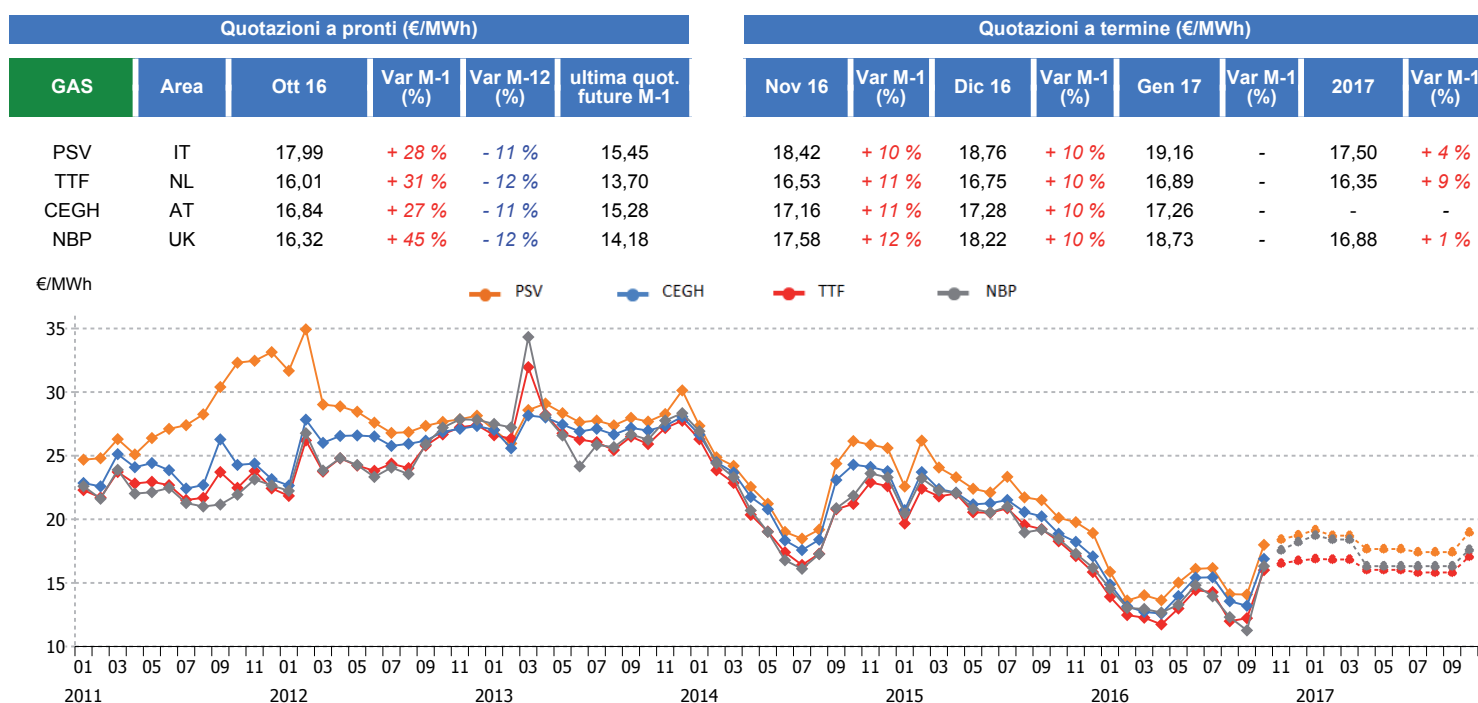
Fonte: Thomson-Reuters

Decisamente rilevante l'aumento osservato anche sui principali hub europei del gas, sui quali il prezzo più basso si conferma quello registrato al TTF (16,01 €/MWh, +31%), distanziato di quasi 1 €/MWh dal CEGH austriaco(16,8 €/MWh, +27%), e, come rilevato nel corso dell'ultimo biennio, di circa 2 €/MWh

dal PSV italiano, posizionato sui 18 €/MWh e al massimo da inizio anno. Anche le aspettative di medio termine subiscono un aggiustamento al rialzo, intorno all'11% per tutte le scadenze, rimanendo comunque in un range di prezzo compreso tra 16 e 18 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters



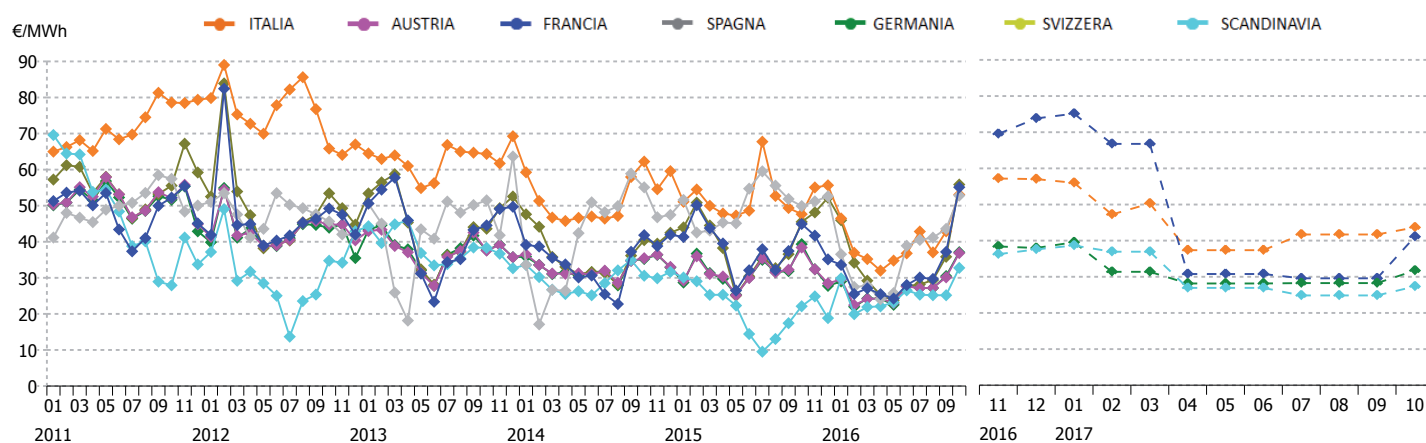
In tale contesto rialzista si inserisce anche il netto aumento congiunturale riscontrato sui mercati elettrici a pronti, favorito principalmente dalle tensioni verificatesi nel mercato francese, in corrispondenza delle quali il prezzo transalpino ha raggiunto il suo massimo livello dal 2013 (55,14 €/MWh, +48%). Tale situazione ha spinto al rialzo tutte le principali quotazioni europee sincronizzate a quella francese nell'ambito del MRC, allineate sui 53 €/MWh nell'area mediterranea (Italia: +24%, Spagna: +21%) e sui 37 €/MWh nell'area continentale

(Germania e Austria: +22%). Più intensi e analoghi a quelli francesi i rialzi in Svizzera, salita sui 56 €/MWh (+56% rispetto a settembre). Eccezionale anche l'impatto che tali dinamiche hanno mostrato sulle quotazioni a termine, superiori ai 70 €/MWh in Francia fino al primo trimestre del prossimo anno, anche in considerazione dell'incertezza legata al ritorno alla normalità delle problematiche interne sugli impianti nucleari. In ripresa anche le aspettative per gli altri paesi, con prezzi futures che rimangono allineati agli attuali livelli spot.

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 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 16	Var M-1 (%)	Dic 16	Var M-1 (%)	Gen 17	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	53,08	+ 24 %	+ 11 %	46,71	56,81	+ 26 %	56,21	+ 29 %	54,90	-	43,05	+ 3 %
FRANCIA	55,14	+ 48 %	+ 23 %	44,40	69,52	+ 68 %	73,82	+ 80 %	75,12	-	41,95	-
GERMANIA	37,13	+ 22 %	- 6 %	33,07	38,39	+ 26 %	37,98	+ 32 %	39,57	-	31,37	-
SPAGNA	52,83	+ 21 %	+ 6 %	28,30	36,26	-	37,56	-	38,65	-	28,98	-
AREA SCANDINAVA	32,78	+ 30 %	+ 48 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	36,87	+ 22 %	- 4 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	55,88	+ 56 %	+ 23 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



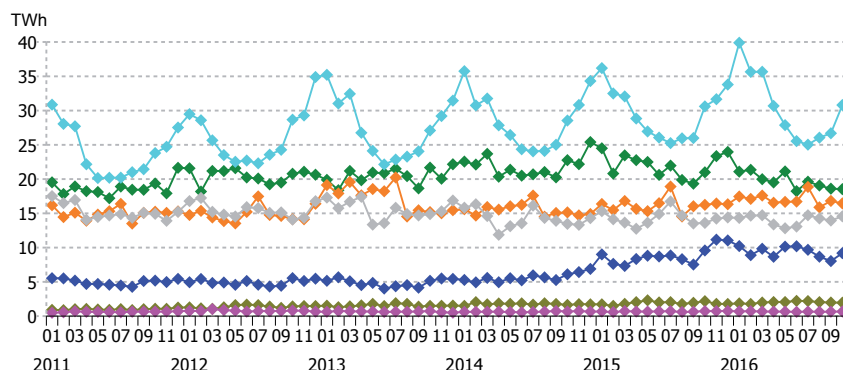
Relativamente invece ai volumi contrattati sulle principali borse europee, la piattaforma di EPEX rimane la più utilizzata, con 29,7 TWh scambiati in totale per consegne in Germania, Svizzera e Francia, per la quale si osserva un particolare aumento di liquidità rispetto al mese scorso (9,2 TWh; +14%).

In aumento anche i volumi scambiati su Nordpool per i paesi nordici (30,8 TWh; +15%), mentre rimangono sostanzialmente costanti gli scambi registrati per l'Italia (16,5 TWh). Risultano infine in netta diminuzione tendenziale rispetto al 2015, i volumi riferiti a Germania (-12%) e Svizzera (-11%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Ott 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,5	- 2 %	+ 1 %
FRANCIA	9,2	+ 14 %	- 4 %
GERMANIA	18,5	- 0 %	- 12 %
SPAGNA	14,6	+ 4 %	+ 7 %
AREA SCANDINAVA	30,8	+ 15 %	+ 1 %
AUSTRIA	0,7	+ 6 %	- 6 %
SVIZZERA	2,0	- 2 %	- 11 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre 2016 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 609.746 TEE, in aumento rispetto ai 414.972 TEE scambiati a settembre.

Dei 609.746 TEE sono stati scambiati 197.249 TEE di Tipo I, 318.900 TEE di Tipo II, 47.704 TEE di Tipo II CAR, 45.893 TEE di Tipo III.

In totale, nel 2016, sono stati scambiati sul mercato 4.502.631 TEE, ad un prezzo medio pari a 131,58 €/TEE.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 149,33 € (143,56 € a settembre), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 147,83 € (143,80 € a settembre) e i Tipo II-CAR a 150,77 € (142,44 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo

III sono stati quotati ad una media di 148,87 € (rispetto a 142,57 € a settembre). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente è stato del 4,02 % per i TEE di Tipo I, del 2,80 % per i TEE di Tipo II, del 5,84% % per i TEE di Tipo II-CAR e infine del 4,42 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.245.138 TEE (1.685.581 TEE di Tipo I, 2.595.457 TEE di Tipo II, 690.505 TEE di Tipo II CAR, 273.595 TEE di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 42.978.411 TEE.

Di seguito le tabelle e i grafici mensili e annuali, riassuntivi dei volumi e dei prezzi del mercato dei TEE, e l'istogramma relativo ai TEE emessi.

TEE risultati del mercato del GME - ottobre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	197.249	29.455.953,08	141,00	157,55	149,33
<i>Tipo II</i>	318.900	47.142.513,46	140,50	157,55	147,83
<i>Tipo II-CAR</i>	47.704	7.192.194,29	144,20	157,50	150,77
<i>Tipo III</i>	45.893	6.832.266,82	135,00	157,50	148,87
Totale	609.746	90.622.927,65			148,62

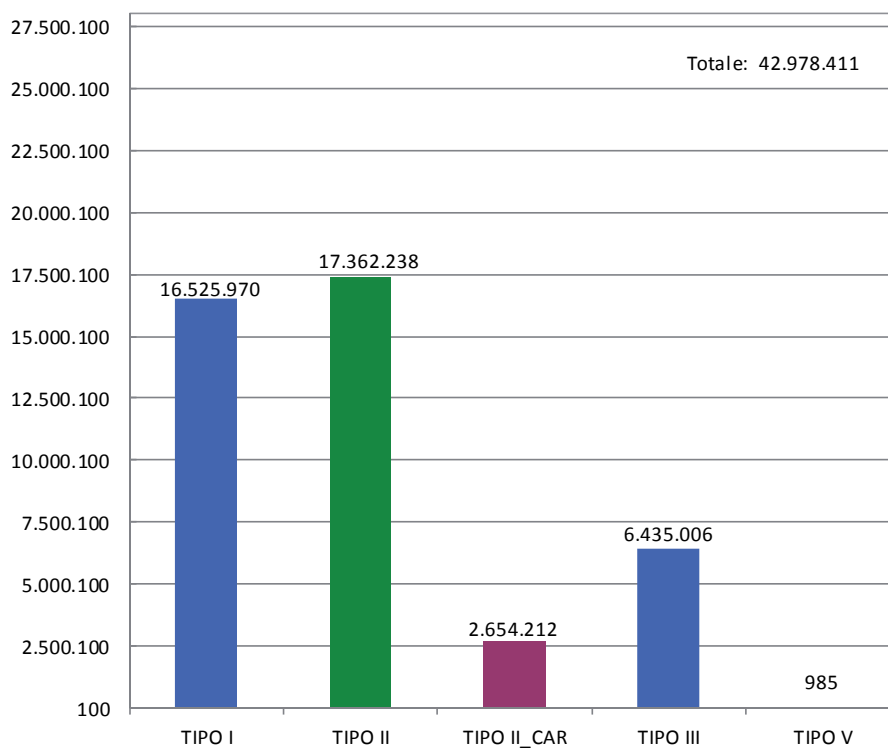
TEE risultati del mercato del GME - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.541.136	202.327.070,40	105,00	157,55	131,28
<i>Tipo II</i>	2.190.307	288.031.358,36	105,00	157,55	131,50
<i>Tipo II-CAR</i>	454.944	60.391.629,98	106,00	157,50	132,75
<i>Tipo III</i>	316.244	41.686.316,44	105,80	157,50	131,82
Totale	4.502.631	592.436.375,18			131,58

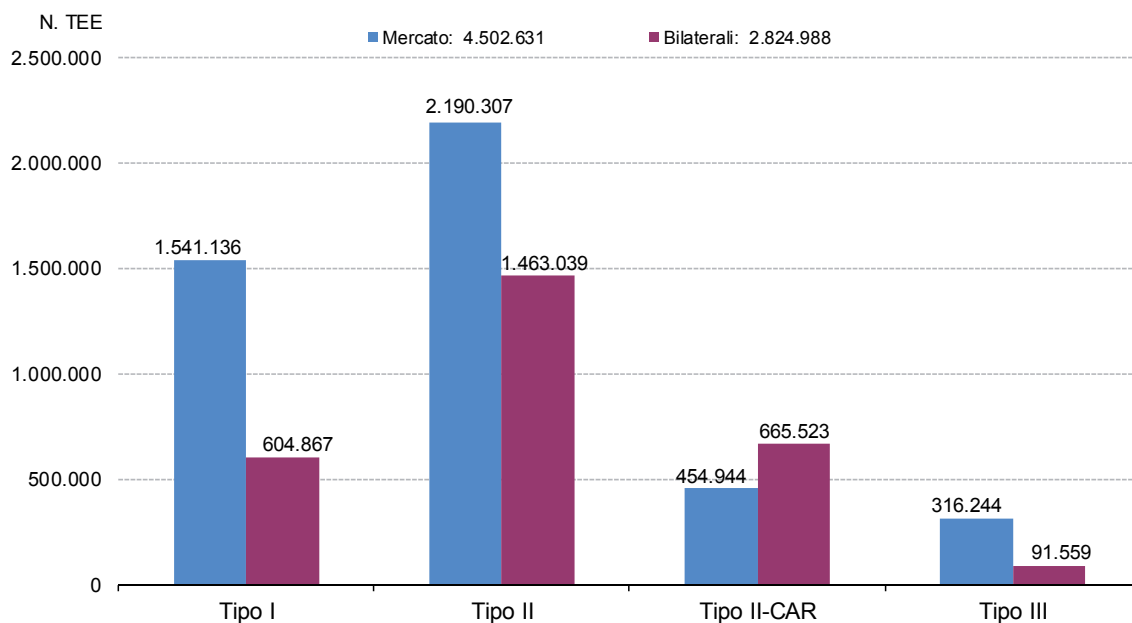
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



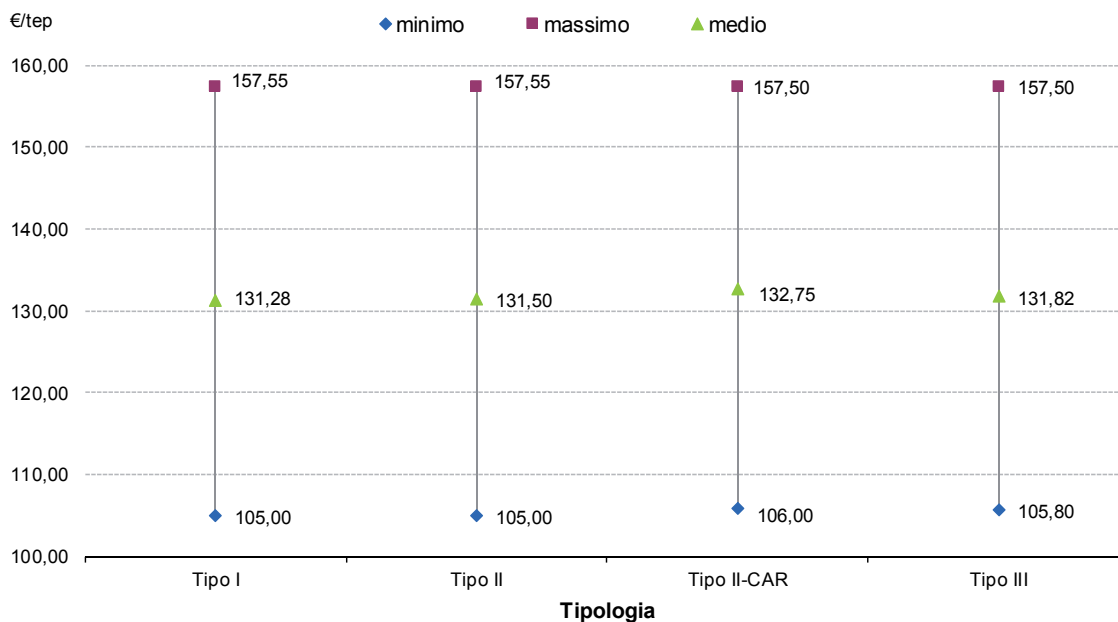
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



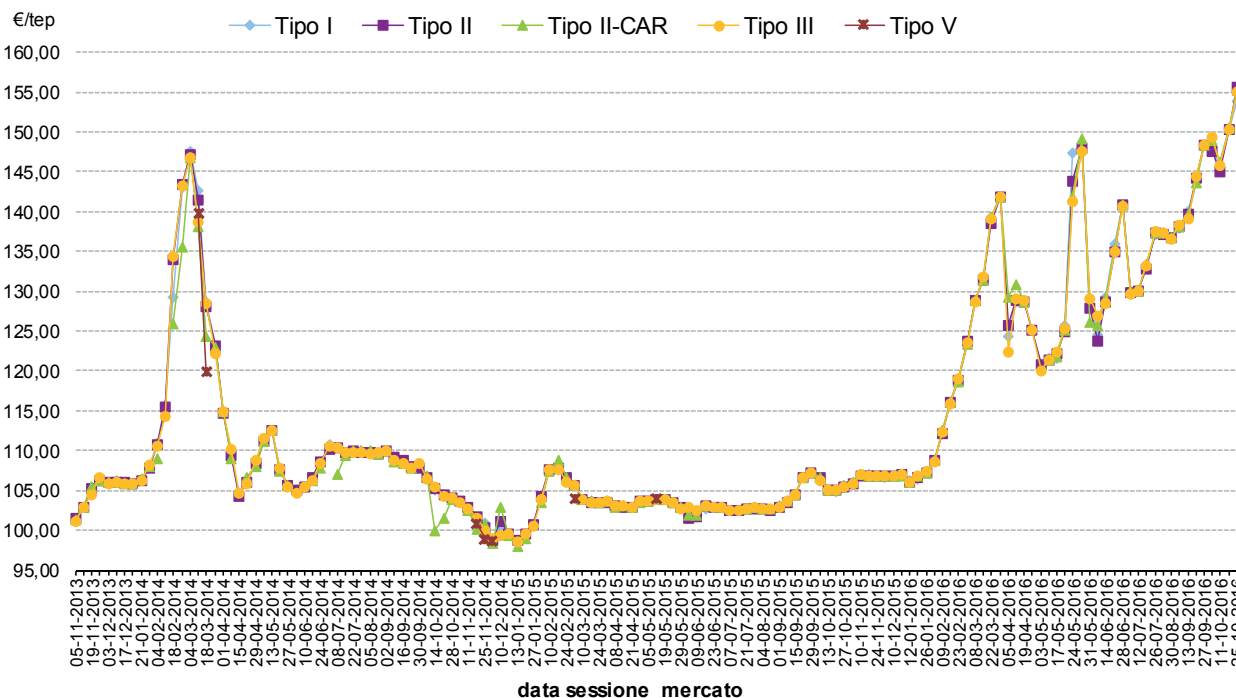
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di ottobre 2016 sono stati scambiati 194.440 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (215.129 TEE nel mese di settembre 2016). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 125,70 €/tep (130,15 €/tep lo scorso mese), minore di 22,92 €/tep rispetto

alla media registrata sul mercato organizzato (143,35 €/tep a settembre). In totale, nel 2016, sono stati scambiati sulla piattaforma dei bilaterali, 2.824.988 TEE, ad un prezzo medio pari a 108,97 €/TEE. Seguono le Tabelle riassuntive, mensili e annuali, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - ottobre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	34.679	4.601.110,94	0,00	154,50	132,68
Tipo II	95.381	11.257.820,69	0,00	155,65	118,03
Tipo II-CAR	58.047	7.773.168,47	0,00	150,50	133,91
Tipo III	6.333	808.213,30	0,00	149,60	127,62
Totale	194.440	24.440.313,40			125,70

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

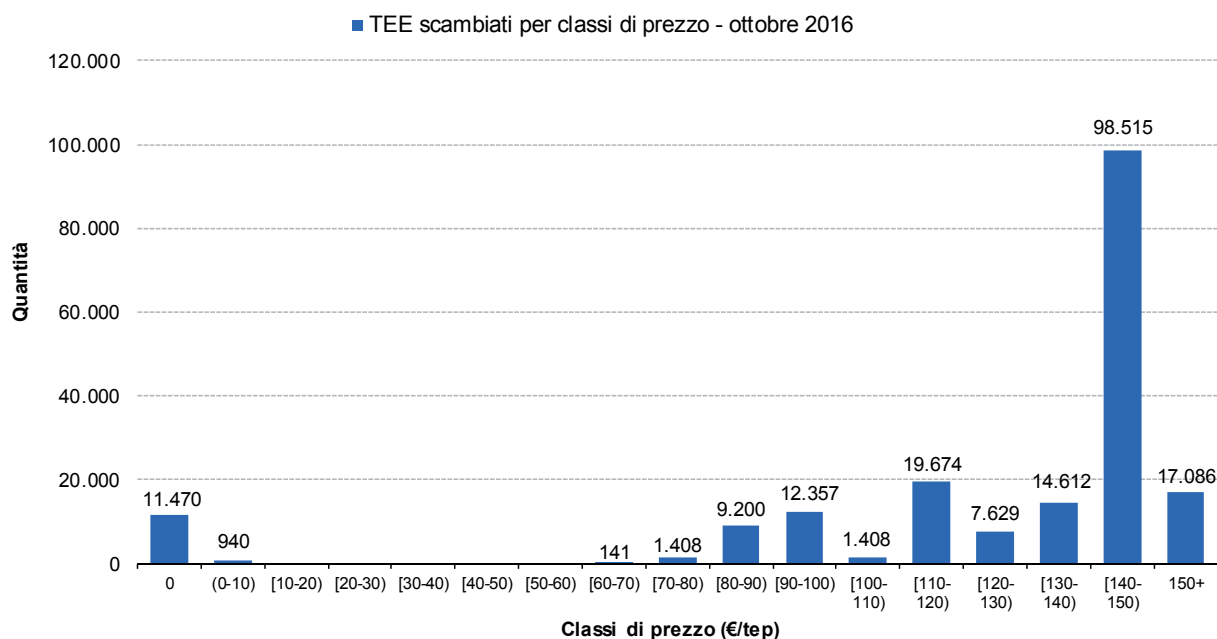
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	604.867	66.640.396,39	0,00	155,00	110,17
Tipo II	1.463.039	152.579.346,61	0,00	155,65	104,29
Tipo II-CAR	665.523	77.897.028,43	0,00	150,50	117,05
Tipo III	91.559	10.709.360,64	0,00	155,00	116,97
Totale	2.824.988	307.826.132,07			108,97

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi, mensili e annuali, scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

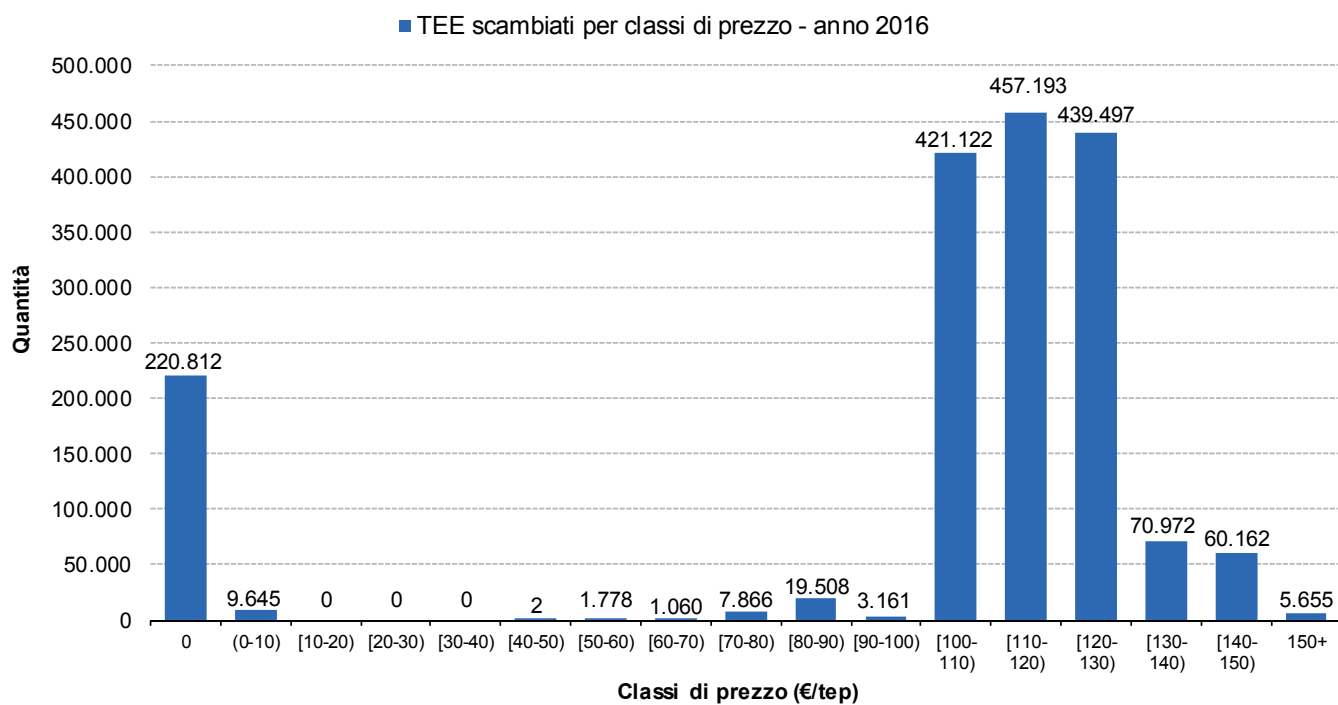
TEE scambiati per classi di prezzo - ottobre 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



PERCORSI ED OBIETTIVI DELLE MULTIUTILITIES ITALIANE DI FRONTE AL CAMBIAMENTO

di Gian Paolo Repetto – RIE

(continua dalla prima)

Per approfondire i percorsi in essere e mettere in rilievo gli obiettivi del settore per i prossimi anni, si sono presi in esame le operazioni recenti e i piani industriali delle 3 maggiori multiutilities italiane a controllo pubblico quotate in Borsa: A2A, IREN, HERA. L'analisi evidenzia importanti linee operative comuni, intraprese per affrontare il cambiamento e trarne nuove opportunità. Le commentiamo di seguito, senza la pretesa di essere esaustivi dati anche il numero e la complessità delle tematiche considerate.

I processi di aggregazione

Dal 2002 operazioni di M&A hanno portato alla concentrazione di importanti ex-municipalizzate attraverso differenti modelli di crescita. Il Gruppo A2A (Milano, Brescia, Bergamo) e il Gruppo IREN (Genova e Torino con aggregazione successiva di "Enia" posseduta da Reggio Emilia, Parma e Piacenza) sono nati dalla somma di un numero limitato di soggetti locali medio-grandi e hanno presentato negli anni post-merger problematiche di governance e di fusione industriale delle strutture operative. Il Gruppo HERA nasce da subito (2002) come aggregazione di ben 11 aziende ex-municipalizzate territorialmente contigue, con pivot l'azienda di Bologna, espandendosi gradualmente negli anni successivi a nuove realtà limitrofe (Modena, Ferrara, Marche, Veneto) o vicine (Friuli) attraverso 20 step di fusioni societarie successive e giungendo a contare circa 120 soci pubblici.

Una nuova tornata di aggregazioni per acquisizione è stata intrapresa recentemente dai tre Gruppi e proseguirà, secondo i piani industriali, nei prossimi anni contando anche su un contesto politico, regolatorio ed industriale che appare favorevole. Messi al momento da parte progetti di "unificazione tra le big", negli ultimi mesi si sono verificate importanti aggregazioni secondo un modello in cui il grande Gruppo svolge la funzione di polo aggregante. A2A ha chiuso ad inizio agosto l'acquisto del 51% della multiutility Linea Group Holding (operante nel Sud Est Lombardia con oltre 600 ml di euro di fatturato) e si sta ponendo altri obiettivi di crescita esterna, specie sul territorio regionale, attraverso l'acquisizione per quote di maggioranza sia di altre aziende multiservizio (un target resta ACSM-AGAM di Como e Monza) sia di imprese operanti in specifiche attività: nel corso del 2016 ha acquisito infatti la maggioranza di 2 società lombarde attive nel settore Ambiente, "La Bi.CO due" e "Rieco-Resmal", nonché della ESCO "Consul System" per la filiera dell'efficienza energetica.

IREN sta consolidando la sua posizione nel Nord-Ovest e nei servizi ambientali: emblematici l'aumento al 60%

della partecipazione nella multiservizio Atena di Vercelli, il consolidamento di AMIAT Torino e la manifestazione di interesse per l'acquisto di AMIU, rispettivamente azienda comunale torinese e genovese dei rifiuti; ma si rafforza anche in altre realtà territoriali, per esempio con l'acquisto del 50% di Salerno Energie Vendite, operazione che porterà al consolidamento di 115 mila nuovi clienti tra Toscana, Lazio e Campania. Il piano industriale si pone come obiettivo l'acquisto di nuove realtà medio-piccole nei territori di riferimento "con forte fitting industriale ed economico-finanziario".

HERA a fine 2014 ha aggregato la multiutility di Udine e nel 2015 altre tre aziende nel settore ambiente e nella vendita energia², in grado di ampliarne la presenza in aree contigue e rafforzare la capacità impiantistica. Secondo il Piano industriale 2016-2019 la crescita esterna di HERA si concentrerà su opportunità di aggregazioni con multiservizio presenti in territori contigui e su acquisizioni di società che operano in business liberalizzati sull'intero territorio nazionale. È recente l'acquisizione in Abruzzo del 100% di "Gran Sasso Energie" società di vendita sul mercato libero che conta circa 15mila clienti gas³.

Un'ulteriore via di crescita esterna sarà offerta dalle gare per l'affidamento delle nuove concessioni della distribuzione gas per ambito territoriale (Atem). Al di là delle interminabili incertezze sui loro tempi di svolgimento, la lettura dei piani industriali dei tre gruppi indica sostanzialmente lo stesso obiettivo: affermazione negli Atem dove già esiste una presenza prevalente o rilevante. Le gare gas non paiono comunque essere il principale strumento di crescita esterna, ma un mezzo per consolidare la presenza in territori già presidiati.

Centralità delle attività regolate

Per le multiutilities italiane i settori regolati delle infrastrutture svolgono un ruolo centrale ed equilibratore degli andamenti critici e dei rischi connessi ai mercati energetici liberi. La gestione delle reti energetiche, dei servizi del ciclo dell'acqua e della parte regolata della filiera ambiente consentono una buona e prevedibile marginalità⁴ e favoriscono il mantenimento del legame con il territorio. L'importanza anche prospettica che le multiutilities attribuiscono ai settori regolati emerge chiaramente dall'analisi dei dati di bilancio e dei piani industriali dei Gruppi analizzati. L'80% degli investimenti previsti da A2A nell'orizzonte di Piano (2016-2020) sarà destinato ad attività regolate (reti energetiche e ciclo idrico, raccolta rifiuti) o quasi regolate (TLR, smaltimento RSU) per stabilizzare i margini del Gruppo. È prevista una riduzione dell'esposizione al comparto

PERCORSI ED OBIETTIVI DELLE MULTIUTILITIES ITALIANE DI FRONTE AL CAMBIAMENTO

termoelettrico accompagnata da una sua ristrutturazione con razionalizzazione degli impianti a ciclo combinato. Al 2020 l'Ebitda proverrà per il 35% da attività regolate e per il 26% da settori quasi regolati, in crescita rispetto alle incidenze 2015 (rispettivamente 28% e 25%).

Maggior peso attuale e prospettico di questi settori si riscontra negli altri due Gruppi considerati, dove l'esposizione alle attività del libero mercato elettrico è sempre stata inferiore. I servizi regolati o quasi regolati hanno contribuito per il 76%

(52% e 24%) all'Ebitda 2015 di IREN; la stessa percentuale sarà sostanzialmente mantenuta a fine Piano (2021), ma l'Ebitda crescerà in valore assoluto per tutte queste attività. HERA definisce i servizi di rete come "la safety box" del Gruppo e nel 2015 il 56% dell'Ebitda è provenuto da attività interamente regolate, percentuale che rimarrà tale al termine del Piano (2019), ma con un previsto incremento in termini assoluti grazie anche all'impiego nelle reti e nel ciclo rifiuti del 78% degli investimenti complessivi previsti.

Tab. 2. Alcune cifre dei Piani industriali

Fonte: Piani industriali

	A2A	IREN	HERA
Periodo di Piano	2016-2020	2016-2021	2016-2019
Crescita media annua Ebitda (%)	4,5%	4,8%	4,1%
Investimenti (mld €)	2,2	2,2	2,2
Ebitda da attività interamente regolate a fine Piano (%)	35%	50%	56%
Target PFN/Ebitda a fine Piano	1,8	3,0	2,9

Il rafforzamento del settore Ambiente

È interessante osservare come tutti e tre i Gruppi attribuiscono al settore ambiente - ciclo rifiuti, waste to energy e waste to material - una parte significativa delle opportunità di sviluppo. Adeguamento alle normative, aumento delle funzioni di trattamento, allungamento del ciclo attraverso l'utilizzo dei rifiuti per produrre energia o per il riciclo, sono gli aspetti che maggiormente vengono messi in rilievo nei programmi aziendali.

A2A parla esplicitamente di rilancio degli investimenti nel settore, con il 24% degli interventi complessivi destinati a questo servizio. Il ciclo rifiuti darà il maggior contributo alla crescita complessiva dell'Ebitda: 33%, di cui il 65% da progetti di M&A e di sviluppo e il 28% dal rafforzamento della fase di trattamento. Tra gli obiettivi è compreso anche l'aumento dell'efficienza nel waste to energy e un programma di medio termine indirizzato ad acquisizioni di altri soggetti sul territorio operanti nella filiera, atti anche ad integrare nella catena del valore di A2A fasi prima non comprese. In quest'ottica rientrano le già citate acquisizioni di "Rieco- Resmal" e di "La Bi.Co 2". IREN, che già vanta una significativa presenza nella filiera con il polo emiliano, come già indicato sta realizzando un'importante azione di crescita esterna nel settore: oltre alle già realizzate acquisizioni delle aziende torinesi AMIAT e TRM (termovalorizzazione) e di soggetti minori operanti su territori già presidiati, è attesa entro fine 2016 l'acquisizione di AMIU Genova. Inoltre il Piano mette in rilievo programmi di sviluppo impiantistico connessi a principi di waste to energy e waste to material. Anche per IREN il maggior contributo alla crescita

dell'Ebitda sarà dato dalla filiera ambiente con un peso del 40%, seguito da cogenerazione/TLR e reti.

HERA è già leader nazionale nel settore e considera nel Piano un ulteriore consolidamento della sua posizione: l'Ebitda della relativa Business Unit crescerà del 25% con 460 mil di euro di investimenti pari al 21% di quelli complessivi previsti. Dal punto di vista operativo Hera mira allo sviluppo della piattaforma impiantistica, della raccolta differenziata con trattamenti più orientati al riciclaggio e alla sostenibilità ambientale. Fasi di crescita esterna nel settore sono stati già compiuti attraverso acquisizioni in Toscana (società Waste Recycling) e in Triveneto (Geo Nova).

Processi di efficientamento interno

Tutti e tre i piani industriali pongono inoltre l'accento su processi e programmi rivolti all'ottenimento di una maggiore efficienza operativa ed organizzativa interna a difesa della marginalità.

A2A focalizza i processi e le possibilità di cost saving sulla riorganizzazione del settore termoelettrico e attraverso uno specifico progetto di efficientamento operativo ed industriale coinvolgente tutto il Gruppo.

IREN mira all'efficientamento attraverso un piano di "performance improvement" con reingegnerizzazione e ottimizzazione dei processi, unificazione dei sistemi informatici, centralizzazione delle funzioni, oltre che con la già avvenuta razionalizzazione societaria⁵.

HERA pianifica oltre il 70% della crescita interna⁶ al 2019 derivante da efficientamenti e sinergie.

PERCORSI ED OBIETTIVI DELLE MULTIUTILITIES ITALIANE DI FRONTE AL CAMBIAMENTO

Innovazione tecnologica, efficienza energetica e nuovi servizi ai clienti

Un indirizzo estremamente importante nei piani di sviluppo è volto a cogliere le opportunità che si stanno aprendo per le multiutilities nei settori che, oltre a quello dell'energia rinnovabile da rifiuti, sono più direttamente collegati alle misure di decarbonizzazione e agli sviluppi tecnologici: efficienza energetica, smart grids, smart cities, smart meters. In particolare, A2A intende potenziare la filiera dell'efficienza energetica attraverso l'offerta di servizi aggiuntivi ai consumatori. L'ingresso di A2A nella filiera è recente ed avvenuto tramite crescita esterna con l'acquisizione del 75% del capitale di "Consul System" una delle principali ESCO italiane indipendenti. Inoltre trasformazione tecnologica delle reti in ottica smart, digitalizzazione, soluzioni di demand response, ampliamento dell'offerta dei servizi rientrano tra le principali linee guida del Piano. È di quest'anno il lancio di "A2A Smart City", nuova società del Gruppo dedicata a servizi innovativi per le città di Milano, Brescia e Bergamo attraverso tecnologie ICT applicate alle reti nonché di "Smart City Lab", struttura di ricerca per la realizzazione di tecnologie digitali da applicare alla gestione dei servizi sul territorio. Secondo i programmi, A2A intende svolgere anche un ruolo attivo nella posa della fibra ottica attraverso accordi industriali e commerciali con società di telecomunicazioni.

Il Piano industriale di IREN mira a trasformare il prodotto energetico da commodity a servizi a valore aggiunto; il Gruppo usa il termine di "new downstream" come nuovo paradigma commerciale inteso a riorganizzare i servizi ai clienti sotto una nuova ottica, destinata all'efficienza e al miglioramento della loyalty.

Anche HERA si propone di sviluppare offerte innovative "attente alle tematiche dell'efficienza energetica e alle nuove esigenze del mercato retail". Recente inoltre, lo sviluppo di progetti di innovazione tecnologica e di sistema in ottica smart city per il settore Ambiente, diretti soprattutto a creare le condizioni per lo sviluppo dell'innovazione sui sistemi di raccolta e sulle tecnologie connesse.

Sostenibilità ambientale e comunicazione

Oltre che nei Bilanci di sostenibilità⁷, anche nei business plan dei Gruppi viene posta particolare enfasi al nuovo impegno delle multiutilities in materia ambientale e di miglioramento della qualità della vita sui territori presidiati.

In luglio A2A ha presentato la "Politica di sostenibilità al 2030" e il "Piano di sostenibilità 2016-2020". Oltre alla diffusione di servizi smart, l'approccio mira a favorire lo sviluppo di un'economia circolare sui territori in cui A2A opera (raccolta differenziata e recupero di materia ed energia), a ridurre le emissioni degli impianti, al recupero di calore nei processi e allo sviluppo di fonti rinnovabili.

IREN indica nella sostenibilità ambientale "la bussola che guiderà le strategie del Gruppo per il futuro", in particolare

attraverso l'incremento dell'energia risparmiata nei processi interni, il crescente impegno nella valorizzazione dei rifiuti e nella produzione di energia rinnovabile per il contenimento delle emissioni di CO2.

HERA sintetizza il proprio impegno su queste tematiche attraverso "l'approccio delle 3R": Riciclo, ossia raccolta differenziata, waste recovery, biometano; Riduzione, vale a dire efficienza energetica, riduzione delle discariche, reingegnerizzazione dei processi; Riutilizzo di materiali, veicoli, attrezzature, etc...

L'attenzione ai temi della transizione energetica e della sostenibilità ambientale trovano riscontro anche nella strategia comunicativa, dove questi argomenti vengono posti in luce sui siti internet, nei rapporti con stampa ed investitori o in apposite presentazioni. Per esempio A2A ha recentemente rinnovato il logo del Gruppo che ora rappresenta la mappa di una città stilizzata per esprimere la visione di una multiutility vicina ai cittadini e ai territori serviti, focalizzando l'attenzione sul concetto di Smart City e dell'integrazione di tutti i servizi offerti. Anche il sito internet del Gruppo ha avuto un restyling che mette in prima evidenza il motto "Presente nel futuro".

Le più o meno rilevanti modifiche nelle modalità di comunicazione delle multiservizi nostrane si inquadrano nei cambiamenti in materia già intrapresi da diverse grandi aziende europee per testimoniare una partecipazione attiva alla transizione energetica e una nuova attenzione alle tematiche ambientali e sociali⁸.

Le prospettive di crescita e il recente rapporto di Goldman Sachs

I piani industriali dei 3 Gruppi prevedono nell'arco di tempo considerato una crescita dell'Ebitda medio annuo del 4,5% per A2A, del 4,8% per IREN e del 4,1% per HERA. Come già argomentato, la crescita oltre che dal settore ambiente sarà trainata dalla modernizzazione delle infrastrutture e dallo sviluppo di nuovi servizi.

Ampliando le considerazioni all'intero settore delle imprese multiservizio, Goldman Sachs ha recentemente pubblicato un rapporto sulle utilities europee nel quale argomenta che i settori energetici di queste aziende, dopo anni critici, si trovano alla vigilia di una svolta che porterà alla crescita di utili e dividendi sulla spinta degli obblighi di decarbonizzazione. La necessità di abbattere le emissioni innescherà un'ondata di investimenti in infrastrutture smart ed energia rinnovabile, accompagnati inoltre da un quadro regolatorio più favorevole. Goldman Sachs stima in 145 miliardi di euro il capex delle utilities europee lungo il prossimo decennio nella digitalizzazione delle reti di distribuzione e nello sviluppo di rinnovabili, pari al 20% dei 745 mld gli investimenti complessivi previsti nel settore. Secondo la banca di investimento, la regolazione dovrà assicurare ritorni adeguati per evitare il rischio che la decarbonizzazione non si realizzi.

PERCORSI ED OBIETTIVI DELLE MULTIUTILITIES ITALIANE DI FRONTE AL CAMBIAMENTO

Gli investimenti avverranno in uno scenario in cui il declino dei profitti della generazione elettrica sembra aver raggiunto il fondo e non peggiorerà ulteriormente. Anche questo specifico settore sarà favorito da un diverso atteggiamento della regolazione europea dovuto alla necessità di sostenere gli investimenti in decarbonizzazione ed impedire la chiusura di capacità termoelettrica necessaria nella transizione energetica. Il rapporto vede in modo particolarmente positivo le utilities italiane integrate (produzione, reti e vendita) che secondo Goldman Sachs potranno beneficiare di un incremento del valore a seguito degli investimenti remunerativi in assets strategici come rinnovabili, smart grids, sistemi di accumulo e fibra ottica.

I mutamenti del rapporto con il territorio e il “modello multistakeholder”

Concludiamo con alcune considerazioni riguardo aziende multiservizi e territorio. Il rapporto tra imprese e sistemi territoriali ha costituito storicamente un elemento caratterizzante le multiutilities locali a capitale prevalentemente pubblico, che hanno svolto spesso un ruolo suppletivo del capitale privato. Il “radicamento con il territorio” era centrato su alcuni capisaldi: la gestione di servizi locali primari di pubblica utilità (reti gas, acqua, rifiuti) che per loro natura comportano il presidio degli ambiti territoriali in cui si svolgono con strutture operative per la manutenzione e gestione di reti ed impianti; la visibilità per il consumatore locale di sportelli e centri di assistenza; il marchio aziendale come elemento di identificazione con il territorio e fattore di fidelizzazione del cliente; l'esistenza degli azionisti pubblici (enti locali) all'interno del capitale delle imprese; l'impiego di personale prevalentemente locale.

La liberalizzazione dei mercati energetici e delle attività di vendita, l'ampliamento della presenza di alcune di queste imprese nella filiera elettrica dove la generazione può risultare “lontana” dal consumo, hanno avviato modifiche dei rapporti tra impresa multiutility e spazio locale. Inoltre i processi di fusione realizzati hanno potenzialmente determinato un'ulteriore discontinuità con mutamenti nel marchio, crescita della base azionaria, diverse configurazioni di governance. Il legame con

il territorio ha finito, in sostanza, non solo per indebolirsi, ma anche per costituire sotto certi aspetti ragione di penalizzazione delle aziende locali nel confronto competitivo sui mercati aperti che prima monopolizzavano.

Tuttavia le multiutilities trovano ora nel mutamento del contesto e nella transizione energetica opportunità di rifondare il concetto di radicamento territoriale su nuovi contenuti, in modo da coniugare processi di crescita aziendale con la capacità di sviluppare investimenti e indotto sul tessuto sociale e produttivo locale.

Del radicamento di un'impresa sul territorio fanno parte, infatti, anche l'interazione di natura tecnologica, produttiva, organizzativa con gli altri attori dei sistemi locali nonché il contribuire all'attivazione di circuiti virtuosi.

Emerge dall'esame dei piani industriali e dei programmi di sostenibilità l'obiettivo di ricostruire un nuovo rapporto coi territori in riferimento ai cittadini-consumatori e alle realtà industriali che li connotano. Ciò a favore sia delle aziende stesse, valorizzando le proprie specificità rispetto ai competitors, sia delle aree in cui operano, sviluppando settori di intervento potenzialmente in grado di generare esternalità positive. Economia circolare, smart cities, smart grids, nuove produzioni energetiche (es. biometano) in grado di valorizzare “filieri corte,” paiono iniziative in grado di attivare sinergie tecniche e di know-how nelle aree presidiate, utilizzare risorse proprie del territorio, coinvolgere i sistemi locali in scelte e percorsi di lungo periodo. In questi ultimi mesi viene posto frequentemente l'accento sul concetto di “multi-utility dei territori”, dove il processo di consolidamento attraverso un polo aggregante, accompagnato dal riammodernamento dei servizi storici e dallo sviluppo di nuove attività, è assunto come potenzialmente virtuoso per tutti gli stakeholder delle aree coinvolte: aziende multiservizio, imprese, enti locali, cittadini. Si stabilisce così un'interazione, una connessione quasi circolare, tra le principali connotazioni dei percorsi che sono stati esaminati: aggregazioni, innovazione tecnologica delle reti, nuove modalità di produzione e gestione dell'energia, sostenibilità ambientale, rifondazione del collegamento con il territorio attraverso un “modello multistakeholder”.

¹ Fonte Bilanci aziendali; Utilities Flash Report – Arthur D. Little (aprile 2016).

² Waste Recycling, Geonova, Alento Gas

³ Distribuiti prevalentemente nelle zone di L'Aquila, Pescara e Chieti

⁴ A fine 2015 AEEGSI è intervenuta sul tasso di remunerazione riconosciuto (WACC) delle reti energetiche e del ciclo dell'acqua per adeguarlo ai mutamenti dei mercati finanziari e unificare metodologia e tempistica di calcolo per tutte le infrastrutture energetiche. Il risultato è stata una riduzione media del WACC intorno allo 0,8%. Le aziende stanno cercando di attenuare il calo della marginalità attraverso politiche di efficientamento e sinergie.

⁵ Esempio: riunione dei servizi di rete, energetici ed idrici, in unica società.

⁶ L'aumento dell'Ebitda sull'orizzonte di Piano previsto in 189 mil di euro avverrà in ugual misura da crescita interna ed esterna.

⁷ La Direttiva 95/2014 (in corso di recepimento nella normativa nazionale) prevede che le imprese che costituiscono enti di interesse pubblico (es. società quotate, banche, assicurazioni e tutte quelle imprese che ogni singolo Stato membro, nel recepimento della direttiva, riterrà di includere) e che occupano più di 500 dipendenti, siano obbligate a rendicontare una serie di informazioni “non finanziarie” sulle proprie iniziative di sostenibilità in tema ambientale, sociale, di politiche di genere e diversità, di rispetto dei diritti umani e di lotta contro la corruzione.

⁸ Emblematico è l'esempio del colosso francese Gaz de France che nel 2015 ha mutato logo e nome diventando “ENGIE” con una importante campagna comunicativa diretta ad evidenziare l'impegno sul fronte decarbonizzazione.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Introduzione nuove sessioni di Mercato Infragiornaliero” | 12 ottobre 2016** **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=298>

Facendo seguito al precedente documento di consultazione n.05/2016, pubblicato in data 7 giugno 2016, con il quale il GME ha sottoposto ad apposito processo consultivo la proposta di introduzione, nell’ambito del mercato elettrico, di due ulteriori sessioni del mercato infragiornaliero (di seguito: MI), con il comunicato in oggetto il medesimo GME ha reso noto che, in considerazione delle osservazioni pervenute dagli operatori, l’avvio operativo delle nuove sessioni degli MI è stato posticipato al 1° febbraio 2017, in luogo dell’ultimo quadrimestre 2016, come inizialmente ipotizzato ed indicato nel richiamato DCO.

■ **Deliberazione 14 ottobre 2016 568/2016/R/EEL | “Istruzioni al GME per l’attuazione di emendamenti al piano per lo svolgimento delle funzioni di market coupling operator, presentati all’unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del regolamento Ue 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 18 ottobre 2016 | Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/568-16.htm>

Con la Delibera 568/2016/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha richiesto al GME, ai sensi dell’art. 9, comma 9.12, del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) di dare attuazione a quanto previsto nel documento “Request for amendment by all NRAs agreed at the Energy regulators Forum on all NEMO’s proposal for the Plan on Joint performance of MCO function”, ovvero di emendare il piano per lo svolgimento congiunto della funzione di market coupling operator (di seguito: MCO Plan) sulla base delle osservazioni formulate dalle Autorità di Regolazione Europee (di seguito: NRAs), nonché dall’Agenzia per la cooperazione fra i Regolatori nazionali dell’energia (ACER).

Tale richiesta si inserisce nel quadro delle procedure previste dal Regolamento CACM, finalizzate all’armonizzazione delle norme europee per la creazione del mercato dell’energia elettrica comunitario.

In particolare, il suddetto Regolamento europeo prevede, tra l’altro, che tutti i Nominated Electricity Market Operator (tra i quali, per l’Italia, il GME) predispongano, congiuntamente, una proposta di MCO Plan e che quest’ultima venga sottoposta all’approvazione delle NRAs e di ACER.

In esito alla trasmissione da parte dei NEMO dello schema relativo al MCO Plan, le NRAs e l’ACER hanno elaborato una richiesta di emendamenti congiunta con alcune proposte di revisione del documento, prevedendo in particolare i seguenti interventi:

- i) dedicare un capitolo specifico nell’ambito del MCO Plan alla struttura di governance dei NEMO, descrivendo altresì l’organo di vertice (c.d. “All NEMO Committee”);
- ii) includere nel MCO Plan un appropriato “calendario di implementazione”, che specifichi le azioni necessarie a rendere disponibili le funzioni di MCO e la sequenza con cui queste azioni dovranno essere intraprese;
- iii) includere una valutazione dell’impatto che l’esito degli altri processi di approvazione previsti nel Regolamento CACM possano assumere sulla messa a disposizione delle funzioni di MCO;
- iv) assicurare la compatibilità dell’algoritmo per il coupling unico del giorno prima e infragiornaliero con gli accordi di cooperazione stipulati tra diversi NEMO che operano all’interno di una stessa zona d’offerta;
- v) rimuovere, per ragioni di confidenzialità, i nomi dei fornitori esterni dalle sezioni del piano che descrivono le relazioni tecnico-operative stipulate con terze parti rispetto ai NEMO stessi;
- vi) indicare la data di approvazione finale del MCO Plan emendato, a valere dalla quale i costi sostenuti dai NEMO si dovranno intendere come realmente condivisi a livello “europeo” e, pertanto, suddivisibili tra tutti gli Stati Membri secondo quanto previsto dallo stesso Regolamento CACM.

AMBIENTALI

Deliberazione 6 ottobre 2016 557/2016/R/EFR | “Disposizioni finalizzate alla determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui al meccanismo dei certificati bianchi, per gli anni d’obbligo successivi al 2016” | pubblicata il 14 ottobre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/557-16.htm>

Con la delibera 557/2016/R/EFR, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha approvato le disposizioni disciplinanti la raccolta dei dati funzionali alla ripartizione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico, in via di definizione, con apposito decreto, da parte del Ministero per lo Sviluppo Economico (di seguito: MISE), per gli “anni d’obbligo” successivi al 2016.

In materia, infatti, il decreto interministeriale 28 dicembre 2012, nel definire gli obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico per il periodo 2013-2016, aveva altresì previsto che, sempre con successivo decreto, sarebbero stati determinati anche gli obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2016 (periodo 2017-2020).

Pertanto, nelle more dell’emanazione del predetto decreto, il Regolatore ha ritenuto opportuno approvare anticipatamente i

criteri e le modalità con i quali raccogliere i dati funzionali: i) all'individuazione della compagine dei distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui al meccanismo dei certificati bianchi; ii) alla successiva ripartizione, tra quest'ultimi, degli obiettivi nazionali di risparmio energetico. Ciò al fine di assicurare con tempestività agli operatori il quadro operativo di riferimento e, in particolare, la conoscenza dei rispettivi obiettivi con congruo anticipo rispetto ai termini previsti per il loro adempimento.

Allo scopo, la delibera in oggetto prevede che entro il 15 novembre di ogni anno t, a partire dall'anno 2016, i soggetti obbligati (ossia tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun "anno d'obbligo" risultino aver connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) trasmettono all'AEEGSI:

- i) il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre dell'anno t-1;
- ii) la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell'anno t-1.

Comunicato del GME | "Modifiche sulla piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle Garanzie di Origine" | 28 ottobre 2016 [Download http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=300](http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=300)

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel corso del mese di novembre, sulla piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle Garanzie di Origine (PB-GO), non sarà più consentita la selezione dell'attributo Renewable Energy Certificate System (RECS). In luogo di tale attributo risulterà invece possibile indicare l'impianto di provenienza delle Garanzie di Origine attraverso l'indicazione del codice EAN (il quale individua univocamente gli impianti connessi al sistema di scambio internazionale dell'Association of Issuing Bodies).

Con successivo comunicato, il GME renderà nota alla platea dei soggetti interessati, l'effettiva data di attivazione della nuova funzionalità nell'ambito della PB-GO, e pubblicherà contestualmente la nuova versione aggiornata della DTF n.02 P-GO recante "Modalità di accesso al sistema informatico e funzionamento del Mercato organizzato (M-GO) e della piattaforma degli scambi bilaterali (PB-GO)".

GAS

Comunicato del GME | "Modifica alla Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 06 PB-GAS e orario provvisorio di svolgimento delle sessioni del MGAS" | 3 ottobre 2016 [Download http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=297](http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=297)

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto il GME ha reso noto che, al fine di mettere a disposizione degli operatori una più ampia finestra temporale per la presentazione delle offerte sul MGS, è stato esteso il termine temporale ordinario di chiusura

della seduta del MGS - inizialmente fissato alle ore 20:00 del giorno-gas oggetto di negoziazione - fino alle ore 10:00 del giorno-gas successivo a quello oggetto di negoziazione. Le nuove tempistiche di durata della seduta del MGS, contenute nella nuova versione (rev. 03) della DTF n. 06 PB-GAS sono entrate in vigore il 3 ottobre u.s..

Inoltre, con il medesimo comunicato, il GME, nell'ottica di conseguire un margine di flessibilità gestionale nell'ambito dello svolgimento delle attività di registrazione al PSV, anche sulla base di quanto osservato in relazione ai primi giorni di operatività del nuovo sistema di bilanciamento gas, ha modificato il termine di chiusura della sessione sia del MGP-GAS, che del MI-GAS, anticipandolo di 30 minuti rispetto al precedente termine (ore 02:30 anziché ore 03:00). In tal modo, viene assicurato un livello di flessibilità operativa resasi necessaria in ragione della coincidenza temporale attualmente esistente tra l'orario di chiusura delle sessioni del MGP-GAS e del MI-GAS e le tempistiche di chiusura dell'operatività del sistema PSV, anch'esse fissate alle ore 03:00. Pertanto, ai sensi dell'art. 24, comma 24.1, della Disciplina MGAS, a decorrere dal 4 ottobre 2016, le sessioni del MGP-GAS e del MI-GAS si svolgono secondo i seguenti nuovi orari:

- MGP-GAS (ogni giorno, dalle ore 06.00 alle ore 02:30 del giorno di calendario successivo, per i prodotti riferiti ai tre giorni-gas successivi);
- MI-GAS (ogni giorno, dalle ore 06.00 alle ore 02:30 del giorno di calendario successivo).

Deliberazione 6 ottobre 2016 554/2016/R/GAS | "Definizione dei parametri dell'incentivazione del responsabile del bilanciamento" | pubblicata il 7 ottobre 2016 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/554-16.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/554-16.htm)

Con la delibera 554/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha definito i parametri numerici degli incentivi di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla delibera 312/2016/R/GAS (di seguito: TIB), finalizzati al perseguimento, da parte del Responsabile del Bilanciamento (di seguito: RdB), di azioni di bilanciamento coerenti con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto del gas naturale.

A tal proposito, giova ricordare che l'articolo 9 del TIB prevede un sistema di incentivazione basato su tre indicatori di performance: i) il primo misura l'errore percentuale della previsione dei quantitativi giornalieri di gas prelevato ai punti di riconsegna, effettuata nel giorno precedente a quello di flusso (indicatore di performance "p1"); ii) il secondo misura il rapporto - espresso in percentuale - fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno gas (indicatore di performance "p2"); iii) il terzo indicatore misura l'utilizzo, per il bilanciamento, della rete di risorse nella disponibilità del RdB (indicatore di performance "p3"). I predetti indicatori consentono pertanto di valutare l'efficienza del RdB, con particolare riferimento a: i) la trasparenza del grado di

Novità normative di settore

informazione reso agli utenti circa le azioni di bilanciamento da intraprendere; ii) il ricorso ad azioni diverse dalle azioni di bilanciamento sul mercato per il mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto al termine del giorno gas.

I valori da attribuire agli incentivi sono stati oggetto di apposito documento per la consultazione (DCO 469/2016/R/GAS) e successivamente approvati con la predetta delibera 554/2016/R/GAS, nella quale l'AEEGSI ha inoltre previsto che:

- per il primo periodo di applicazione del regime di incentivazione, venga previsto un "livello asimmetrico" tra premi e penali (ossia un livello dei premi conseguibili superiore a quello delle penali massime applicabili), in modo tale da mantenere costante l'interesse al miglioramento della prestazione ponendo, al contempo, un limite al rischio di perdite eccessive in capo al RdB;
- gli indicatori di performance "p2" e "p3" vengano rafforzati attraverso l'introduzione di un fattore moltiplicativo volto a migliorare la performance complessiva del RdB nell'approvvigionamento delle risorse funzionali al bilanciamento del sistema;
- gli incentivi siano definiti su base annuale (primo periodo di riferimento 17 ottobre 2016 - 30 settembre 2017), ma soggetti ad una valutazione intermedia dopo il primo semestre (31 marzo 2017), in modo tale che eventuali premi, relativi al secondo semestre, siano corrisposti coerentemente con gli sforzi organizzativi e gestionali intrapresi per garantire l'effettivo miglioramento delle performance (a valle della valutazione intermedia l'AEEGSI potrà considerare anche specifiche integrazioni al sistema di incentivazione nel suo complesso);
- entro il 31 gennaio 2017, il RdB trasmetta all'AEEGSI una relazione in cui vengano illustrate le performance ottenute rispetto agli indicatori oggetto di incentivo - fornendo una valutazione comparata con le pratiche internazionali più avanzate - e le azioni intraprese (anche di tipo organizzativo) per migliorare le performance;
- entro il 1° novembre del 2017, il RdB determini e comunichi all'AEEGSI l'ammontare complessivo dei predetti incentivi che lo stesso - entro il 15 novembre 2017 - dovrebbe ricevere (o versare se negativo) da Cassa per i servizi

energetici ed ambientali (di seguito: CSEA);

- nel pubblicare le informazioni previsionali previste dal Codice di Rete sullo stato del Sistema, il RdB dia separata evidenza delle previsioni relative ai punti che alimentano le centrali termoelettriche;
- entro tre mesi dall'entrata in vigore della delibera 554/2016/R/GAS, il RdB formuli, in coordinamento con Terna, una proposta per la gestione delle previsioni e dei programmi dei consumi di gas del settore termoelettrico, considerando anche successivi aggiornamenti delle previsioni nel corso del giorno gas;
- di prevedere che qualsiasi comunicazione di previsione dei dati di prelievo effettuata dal RdB, riferita ai singoli utenti o all'intera rete, sia corredata da un opportuno "time stamp" che indichi il giorno e l'ora esatta di pubblicazione.

Deliberazione 20 ottobre 2016 584/2016/R/GAS | "Approvazione di una proposta di modifica al regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal gestore dei mercati energetici" | pubblicata il 21 ottobre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/584-16.htm>

Con la delibera 584/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha approvato le modifiche urgenti al Regolamento della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (Regolamento PB-Gas), predisposte dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 3.7, del predetto Regolamento, al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1, della delibera 312/2016/R/GAS.

A tal proposito, si ricorda che, con la predetta delibera 312/2016/R/GAS, l'AEEGSI ha previsto che, nelle more delle integrazioni e modifiche da apportare alla Disciplina MGAS, i mercati della negoziazione di prodotti locational (MPL) e della negoziazione di gas in stoccaggio (MGS), vengono organizzati, in via transitoria, nell'ambito del quadro regolatorio dell'attuale piattaforma per il bilanciamento gas (PB-GAS).

Il Regolamento PB-Gas è entrato in vigore dal giorno gas 1° ottobre 2016.

Gli appuntamenti

Aperte le selezioni alla XVIII Edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche

IL MASTER

SAFE è un'organizzazione indipendente che da oltre 15 anni, grazie alla collaborazione con grandi realtà aziendali operanti nel settore energetico e ambientale, offre un percorso formativo professionalizzante multidisciplinare, coniugando conoscenze tecniche ed economiche con un approccio fortemente operativo.

La docenza è affidata ad affermati professionisti del settore, manager dell'industria e della consulenza, che mettono a disposizione dei partecipanti il proprio Know How e la propria competenza.

Il Master consente ai partecipanti di ampliare le possibilità di inserimento nel mondo del lavoro, nonché di integrare la propria formazione per affrontare le sfide del settore dell'energia e dell'ambiente.

7 mesi full time, per un totale di 650 ore comprensive di lezioni, esercitazioni pratiche, workshop multidisciplinari, business case, visite a siti operativi, incontri con top manager, head hunter e responsabili delle risorse umane delle aziende leader di settore. Il tutto è affidato a un corpo docente di alto profilo, formato da manager e tecnici dell'industria, della consulenza, rappresentanti delle istituzioni e accademici.

A completamento del percorso di formazione project work aziendali e un elevato placement presso le più importanti realtà aziendali e istituzionali del settore energetico – ambientale.

Per maggiori informazioni visita il sito di SAFE



14-17 novembre

6th International Symposium on Energy from Biomass and Waste

Venezia, Italia

Organizzato da Iwwg

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

15 novembre

Efficienza energetica, rinnovabili e mobilità elettrica: una agenda per il 2017

Roma, Italia

Organizzato da GdL Finanza di Kyoto Club

www.kyotoclub.org/

15 novembre

Una marcia in più per gli impianti FV –Roma

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

15-18 novembre

6th International Conference on Power and Energy Systems

Parigi, Francia

Organizzato da ICPES

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

16 novembre

Presentazione Energy Storage Report 2016

Milano, Italia

Organizzato da Energy e Strategy Group del Politecnico di Milano

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

16 novembre

Concorrenza 2.0 il futuro dei mercati dell'energia retail

Roma, Italia

Organizzato da Safe e Accenture

www.safeonline.it

16 novembre

Corso di formazione professionale di diritto ambientale

Milano, Italia

Organizzato da Tuttoambiente

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

16 novembre

5° Conferenza nazionale sull'attuazione del Regolamento REACH

Roma, Italia

Organizzato da MinSal, MATTM, MiSE, ENEA e ISPRA

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

17 novembre

Il nuovo codice dei contratti pubblici e il green public procurement

Roma, Italia

Organizzato da Codice Ambiente Fise Assoambiente
<http://codiceambiente.it/>

18 novembre

Costi e benefici dell'efficienza energetica. Gli scenari in Italia ed in Europa

Roma, Italia

Organizzato da Federesco
<http://www.federesco.org>

21-22 novembre

VIII Conferenza nazionale per l'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzato da Amici della Terra
<http://www.amicidellaterra.it>

22-23 novembre

The 10th Annual International Tidal Energy Summit

Londra, Regno Unito

Organizzato da Soskin
<http://go.evnt.com/65270-0>

23 novembre

La Sostenibilità nelle Imprese di Servizi

Milano, Italia

Organizzato da Assoreca
<http://www.convegno-assoreca.green-flag.it/it/home.html>

23-24 novembre

IX Forum – QualEnergia?

Roma, Italia

Organizzato da Legambiente, Editoriale La Nuova Ecologia e Kyoto Club
<http://www.forumqualenergia.it/>

25 novembre

Principali agevolazioni previste nel settore delle accise

Brindisi, Italia

Organizzato da Confindustria Brindisi e agenzia dogane e monopoli
<https://www.agenziadoganemonopoli.gov.it/>

25-27 novembre

ASIA Conference on Green Photonics

Taipei, Taiwan

Organizzato da National Taiwan University
<http://icgp2016.org/>

29 novembre

WAS Waste Strategy Report 2016 . Waste Management, a che punto siamo?

Roma, Italia

Organizzato da Althesys
<http://www.althesys.com/>

29 novembre

Le rinnovabili nel sistema elettrico: spunti per l'Italia dallo studio WEC- CESI

"Variable renewable energy sources integration in electricity system 2016- How to get it right"

Milano, Italia

Organizzato da Aeit, Fast, World Energy, Council Italia
<http://us7.campaignarchive1.com/>

29 novembre

Telematizzazione delle accise nel settore dei prodotti energetici

Trento, Italia

Organizzato da Agenzia delle dogane e dei Monopoli
<https://www.agenziadoganemonopoli.gov.it/>

29-30 novembre

Third Annual SmartSec Europe 2016

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Phoenix Forums
<http://www.smartsec-europe.com>

30 novembre – 2 dicembre

Energy Symposium on Current and Future Challenges to Energy Security

Milano, Italia

Organizzato da AIEE
<http://www.aieeconference2016milano.eu>

1 dicembre

Enermanagement – Conferenza FIRE

Milano, Italia

Organizzato da FIRE
<http://www.enermanagement.it/>

1 dicembre

Workshop Tecnico- Accumulo, il futuro protagonista del fotovoltaico in Italia

Roma, Italia

Organizzato da Qualenergia
<http://www.qualenergia.it/>

5 dicembre

L'Europa premia l'innovazione: SME Instrument di Horizon 2020 nell'ambito dell'Enterprise Europe Network

Bologna, Italia

Organizzato da Aster, Enea e Confindustria ER
<http://www.enea.it/it/>

5-8 dicembre

8th World Congress on Power and Energy Engineering

Luxor, Egitto

Organizzato da INFOMESR

<http://infomesr.org/en/scientific-research/conferences/2016-conferences>

8-10 dicembre

International Conference on New Energy and Applications

Hong Kong, Cina

Organizzato da IJSGCE

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

14-17 dicembre

5th International Conference on Power Science and Engineering

Venezia, Italia

Organizzato da ICPSE

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

15-16 dicembre

ENTECH '16 / 4th International Energy Technologies Conference

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

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

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.