

APPROFONDIMENTI

ENERGIA VERDE E MERCATO ELETTRICO IN GERMANIA

Di Mario Cirillo, Michele Dalena - REF-E

Se, in passato, il sistema elettrico e i relativi mercati erano disegnati secondo uno schema in cui la capacità, largamente programmabile, seguiva e adattava il proprio output alle variazioni della domanda, la transizione verso un sistema dominato dall'energia rinnovabile richiede che unità di generazione e consumo flessibili, oltre a sistemi per l'accumulo di energia, siano in grado di fare fronte alla variabilità della produzione eolica e fotovoltaica.

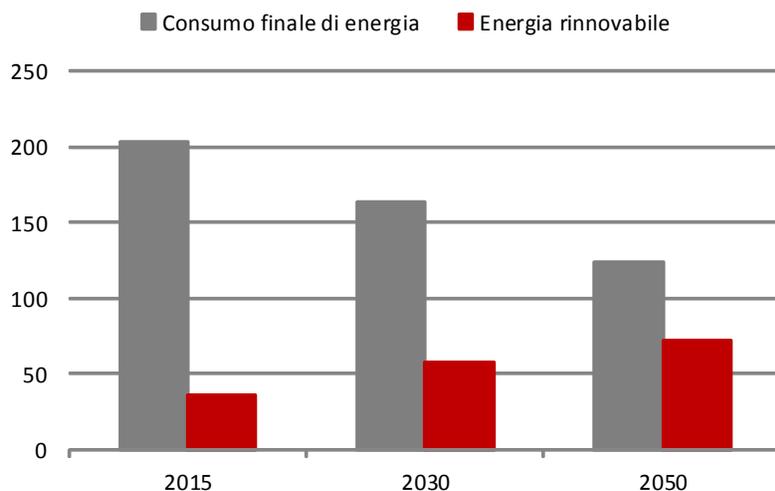
La Germania è alle prese con un processo di riforma delle regole che governano il mercato elettrico, finalizzato a sostenere il proprio piano nazionale di decarbonizzazione per il lungo termine (*Energiewende*, letteralmente "svolta energetica").

La Germania al 2050 senza nucleare e con poco carbone

La *Energiewende* prevede che il sistema energetico tedesco realizzi l'obiettivo di decarbonizzazione attraverso un mix dominato dall'energia rinnovabile, cessando di ricorrere al nucleare (già dal 2022) e contenendo il consumo di carbone e lignite.

La Germania punta a dimezzare il consumo finale lordo di energia entro il 2050 e a soddisfare tale ridotto consumo per il 60% attraverso energia rinnovabile (Figura 1).

Figura 1. Consumo finale e produzione di energia rinnovabile in Germania, 2015-2050 (Mtep)



Fonte: www.energytransition.de

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2015

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 11
Mercati energetici Europa
pag 16
Mercati per l'ambiente
pag 20

APPROFONDIMENTI

Energia verde e mercato elettrico in Germania
Di Mario Cirillo, Michele Dalena,
REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad ottobre, gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima segnano un modesto incremento su base annua (+0,5%), dopo la più consistente crescita osservata nei mesi estivi sostenuta prevalentemente dai maggiori acquisti per il condizionamento degli ambienti. Le importazioni di energia si riportano su livelli importanti (circa 6.400 MWh medi orari) anche se in lieve flessione rispetto ad un anno fa (-1,6%), mentre tra le vendite

nazionali, in aumento dell'1,1%, si segnala la ripresa delle fonti rinnovabili (+8,8%) ed in particolare della fonte idraulica ed eolica. Ancora in aumento la liquidità del mercato che si attesta a 67,5%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), al terzo ribasso congiunturale, scende a 47,66 €/MWh, minimo storico per il mese di ottobre. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica si rileva una flessione dei prezzi dei prodotti negoziati, ad eccezione dell'Anno 2016 baseload stabile a 47,00 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), ancora in calo su base congiunturale (-1,73 €/MWh, -3,5%), registra una nuova decisa flessione anche rispetto ad un anno fa (-14,57 €/MWh, -23,4%) portandosi a 47,66 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela riduzioni tendenziali della stessa entità sia nelle

ore di picco (-16,20 €/MWh, -22,5%) che in quelle fuori picco (-13,30 €/MWh, -23,5%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 55,69 €/MWh ed a 43,25 €/MWh (minimo da aprile 2014) che lasciano pressoché invariato il rapporto *picco/baseload* a 1,17 (Grafico 1 e Tabella 1).

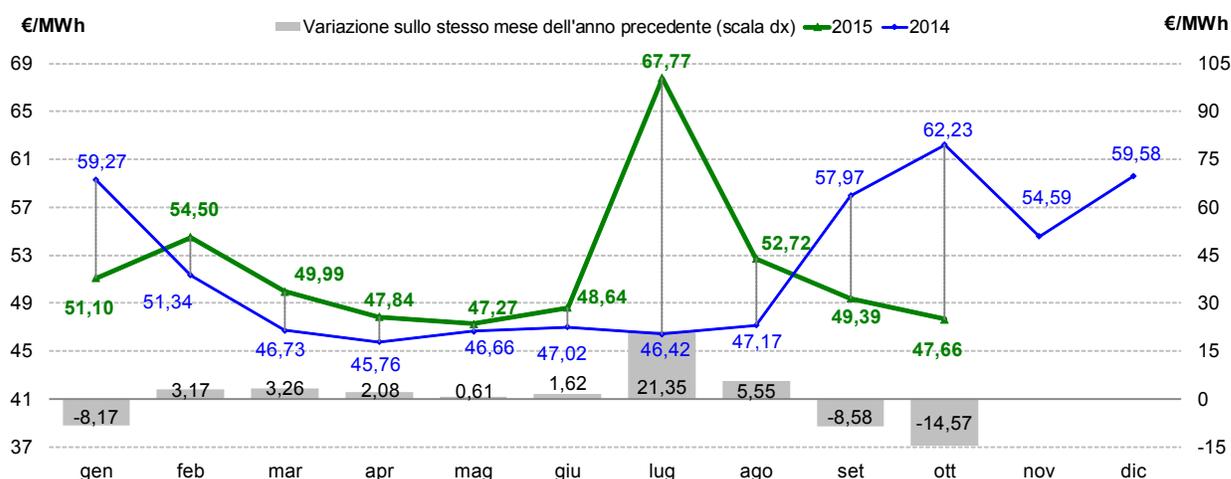
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	47,66	62,23	-14,57	-23,4%	21.805	+7,3%	32.303	+0,5%	67,5%	63,2%
<i>Picco</i>	55,69	71,89	-16,20	-22,5%	26.447	+7,6%	38.994	+1,3%	67,8%	63,9%
<i>Fuori picco</i>	43,25	56,55	-13,30	-23,5%	19.257	+8,1%	28.632	+0,8%	67,3%	62,7%
<i>Minimo orario</i>	22,05	30,19			13.826		21.011		59,4%	53,7%
<i>Massimo orario</i>	85,59	130,69			29.553		43.360		75,0%	71,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



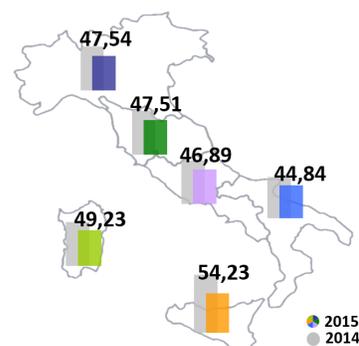
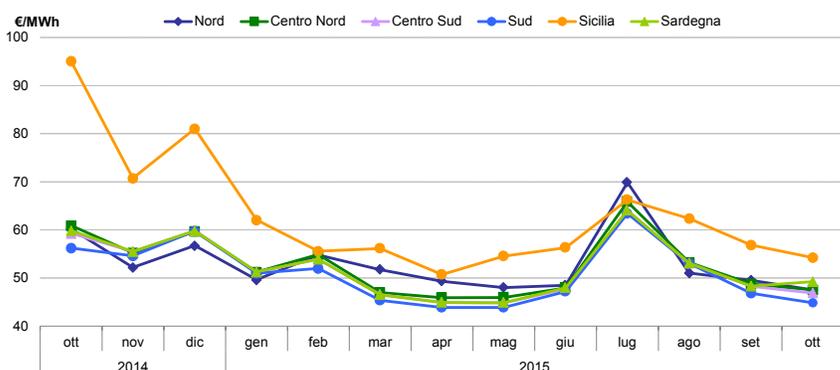
(continua)

In flessione congiunturale, per il terzo mese consecutivo, anche i prezzi di vendita (tra -4,6% della *Sicilia* e -2,6% del *Centro Nord*) ad eccezione della *Sardegna* che, penalizzata nella parte centrale del mese dall'inibizione del transito con il *Centro Sud*, segna un rialzo su settembre dell'1,9%. Più marcati e diffusi su tutte le zone appaiono, invece, i ribassi su base annua. La *Sicilia*, con 54,23 €/MWh, si

conferma la zona dal prezzo più alto, ma abbatte lo spread con le altre zone dai quasi 40 €/MWh di un anno fa a meno di 10 €/MWh; seguono la *Sardegna* con 49,23 €/MWh, e le zone continentali dove il prezzo di vendita varia tra 47,54 €/MWh del Nord e 44,84 €/MWh del Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, in rialzo sullo stesso mese del 2014, si portano a 24,1 milioni di MWh (+0,5%). Aumentano gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,2 milioni di MWh (+7,3%), mentre si riducono ancora quelli over the counter, registrati sulla PCE e nominati su

MGP, scesi a 7,8 milioni di MWh (-11,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità segna, pertanto, un ulteriore aumento, sia rispetto a settembre (+1,3 p.p.) che ad un anno fa (+4,3 p.p.), portandosi a 67,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.244.568	+7,3%	67,5%
Operatori	9.339.935	+15,5%	38,8%
GSE	2.863.359	-16,8%	11,9%
Zone estere	4.041.275	+12,0%	16,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.821.501	-11,2%	32,5%
Zone estere	706.519	-42,1%	2,9%
Zone nazionali	7.114.982	-6,2%	29,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.066.069	+0,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.930.413	+4,5%	
OFFERTA TOTALE	40.996.482	+2,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

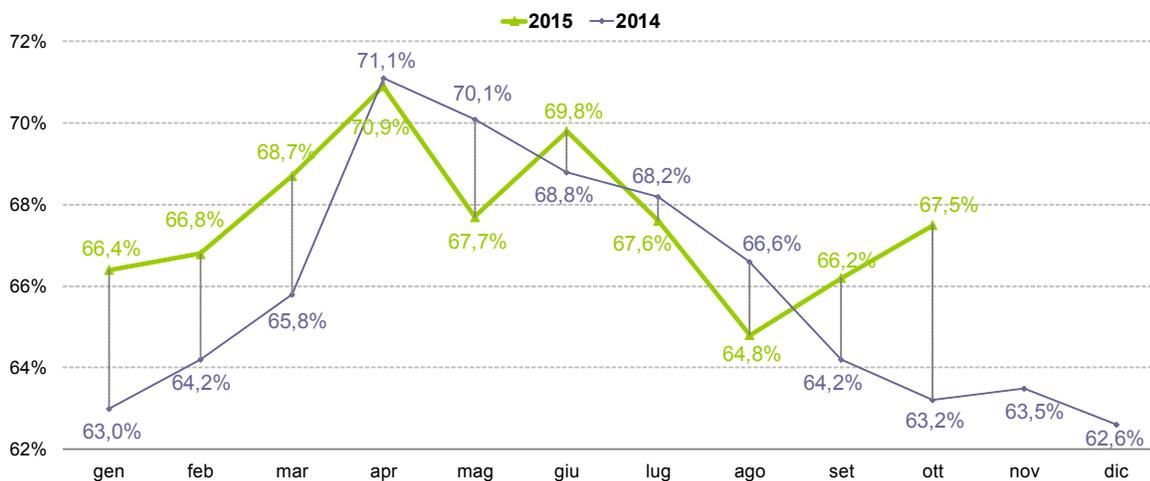
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.244.568	+7,3%	67,5%
Acquirente Unico	2.279.365	+40,9%	9,5%
Altri operatori	9.138.553	+7,9%	38,0%
Pompaggi	11.354	-	0,0%
Zone estere	430.868	+42,0%	1,8%
Saldo programmi PCE	4.384.428	-7,6%	18,2%
PCE (incluso MTE)	7.821.501	-11,2%	32,5%
Zone estere	7.580	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.474.145	-23,6%	10,3%
Zone nazionali altri operatori	9.724.204	-5,7%	40,4%
Saldo programmi PCE	-4.384.428	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.066.069	+0,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.354.904	-51,1%	
DOMANDA TOTALE	25.420.973	-4,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, dopo tre incrementi tendenziali consecutivi, ad ottobre si fermano sullo stesso livello di un anno fa a 23,6 milioni di MWh. Rialzi in doppia cifra per gli acquisti delle zone centrali e del *Sud*, mentre si riducono quelli del *Nord* (-5,9%) e delle zone insulari (-20,2% la *Sicilia*; -31,0% la *Sardegna*). In decisa crescita anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 438 mila MWh (+44,5%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, con un aumento dell'1,1% su ottobre 2014, si attestano a 19,3 milioni di MWh. A livello zonale, in evidenza ancora il *Sud* (+14,4%); più debole, invece, la crescita al *Nord* (+1,0%), mentre si riducono le vendite nelle restanti zone. In flessione anche le importazioni che scendono a 4,7 milioni di MWh (-1,6%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.244.998	24.490	+0,4%	9.201.986	12.352	+1,0%	13.075.613	17.551	-5,9%
Centro Nord	2.224.117	2.985	-11,4%	1.447.647	1.943	-6,9%	2.350.637	3.155	+21,9%
Centro Sud	4.532.852	6.084	+9,9%	2.063.454	2.770	-1,0%	3.716.263	4.988	+19,0%
Sud	6.767.831	9.084	+8,4%	4.686.492	6.291	+14,4%	2.585.875	3.471	+18,7%
Sicilia	2.955.959	3.968	+8,0%	1.262.548	1.695	-11,4%	1.217.888	1.635	-20,2%
Sardegna	1.441.869	1.935	+19,4%	656.148	881	-22,7%	681.345	915	-31,0%
Totale nazionale	36.167.626	48.547	+3,3%	19.318.275	25.931	+1,1%	23.627.621	31.715	-0,0%
Estero	4.828.856	6.482	-6,2%	4.747.793	6.373	-1,6%	438.448	589	+44,5%
Sistema Italia	40.996.482	55.029	+2,1%	24.066.069	32.303	+0,5%	24.066.069	32.303	+0,5%

Ad ottobre, si inverte il trend tendenziale negativo che ha caratterizzato, da inizio anno, le vendite da impianti a fonte rinnovabile che salgono a 7,4 milioni di MWh (+8,8%). L'incremento ha interessato sia le vendite degli impianti eolici (+13,1%) che di quelli idraulici (+24,8%) e geotermici (+6,5%), mentre si confermano in flessione tendenziale, per il nono mese consecutivo, le vendite degli impianti solari

(-14,3%). Segnano, invece, una flessione tendenziale, la prima dallo scorso febbraio, le vendite da impianti a fonti tradizionali (-3,7%), penalizzate dal brusco calo di quelle a carbone (-23,3%) (Tabella 5). Sale, pertanto, la quota delle fonti rinnovabili che con il 38,3% (+2,7 punti percentuali) supera quella degli impianti a gas scesa a 37,8% (-0,2 p.p.) (Grafico 4).

(continua)

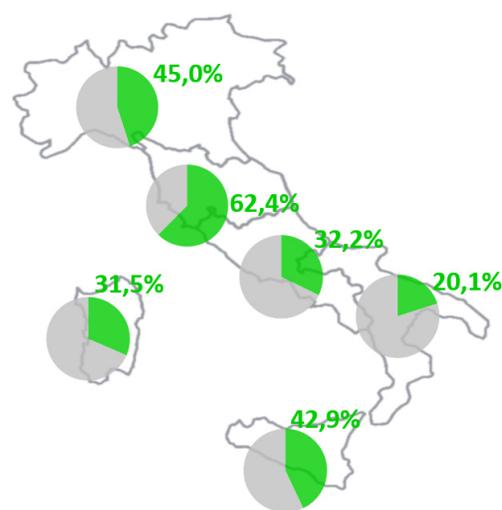
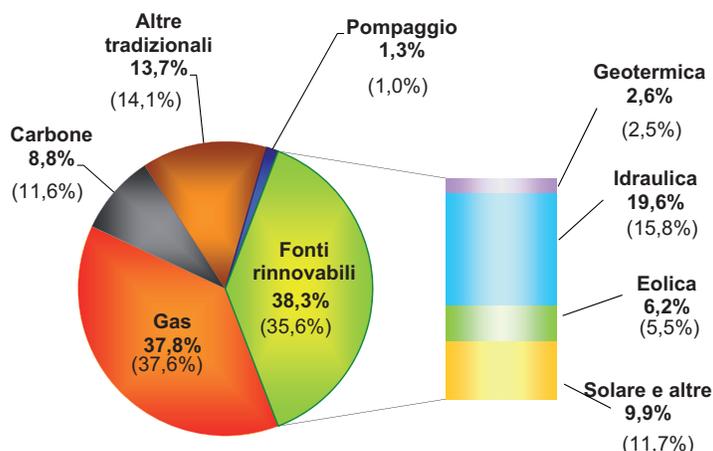
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	6.491	-9,3%	730	-10,5%	1.836	+0,8%	5.027	+24,0%	967	-34,8%	603	-35,3%	15.655	-3,7%
Gas	4.661	-5,7%	622	-5,5%	472	+63,8%	2.794	+47,4%	889	-32,9%	364	-33,6%	9.802	+1,5%
Carbone	919	-24,3%	-	-100,0%	1.178	-9,4%	-	-	-	-	192	-49,0%	2.289	-23,3%
Altre	911	-8,7%	108	+63,8%	186	-19,9%	2.233	+3,5%	78	-50,8%	47	+541,2%	3.564	-1,6%
Fonti rinnovabili	5.558	+14,9%	1.213	-4,6%	893	-5,4%	1.263	-12,4%	728	+70,1%	277	+34,7%	9.932	+8,8%
Idraulica	3.947	+23,0%	280	-8,4%	379	+25,0%	252	+34,5%	183	+286,3%	32	+129,3%	5.074	+24,8%
Geotermica	-	-	679	+6,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	679	+6,5%
Eolica	4	+28,2%	23	+20,4%	280	-5,7%	690	-6,6%	429	+77,5%	176	+50,1%	1.601	+13,1%
Solare e altre	1.607	-1,1%	231	-25,2%	233	-32,1%	321	-37,8%	116	-16,7%	69	-7,4%	2.578	-14,3%
Pompaggio	303	+28,9%	-	-	41	+30,5%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%	344	+27,8%
Totale	12.352	+1,0%	1.943	-6,9%	2.770	-1,0%	6.291	+14,4%	1.695	-11,4%	881	-22,7%	25.931	+1,1%

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 il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.554 MWh, di cui 1.861 MWh sul confine francese (72,9% del totale), 237 MWh su quello austriaco e 455 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (97% delle ore sulle frontiera austriaca, 91% sulla slovena e 87% sulla francese) (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) si riduce su tutte le frontiere tra il -7,5% di quella slovena ed il -4,0% di quella

francese. Il market coupling, ha allocato il 79,3% della capacità disponibile sulla frontiera austriaca ed il 59,8% su quella francese, lasciando all'asta esplicita rispettivamente il 15,9 ed il 12,6% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 66,4% tramite market coupling (82,9% nel 2014) e solo per il 2,6% tramite asta esplicita, il restante 31,0% della capacità non è stata utilizzata (Grafico 8).

(continua)

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	2.582 (-)	1.998 (-)	88,6% (-)	43,8% (-)	1.437 (-)	793 (-)	11,4% (-)	3,4% (-)
Italia - Austria	245 (-)	242 (-)	97,0% (-)	95,0% (-)	168 (-)	118 (-)	1,9% (-)	1,3% (-)
Italia - Slovenia	640 (713)	483 (606)	90,6% (97,6%)	40,5% (61,6%)	687 (638)	186 (58)	9,4% (2,3%)	0,3% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

**Valori medi orari*

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

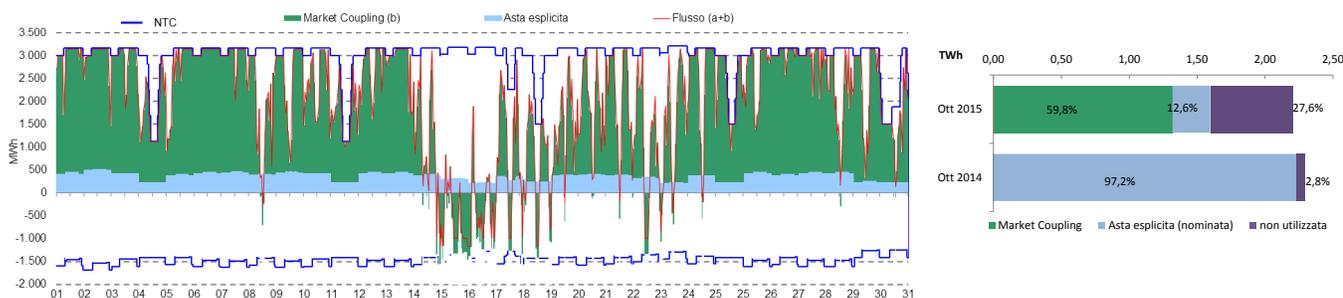


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

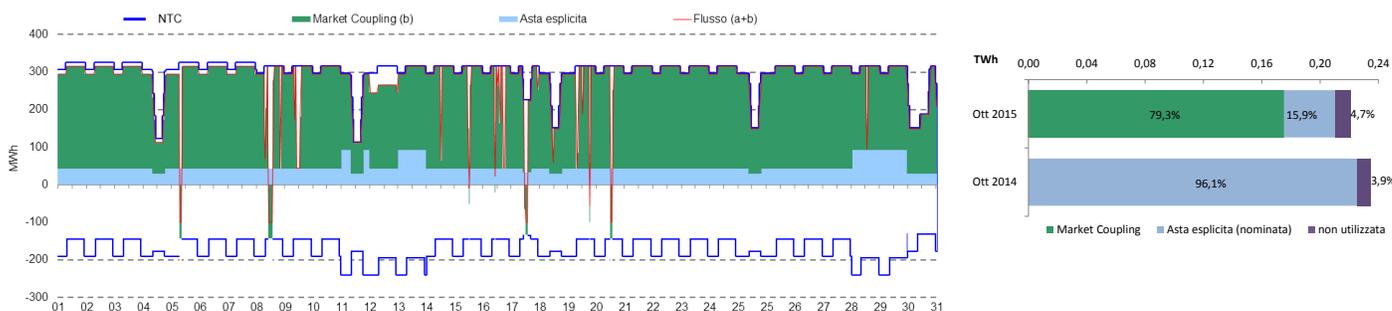
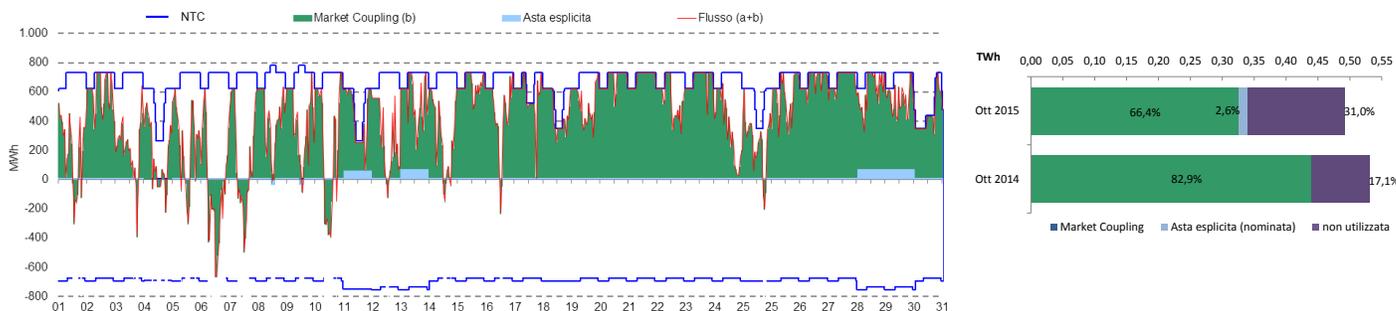


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ad ottobre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), alla terza flessione congiunturale consecutiva per MI1, MI2 ed MI4, sono oscillati tra 46,44 €/MWh di MI2 e 53,68 €/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). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi hanno

registrato una consistente riduzione rispettivamente del 25,5 e del 24,2%.

Il confronto con MGP rivela prezzi più bassi nelle prime quattro sessioni e più alti su MI5 (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero aggiornano, per il secondo mese consecutivo, il loro massimo storico a quota 2,3 milioni di MWh e in particolare su MI5 si portano a 283 mila MWh, livello più alto dall'avvio della sessione a febbraio 2015 (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2015	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	47,66	-23,4%	24.066.069	32.303	+0,5%
MI1 (1-24 h)	46,91 (-1,6%)	-25,5%	1.193.946	1.603	+15,2%
MI2 (1-24 h)	46,44 (-2,6%)	-24,2%	556.400	747	-1,4%
MI3 (9-24 h)	50,88 (-1,4%)	-	183.544	370	-
MI4 (13-24 h)	48,28 (-5,3%)	-	127.281	342	-
MI5 (17-24 h)	53,68 (+0,9%)	-	283.372	1.143	-

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

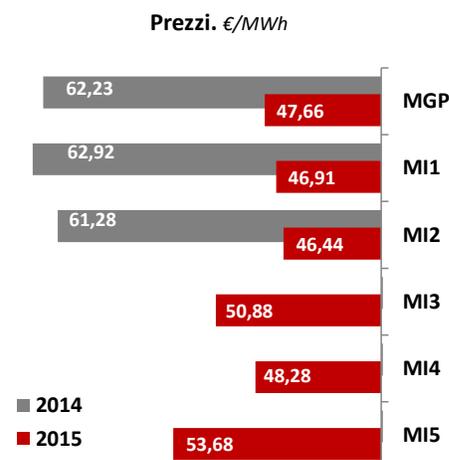
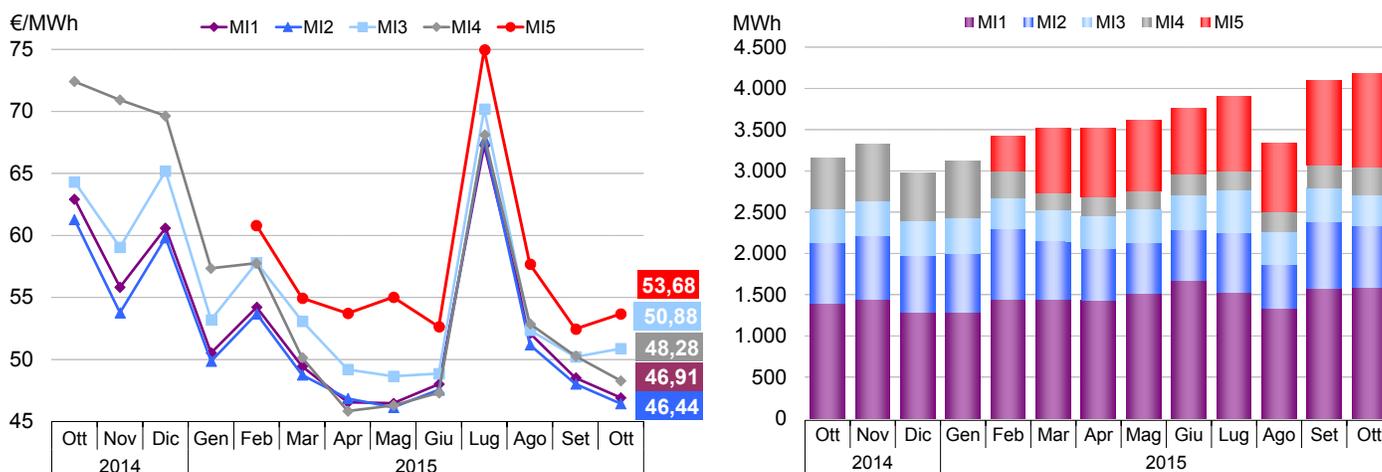


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



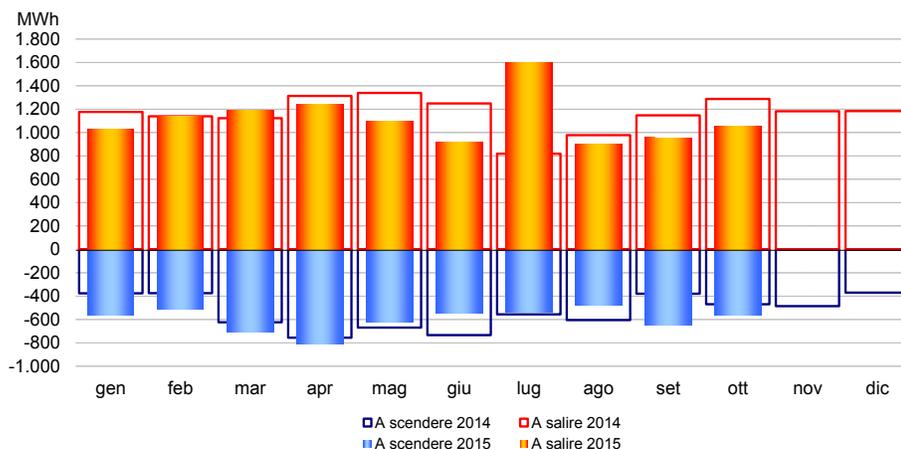
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad ottobre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in flessione del 17,4% rispetto ad un anno fa, scendono a 793 mila MWh. Si confermano in

crescita, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 418 mila MWh (+19,7%) (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 33 negoziazioni per complessivi 736 mila MWh, tutte su prodotti baseload. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 6,6 milioni di MWh, in flessione del 20,5% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi dei prodotti mensili scambiati (Novembre e Dicembre 2015 baseload); stabile l'Anno 2016

baseload (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Novembre 2015 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 47,25 €/MWh sul baseload e 56,41 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.381 e 5 MW, per complessivi 2,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

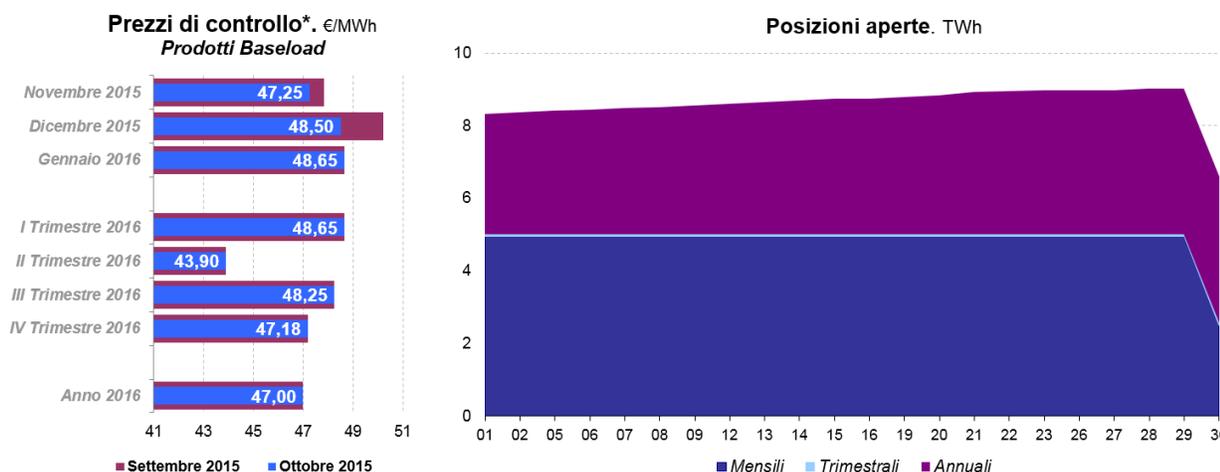
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2015	47,25	-1,3%	1	5	-	5	3.381	2.434.320
Dicembre 2015	48,50	-3,4%	1	5	-	5	3.376	2.511.744
Gennaio 2016	48,65	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2016	48,65	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2016	48,65	+0,0%	-	-	-	-	10	21.830
II Trimestre 2016	43,90	+0,0%	-	-	-	-	10	21.840
III Trimestre 2016	48,25	+0,0%	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2016	47,18	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	47,00	+0,0%	31	83	-	83	454	3.987.936
Totale			33	93	-	93		6.554.390
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2015	56,41	-3,5%	-	-	-	-	5	1.260
Dicembre 2015	55,47	-1,3%	-	-	-	-	5	1.380
Gennaio 2016	55,19	+2,2%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2016	54,42	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2016	54,58	+2,2%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	45,31	+2,2%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	52,17	+2,3%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	55,30	-13,3%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	51,84	-2,4%	-	-	-	-	10	31.320
Totale			-	-	-	-	-	32.700
TOTALE			33	93	-	93		6.587.090

* 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 2015, tornano a crescere su base annua portandosi a 34,4 milioni di MWh (+6,4%). Consistente l'aumento delle transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 31,8 milioni di MWh (+10,1%), mentre si confermano in calo quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,5 milioni di MWh (-25,1%) (Tabella 9).

Ancora in contrazione, ininterrotta da inizio anno, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 15,8 milioni di MWh (-13,0%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, in crescita sia sul mese precedente (+0,13) che rispetto ad un anno fa (+0,40) raggiunge il suo massimo storico a quota 2,17 (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,8 milioni di MWh, si riducono dell'11,2% su base annua, come pure i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 8,0 milioni di MWh (-14,6%). In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,2 milioni di MWh (-9,9%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,6 milioni di MWh (-21,8%).

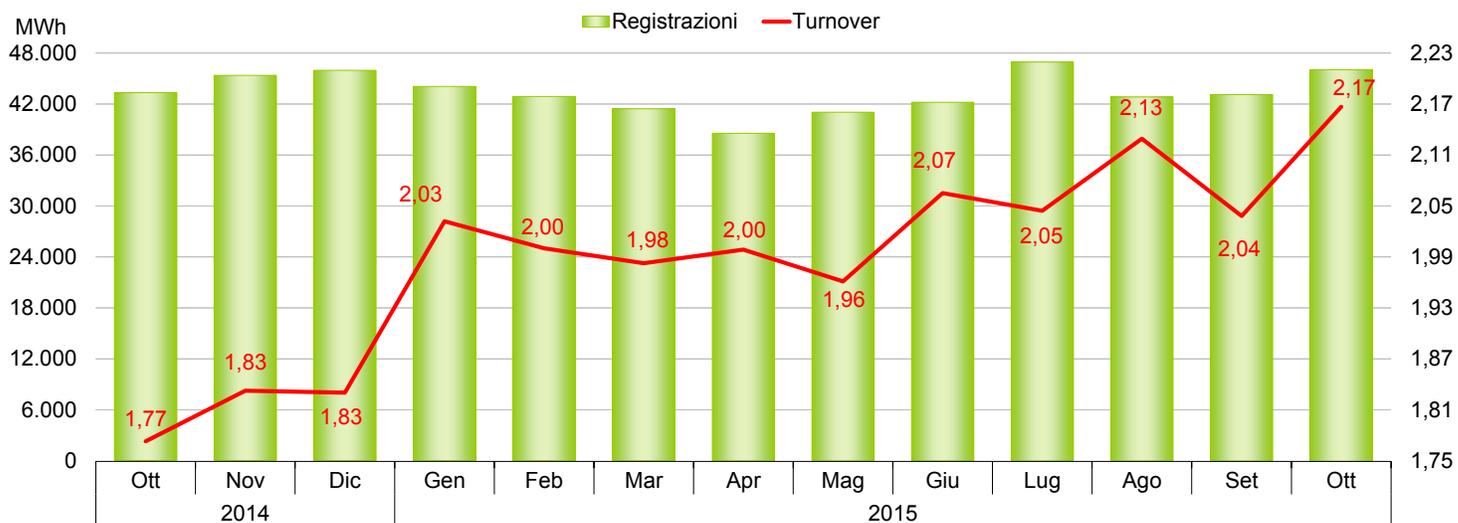
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.897.541	+14,4%	25,9%	Richiesti	9.219.767	-6,2%	100,0%	12.207.201	-9,9%	100,0%
Off Peak	780.647	-11,6%	2,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.595.933	+0,5%	39,0%	-	-	-
Peak	646.224	-46,1%	1,9%	Rifiutati	1.398.266	+37,1%	15,2%	1.272	-	0,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.392.391	+36,6%	15,1%	-	-	-
Totale Standard	10.324.412	+4,7%	30,1%	Registrati	7.821.501	-11,2%	84,8%	12.205.929	-9,9%	100,0%
Totale Non standard	21.506.441	+12,8%	62,6%	di cui con indicazione di prezzo	2.203.542	-13,9%	23,9%	-	-	-
PCE bilaterali	31.830.853	+10,1%	92,7%	Sbilanciamenti a programma	8.025.277	-14,6%	-	3.640.849	-21,8%	-
MTE	2.520.165	-25,1%	7,3%	Saldo programmi	-	-	-	4.384.428	-7,6%	-
TOTALE PCE	34.351.018	+6,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.846.778	-13,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia segnano un aumento del 4,8% rispetto allo stesso mese del 2014. In evidenza i consumi del settore civile che registrano l'incremento più alto da quasi tre anni (+33,0%). Torna il segno meno, invece, sui consumi del settore termoelettrico (-6,4%) che interrompono una prolungata fase di crescita, mentre prosegue il trend negativo dei consumi industriali in calo del 7,3%. Sul lato offerta, ancora un deciso aumento delle importazioni di gas naturale

(+13,9%) ed un calo della produzione nazionale (-6,6%). Le iniezioni nei sistemi di stoccaggio sono sensibilmente aumentate (+73,4%), ma la giacenza di gas naturale a fine mese risulta pressoché invariata rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 4,4 milioni di MWh, tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

Nel primo mese del nuovo anno termico i consumi di gas naturale in Italia, dopo la battuta d'arresto del mese precedente, tornano a registrare un incremento tendenziale portandosi ai massimi degli ultimi sette mesi con 4.777 milioni di mc (+4,8% rispetto ad ottobre 2014). A trainare la ripresa l'impennata dei consumi del settore civile che, con un incremento del 33,0%, si attestano a 2.033 milioni di mc, mai così alti per il mese di ottobre negli ultimi cinque anni. Tornano, invece, in flessione dopo otto mesi i consumi di gas del settore termoelettrico, scesi a 1.595 milioni di mc (-6,4%), e permangono in calo, ininterrotto nell'ultimo semestre, quelli del settore industriale, pari a 1.078 milioni di mc (-7,3%). Anche questo mese le esportazioni scendono toccando i 70 milioni di mc (-56,7%), valore più che dimezzato rispetto ad un anno fa. Dal lato offerta, la produzione nazionale, in continua contrazione ormai da tre anni, si attesta

a 532 milioni di mc (-6,6%), confermandosi sui livelli più bassi di sempre; mentre le importazioni di gas naturale con un nuovo aumento in doppia cifra (+13,9%), il quarto di fila, si portano a 4.751 milioni di mc. Tra i punti di entrata, in netto aumento le importazioni di gas algerino a Mazara (669 mln mc, +344,7%), e di gas russo a Tarvisio (2.432 mln mc, +58,0%); stabili, invece, le importazioni di gas libico a Gela (588 mln mc; +0,1%), mentre si riducono quelle di gas dal Nord Europa a Passo Gries (525 mln mc, -64,1%).

Tra i terminali GNL, ancora in decisa ripresa Cavarzere (528 mln mc, +22,2%); a regime ridotto Panigaglia.

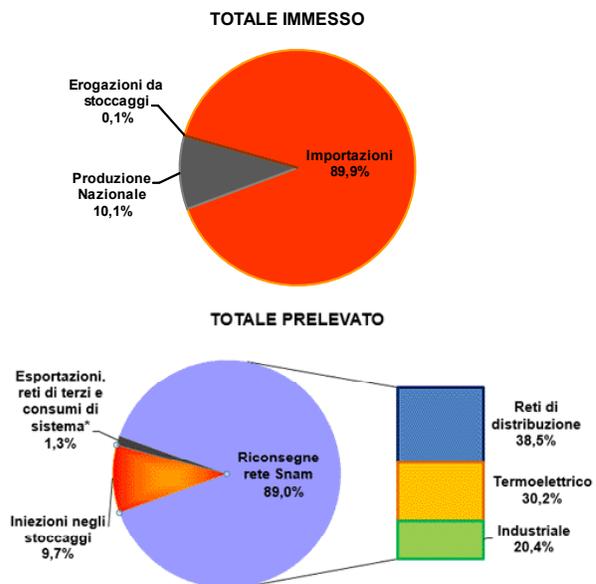
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 510 milioni di mc, in aumento del 73,4% su base annua. Ancora molto ridotte le erogazioni, pari a 4 milioni di mc, nettamente inferiori rispetto ad un anno fa (-96,6%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Ml di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.751	50,3	+13,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	669	7,1	+344,7%
Tarvisio	2.432	25,7	+58,0%
Passo Gries	525	5,6	-64,1%
Gela	588	6,2	+0,1%
Gorizia	0	0,0	-
Panigaglia (GNL)	9	0,1	-
Cavarzere (GNL)	528	5,6	+22,2%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	532	5,6	-6,6%
Erogazioni da stoccaggi	4	0,0	-96,6%
TOTALE IMMESSO	5.287	56,0	+9,0%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.707	49,8	+7,1%
Industriale	1.078	11,4	-7,3%
Termoelettrico	1.595	16,9	-6,4%
Reti di distribuzione	2.033	21,5	+33,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	70	0,7	-56,7%
TOTALE CONSUMATO	4.777	50,6	+4,8%
Iniezioni negli stoccaggi	510	5	+73,4%
TOTALE PRELEVATO	5.287	56,0	+9,0%

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



(continua)

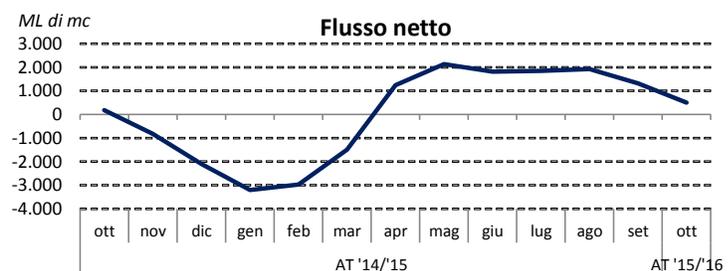
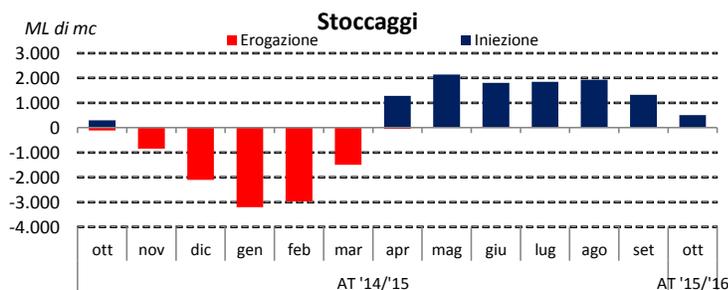
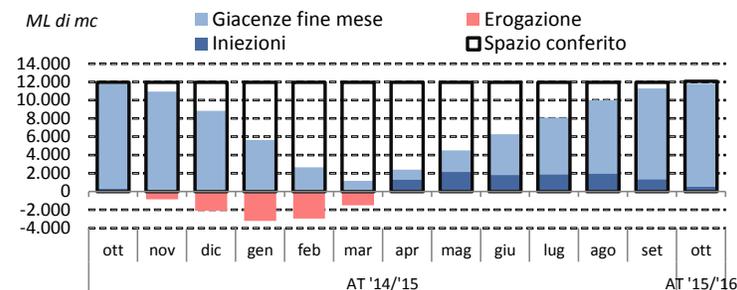
Nell'ultimo giorno del mese di ottobre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.793 milioni di mc, in linea rispetto allo stesso giorno del 2014 (+0,4%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 97,6%, solo leggermente inferiore rispetto ad un anno fa (-0,7 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una moderata flessione congiunturale (-1,38 €/MWh, -6,4%) e un più consistente calo tendenziale (-6,04 €/MWh, -23,1%), si attesta a 20,09 €/MWh, ai minimi da settembre 2014.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2015)	11.793	+0,4%
Erogazione (flusso out)	4	-96,6%
Iniezione (flusso in)	510	+73,4%
Flusso netto	507	+175,6%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	97,6%	-0,7 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad ottobre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,4 milioni di MWh, pari all'8,7% della domanda complessiva mensile di gas naturale (8,9% ad ottobre 2014), e

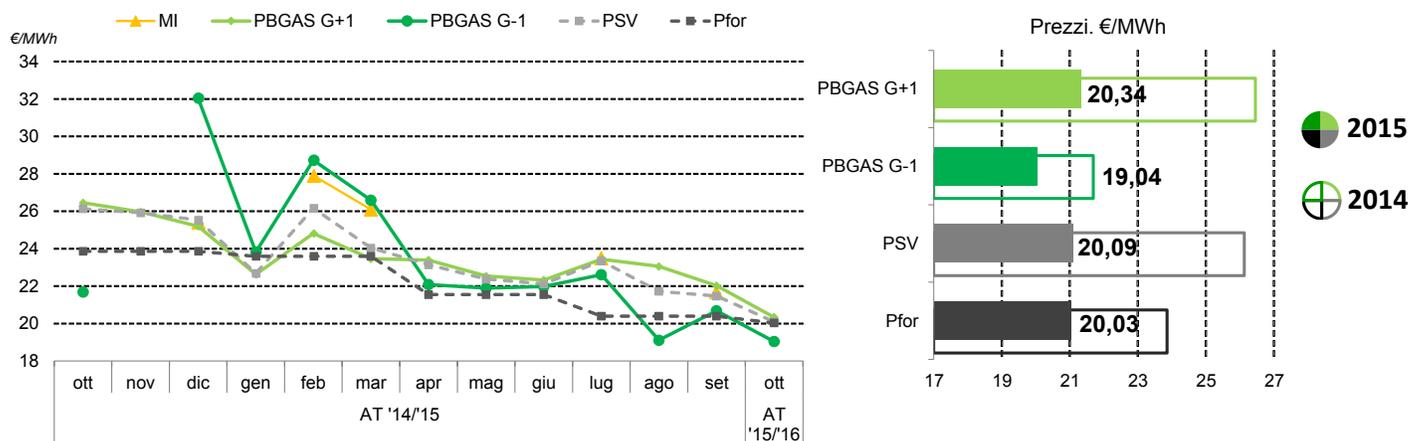
tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	19,04	(21,69)	17,70	716.679	(139.733)
Comparto G+1	20,34	(26,45)	19,96	3.683.768	(4.130.026)
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 P_{for} un indice

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g		
BoM-2015-10	-	-	24,447	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-11	-	-	48,584	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-11	-	-	47,779	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-12	-	-	66,166	90,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-01	-	-	44,736	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-02	-	-	68,798	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	54,432	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	48,781	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	51,840	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	52,303	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	50,319	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	51,840	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	51,840	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	51,840	107,4%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), nel corso del mese di ottobre, sono stati scambiati 3,7 milioni di MWh, in calo del 10,8% rispetto ad un anno fa. Più decisa la flessione tendenziale del prezzo medio che, con un calo del 23,1% si porta ai minimi da agosto 2014, attestandosi a 20,34 €/MWh, solo 25 cent. di €/MWh sopra la quotazione registrata al PSV.

Nei 10 giorni, sui 31 di ottobre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 864 mila MWh, di cui il

60,2%, pari a 520 mila MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 20,22 €/MWh (-22,3% su base annua). Nei restanti 21 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,8 milioni di MWh, di cui il 67,1%, pari a 1,9 milioni MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 20,39 €/MWh (-23,4%).

Complessivamente il 65,5% dei volumi scambiati (2,4 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 34,5% da scambi tra operatori, pari 1,3 milioni di MWh.

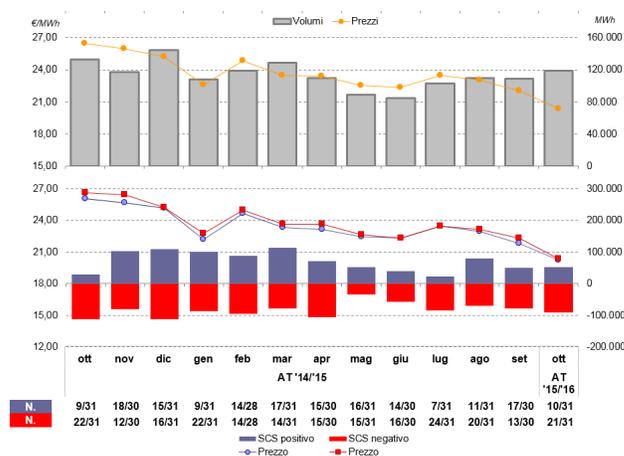
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo medio. €/MWh	variazioni %	positivo n.giorni 10/31	negativo n.giorni 21/31
Prezzo medio. €/MWh	20,34	(-23,1%)	20,22	20,39
Acquisti. MWh	3.683.768	(-10,8%)	864.124	2.819.644
RdB	1.893.305	(-22,5%)		1.893.305
Operatori	1.790.463	(+6,2%)	864.124	926.339
Vendite. MWh	3.683.768	(-10,8%)	864.124	2.819.644
RdB	520.385	(+92,1%)	520.385	
Operatori	3.163.383	(-18,0%)	343.739	2.819.644

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	55	48	31



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, ad ottobre, sono stati scambiati 717 mila MWh di gas naturale, valore massimo da settembre 2014, ad un prezzo medio di 19,04 €/MWh, minimo degli ultimi tredici mesi. Nelle dieci sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato

un'offerta di vendita soddisfatta da acquisti degli operatori nelle zone Stogit (44,0% del totale), Import (32,8%), LNG (22,8%) ed Edison Stoccaggio (0,4%). I prezzi zonali si sono attestati su valori inferiori alle quotazioni al PSV (20,09 €/MWh) con la sola eccezione della zona Stogit.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	18,05	18,00	19,14	20,20	-	-	19,04
Volumi. MWh	234.791	2.672	163.601	315.615	-	-	716.679
Operatori. N.	7	1	1	19	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto in cui le quotazioni dei principali mercati energetici europei continuano a segnare profondi cali tendenziali, fatta eccezione per alcune delle borse elettriche,

il prezzo spot del Brent continua a lanciare flebili segnali di ripresa, descrivendo il suo secondo incremento mensile consecutivo, dinamica raramente osservata in autunno.

Nel mese di ottobre, i tre riferimenti spot per il greggio si mantengono al di sotto dei 50 \$/bbl, con il prezzo europeo, al suo secondo aumento congiunturale consecutivo (48 \$/bbl, +2%), che si conferma il valore più elevato. A differenza di quanto rilevato lo scorso mese, olio combustibile e gasolio non seguono lo stesso andamento congiunturale della commodity principale e registrano lievi cali mensili, in ragione dei quali si attestano sui rispettivi livelli minimi dalla fine del 2008/inizio del 2009 (217/439 \$/MT, -0/-3%). Sui corrispondenti mercati a termine, le quotazioni osservate riflettono aspettative rialziste, con le quotazioni relative ai prossimi mesi tutte più elevate di quelle attuali (50\$/bbl, 224/234 \$/MT, 459/470 \$/MT).

Non accenna ad arrestarsi il trend discendente che interessa da oltre quattro anni le quotazioni a pronti del carbone, in particolare quella europea, che in ottobre segna un intenso calo tendenziale e si attesta sul livello più basso degli ultimi dieci anni, mantenendo pressoché inalterate le distanze dagli altri due benchmark (API 2: 52 \$/MT, -28%).

Resta ancorato allo stesso valore osservato negli ultimi tre mesi il cambio euro-dollaro, che ad ottobre si riduce di circa 0,15 \$/€ rispetto allo scorso anno (1,12 \$/€, -12%). Stando alle previsioni espresse dagli operatori sui mercati a termine, peraltro, non si prevedono particolari variazioni del tasso per i prossimi mesi (1,12/1,13 \$/€).

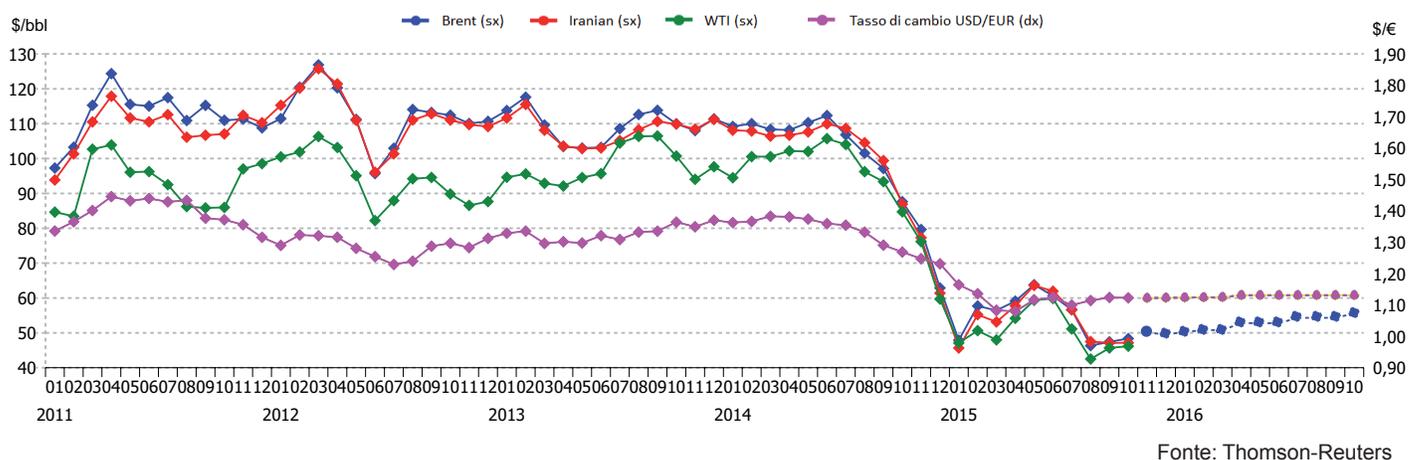
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Ott 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	48,38	+ 2 %	- 45 %	47,79	50,09	+ 3 %	49,56	+ 0 %	50,25	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	43,09	+ 2 %	- 38 %	-	44,63	-	44,14	-	44,72	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	216,90	- 0 %	- 56 %	213,31	224,05	+ 2 %	227,67	+ 2 %	234,26	-	254,30	- 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	193,19	- 0 %	- 50 %	-	199,65	-	202,78	-	208,50	-	224,80	-
GASOLIO	\$/MT	439,48	- 3 %	- 42 %	464,00	459,09	- 3 %	464,31	- 2 %	470,07	-	-	- 1 %
0.1 FOB ARA	€/MT	391,43	- 3 %	- 34 %	-	409,09	-	413,54	-	418,38	-	-	-
CARBONE	\$/MT	52,24	- 3 %	- 28 %	51,75	51,34	- 2 %	50,23	- 2 %	50,16	-	48,30	- 5 %
ARA Stm 6000K ¹	€/MT	46,52	- 2 %	- 19 %	-	45,75	-	44,74	-	44,65	-	42,70	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,12	- 0 %	- 12 %	-	1,12	- 0 %	1,12	- 0 %	1,12	-	1,13	- 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

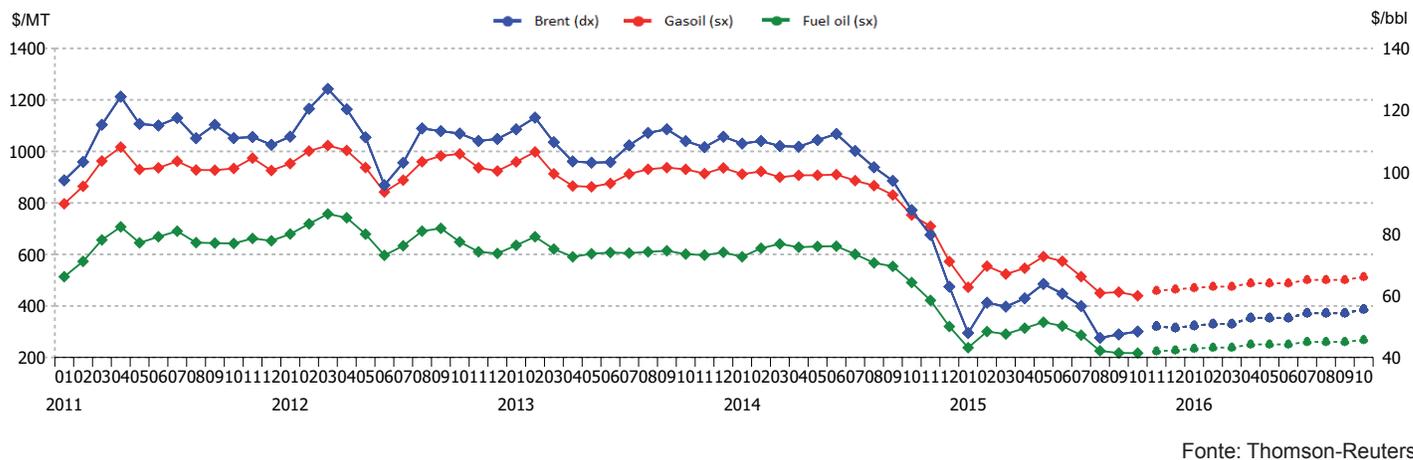
(continua)

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



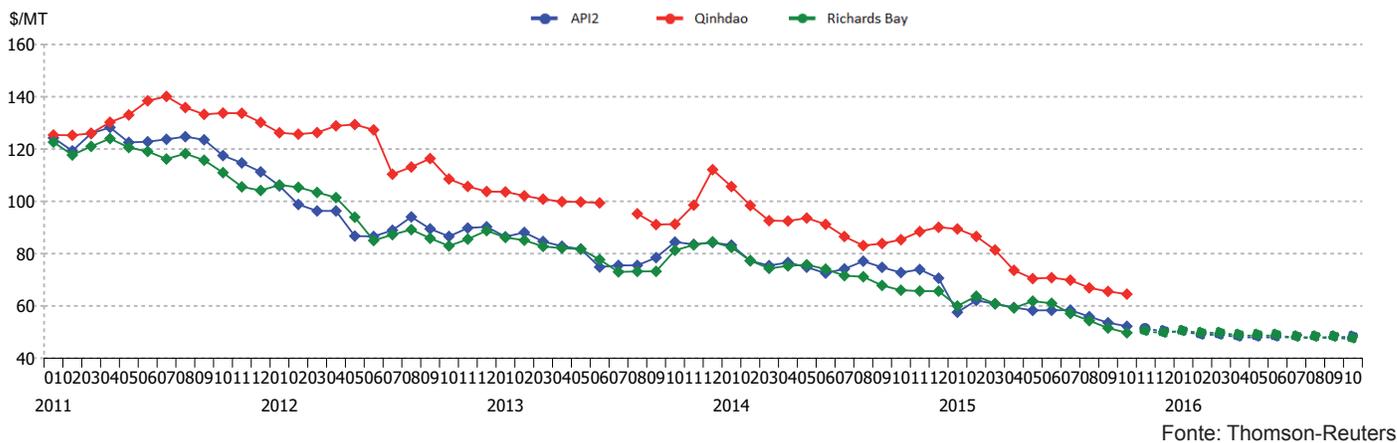
Fonte: Thomson-Reuters

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

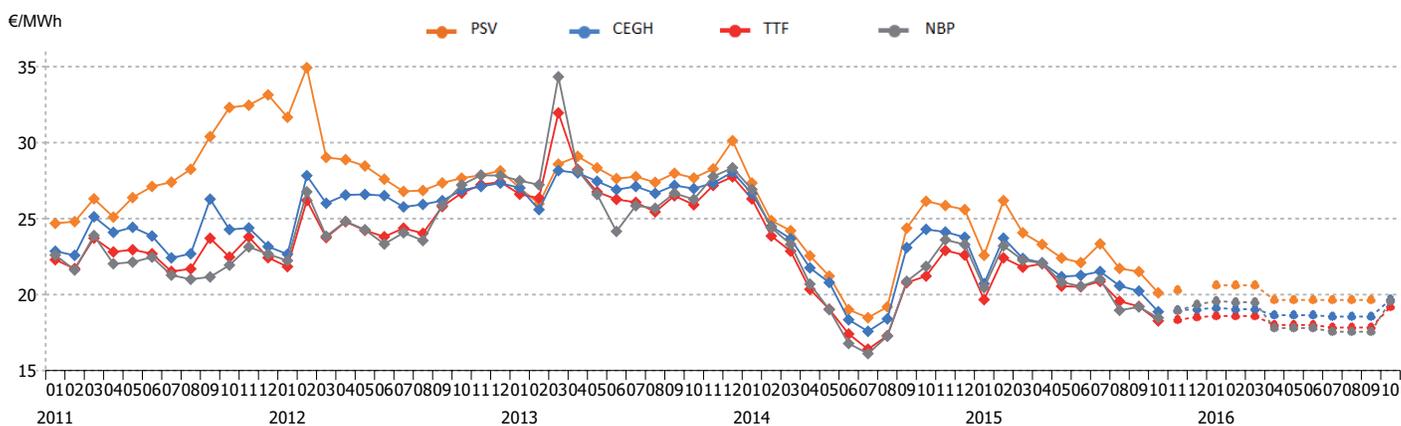
(continua)

Ancora in calo mensile, i prezzi spot dei principali hub europei dei gas si posizionano tra i 18/20 €/MWh, mostrando valori sostanzialmente in linea con le previsioni espresse dagli operatori lo scorso mese e, nel caso italiano, un andamento coerente con la flessione dei consumi industriali registrata

ad ottobre (-11%, dati Snam). In tale contesto, lo spread tra PSV e TTF si riduce rispetto a settembre e aggiorna il minimo dallo scorso maggio (+1,87 €/MWh). Guardando agli esiti dei mercati a termine, inoltre, non si rilevano particolari prospettive di inversione di tendenza rispetto alle condizioni attuali.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Ott 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	GY 2016/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	20,11	- 6 %	- 23 %	20,53	20,30	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	18,27	- 5 %	- 14 %	18,45	18,34	- 5 %	18,51	-	-	-	18,76	- 2 %
CEGH	AT	18,87	- 7 %	- 22 %	19,39	18,97	- 6 %	19,03	- 7 %	19,13	-	-	-
NBP	UK	18,46	- 4 %	- 16 %	18,56	18,93	- 5 %	19,34	- 5 %	19,58	-	19,08	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

Sulle principali borse elettriche europee si osservano andamenti congiunturali e tendenziali contrapposti, che in particolare per i prezzi spot di Epex constano di diffusi rialzi, coerenti con la dinamica ascendente mostrata dai volumi di borsa (39/46 €/MWh, +7/+24%). Al contrario, il prezzo italiano descrive ribassi più o meno consistenti, in linea con l'andamento rilevato sui maggiori hub europei di gas naturale, combustibile di riferimento del parco di produzione nazionale

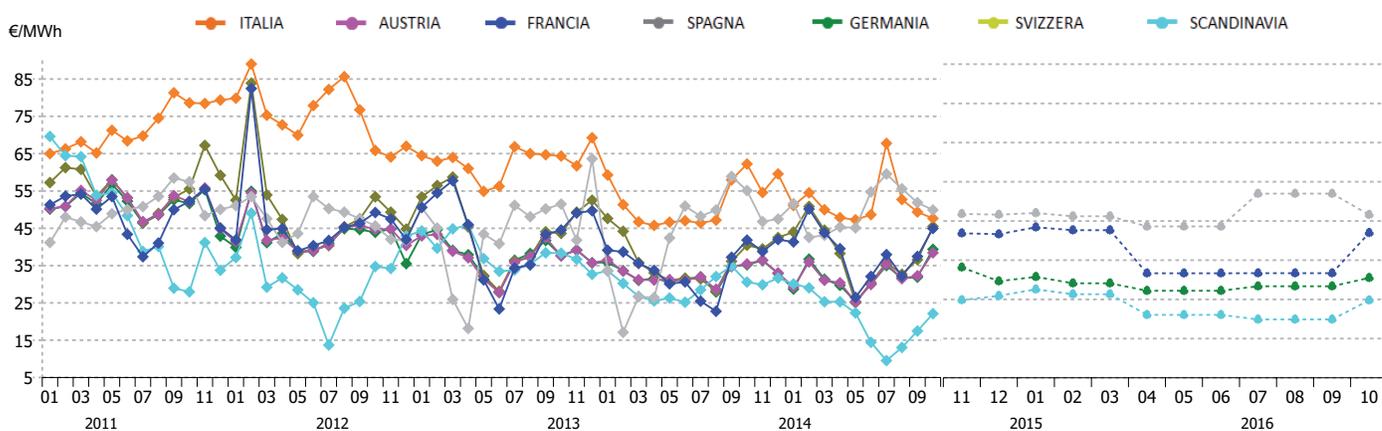
(48 €/MWh, -4/-23%). In tale contesto, i differenziali tra Italia e Francia e Italia e Austria/Germania si riducono del 54% e del 79% su base mensile, con conseguente incremento delle ore di convergenza che a ottobre salgono ai massimi storici (IT-AT 12%, IT-FR 50%). Quanto ai mercati future, i dati disponibili mostrano scenari ribassisti per i prossimi mesi di consegna, fatta eccezione per l'Italia e per il sistema scandinavo (48/49 €/MWh; 25/28 €/MWh).

(continua)

Figura 2: Borse elettriche, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Ott 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	Gen 16	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	47,66	- 4 %	- 23 %	47,85	47,77	- 6 %	49,20	- 7 %	48,65	-	47,00	- 3 %
FRANCIA	44,95	+ 20 %	+ 7 %	39,00	41,87	- 2 %	41,63	- 3 %	43,39	-	36,99	-
GERMANIA	39,36	+ 23 %	+ 12 %	33,13	33,17	+ 2 %	29,65	- 1 %	30,75	-	29,12	-
SPAGNA	49,90	- 4 %	- 9 %	49,45	46,82	+ 1 %	46,61	- 2 %	47,05	-	47,12	-
AREA SCANDINAVA	22,13	+ 27 %	- 28 %	17,20	24,82	+ 5 %	25,92	+ 2 %	27,57	-	22,99	-
AUSTRIA	38,43	+ 19 %	+ 8 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	45,52	+ 24 %	+ 13 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



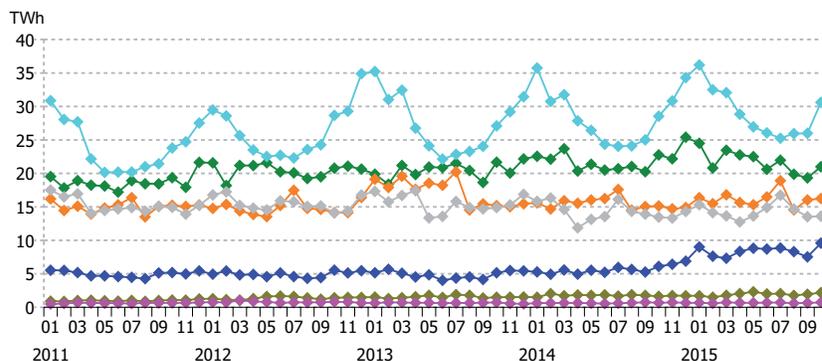
Quanto alle transazioni di borsa, come di consueto, Nord Pool ed Epex ne gestiscono la quota maggiore, realizzando peraltro variazioni tendenziali complessive al rialzo (31 TWh, +7%; 33

TWh, +8%). Analoghe tendenze si osservano sulle due borse mediterranee poste sui 14/16 TWh (Italia +7%, Spagna +1%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Ott 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,2	+ 1 %	+ 7 %
FRANCIA	9,6	+ 27 %	+ 57 %
GERMANIA	21,0	+ 9 %	- 8 %
SPAGNA	13,6	+ 1 %	+ 1 %
AREA SCANDINAVA	30,6	+ 18 %	+ 7 %
AUSTRIA	0,7	+ 12 %	+ 7 %
SVIZZERA	2,2	+ 12 %	+ 33 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre 2015 sulla piattaforma dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 396.977 TEE, in aumento rispetto ai 389.313 TEE scambiati a settembre.

Dei 396.977 TEE sono stati scambiati 87.446 TEE di Tipo I, 227.040 TEE di Tipo II, 27.615 TEE di Tipo II CAR, 54.876 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 105,68 €/tep (105,56 €/tep a settembre), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 105,72 €/tep (105,31 €/tep a settembre), i Tipo II-CAR a 105,46 €/tep (106,55 €/tep a settembre) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di

105,58 €/tep (rispetto a 106,22 €/tep a settembre).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stato pari a 0,11% per i TEE di Tipo I, e di 0,39 % per i TEE di Tipo II. E' stata invece registrata una diminuzione dei prezzi medi di 1,02 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 0,61 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.566.778 TEE (1.264.075 di Tipo I, 2.329.548 di Tipo II, 554.766 di Tipo II CAR, 418.833 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 36.840.251 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di ottobre 2015.

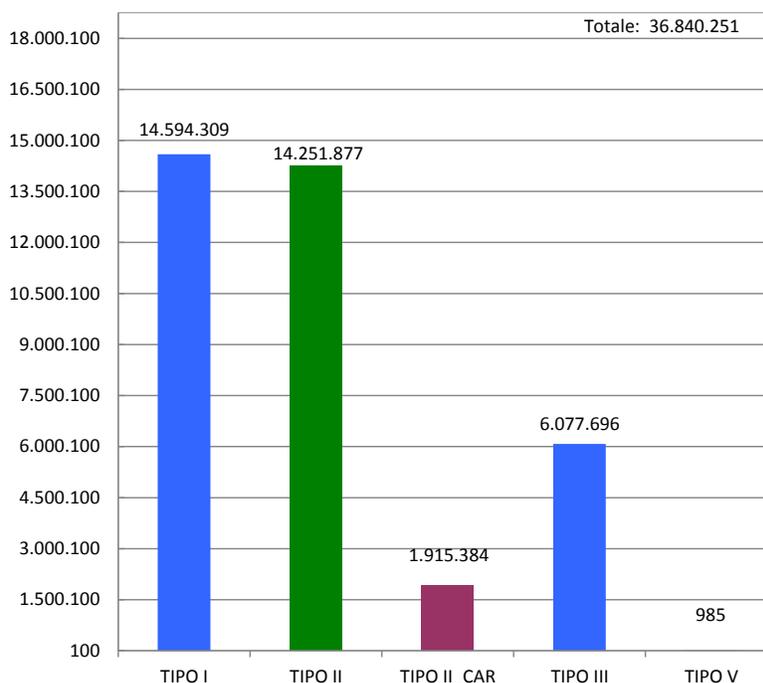
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	87.446	227.040	27.615	54.876
Valore Totale (€)	9.240.994,52	24.001.559,01	2.912.374,84	5.793.600,06
Prezzo minimo (€/TEE)	103,61	103,40	104,90	104,57
Prezzo massimo (€/TEE)	107,00	107,00	106,97	107,00
Prezzo medio (€/TEE)	105,68	105,72	105,46	105,58

TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a ottobre 2015 (dato cumulato)

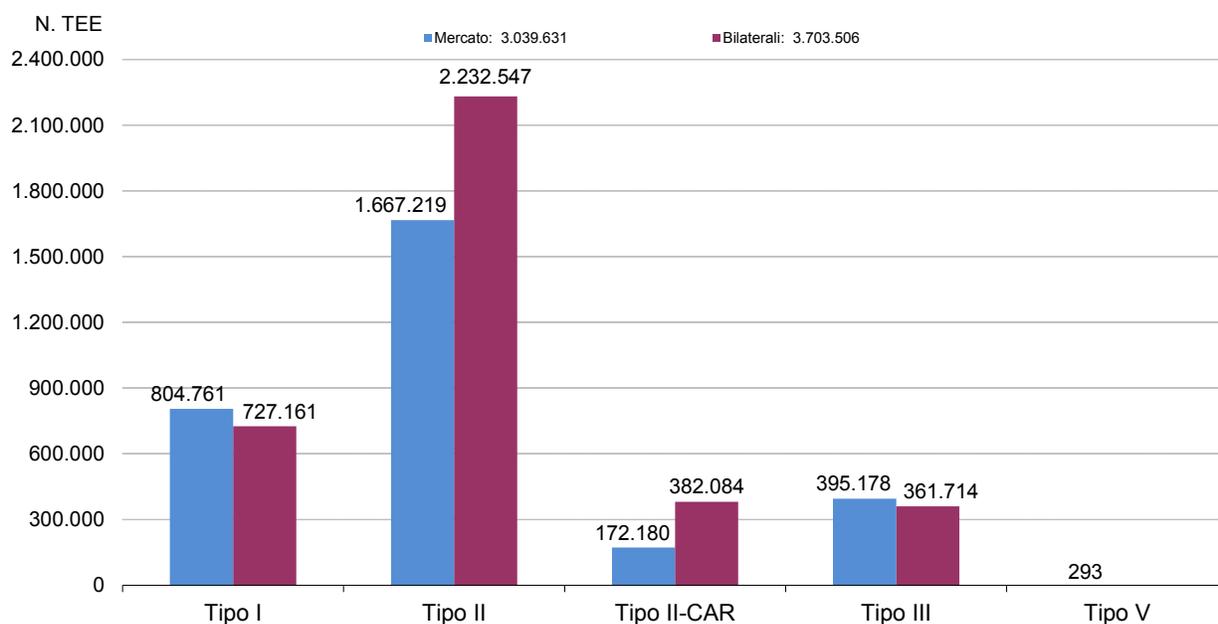
Fonte: GME



Mercato dei titoli di efficienza energetica

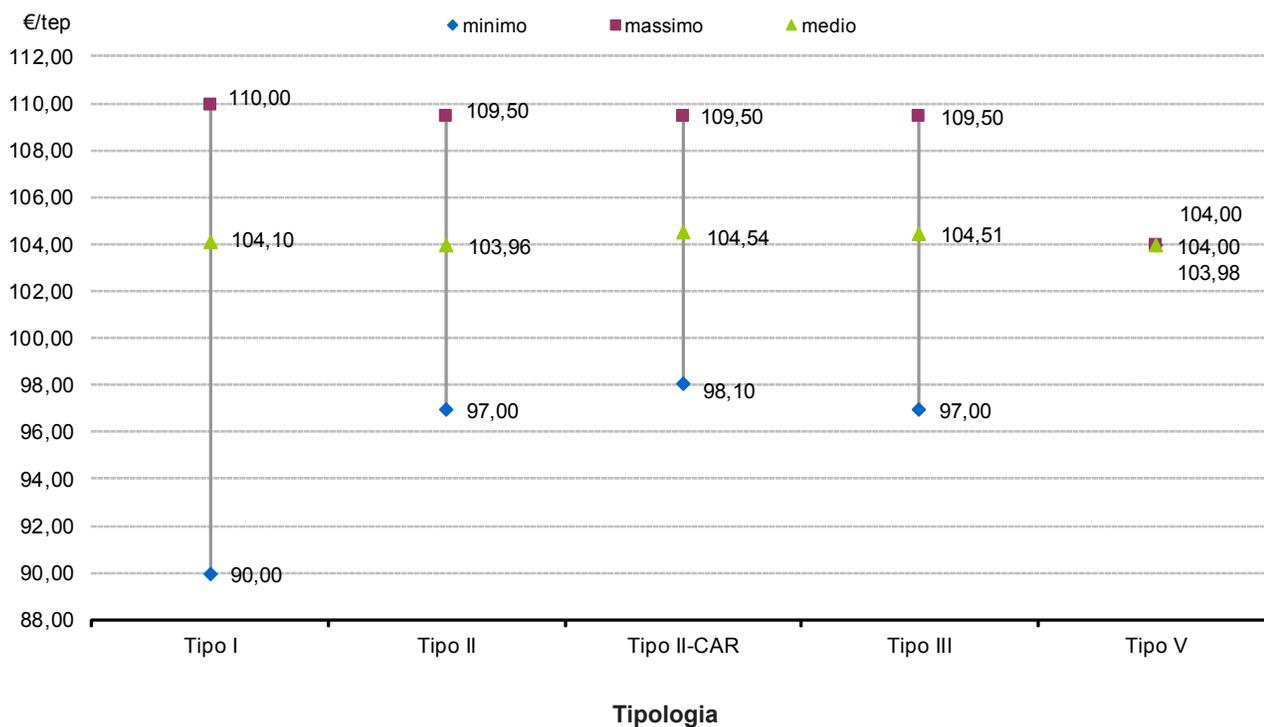
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

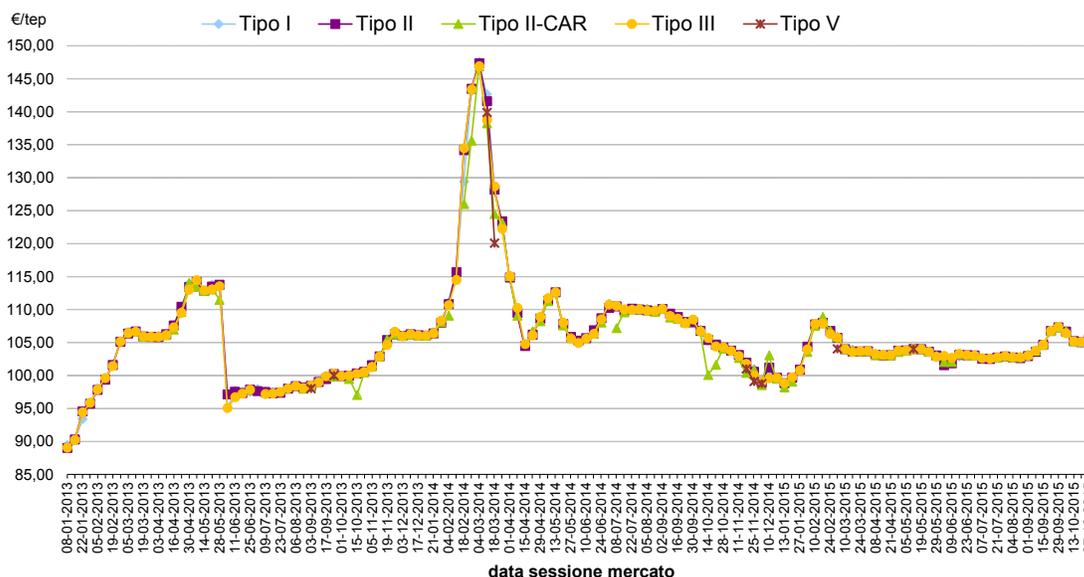
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni dal 2013)

Fonte: GME

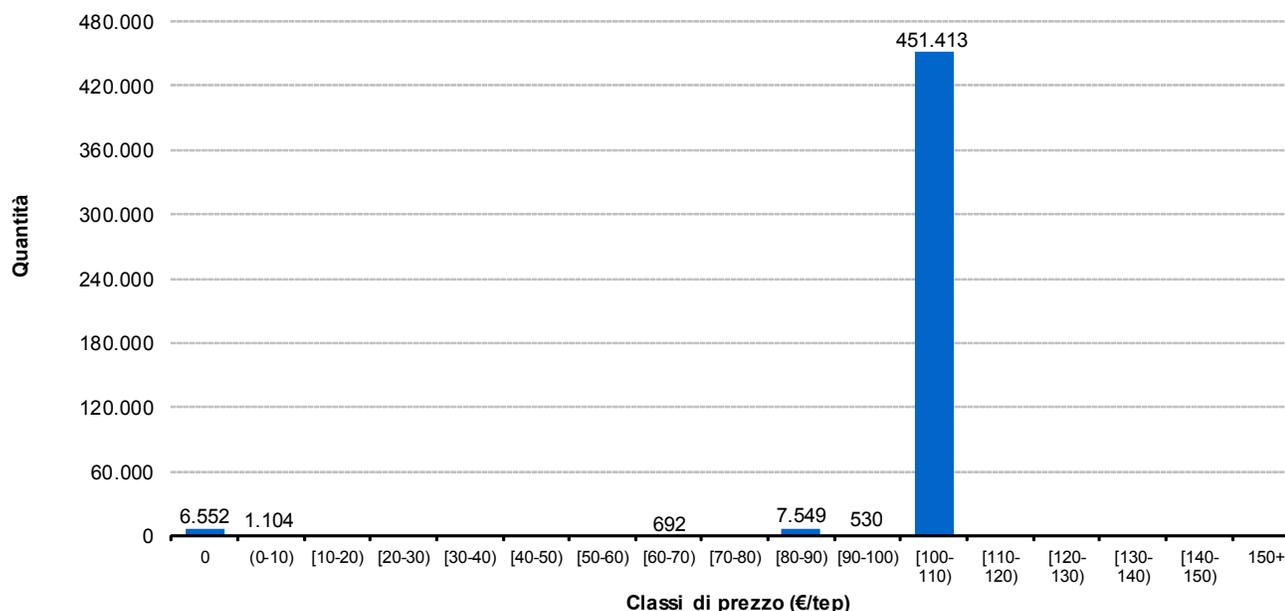


Nel corso del mese di ottobre 2015 sono stati scambiati 467.840 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (202.430 TEE nel mese di settembre 2015). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 104,15 €/tep (99,22 €/tep a settembre), minore di

1,52 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (105,67 €/tep). Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - ottobre 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di ottobre 2015, sono stati scambiati 589.596 CV, in aumento, rispetto ai 576.856 CV scambiati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 III Trim, con 253.566 certificati (51.714 i CV 2015 III Trim scambiati a settembre), dei CV 2015 II Trim con 194.481 titoli (300.600 CV 2015 II Trim, a settembre), e dei CV 2015 I Trim, con 104.775 CV (143.021 CV 2015 I Trim, a settembre).

Seguono nell'ordine, i CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 21.883 CV (54.794 CV 2013 IV Trim, relativi a settembre), i CV 2014 IV Trim con 4.708 CV (369 CV 2014 IV Trim, a settembre) e, entrambi assenti il mese di settembre sulla piattaforma, i CV 2014 III Trim con 4.429 certificati e i CV 2015 IV Trim 3.753 CV.

Chiudono l'elenco i CV 2014 TRL IV Trim con 740 CV (3.619 i CV 2014 TRL IV Trim a settembre), i 132 CV 2014 II Trim e i 129 CV 2014 I Trim, entrambi assenti sul mercato a settembre.

Per quanto riguarda il confronto mensile fra i prezzi medi, per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV ad ottobre, è stato osservato per i CV 2013 IV Trim, unico trimestre sulla piattaforma per l'anno di produzione 2013, un prezzo medio

pari a 89,47 €/MWh, con un aumento di 0,18 €/MWh rispetto al mese precedente.

Assenti sulla piattaforma a settembre, i CV 2014 I Trim e i CV 2014 II Trim entrambi quotati ad un prezzo medio pari a 97,00 MWh, mentre i CV 2013 III Trim hanno registrato un prezzo medio pari a 97,11 €/MWh. I CV 2014 IV Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 97,17 €/MWh in aumento di 0,33 €/MWh rispetto a settembre e i CV 2014 TRL IV Trim risultano in diminuzione di 1,29 €/MWh, quotando un prezzo medio pari a 83,83 €/MWh.

In aumento i prezzi medi registrati per i trimestri 2015, infatti per i CV relativi al I Trim il prezzo medio registrato è stato pari a 99,58 €/MWh con un aumento pari a 0,52 €/MWh rispetto al mese di settembre, mentre per i CV 2015 II Trim è stato rilevato un prezzo medio pari a 99,47 €/MWh con un aumento di 0,73 €/MWh e per i CV 2015 III Trim il prezzo medio registrato è stato pari a 99,22 €/MWh con un aumento pari a 0,82 €/MWh. Infine, i CV 2015 IV Trim, assenti sulla piattaforma di mercato lo scorso mese, sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 99,08 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di ottobre 2015.

CV, risultato del mercato GME - ottobre 2015

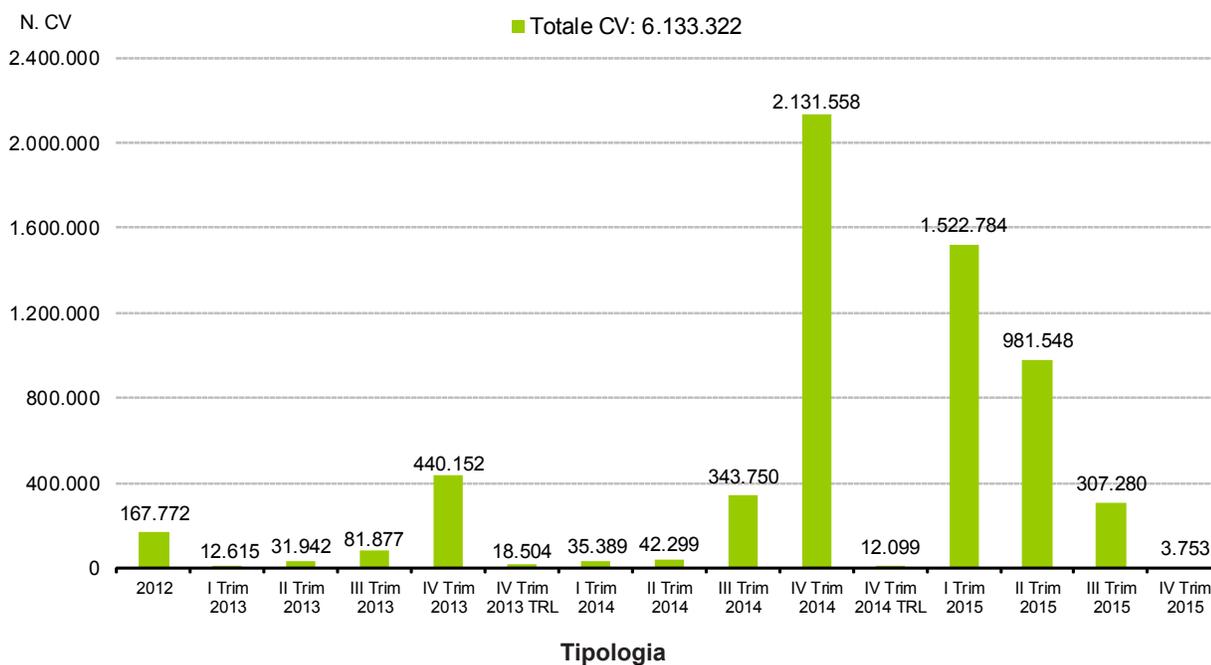
Fonte: GME

	Periodo di riferimento									
	IV Trim 2013	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	IV Trim 2014_TRL	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015	IV Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	21.883	129	132	4.429	4.708	1.740	104.775	194.481	253.566	3.753
Valore Totale (€)	1.957.852,79	12.513,00	12.804,00	430.099,60	457.468,27	145.872,00	10.433.850,77	19.345.808,47	25.159.171,84	371.847,60
Prezzo minimo (€/CV)	89,00	97,00	97,00	97,00	89,00	83,50	99,00	98,70	98,40	99,00
Prezzo massimo (€/CV)	89,60	97,00	97,00	97,20	97,24	85,04	100,25	100,50	99,90	99,20
Prezzo medio (€/CV)	89,47	97,00	97,00	97,11	97,17	83,83	99,58	99,47	99,22	99,08

(continua)

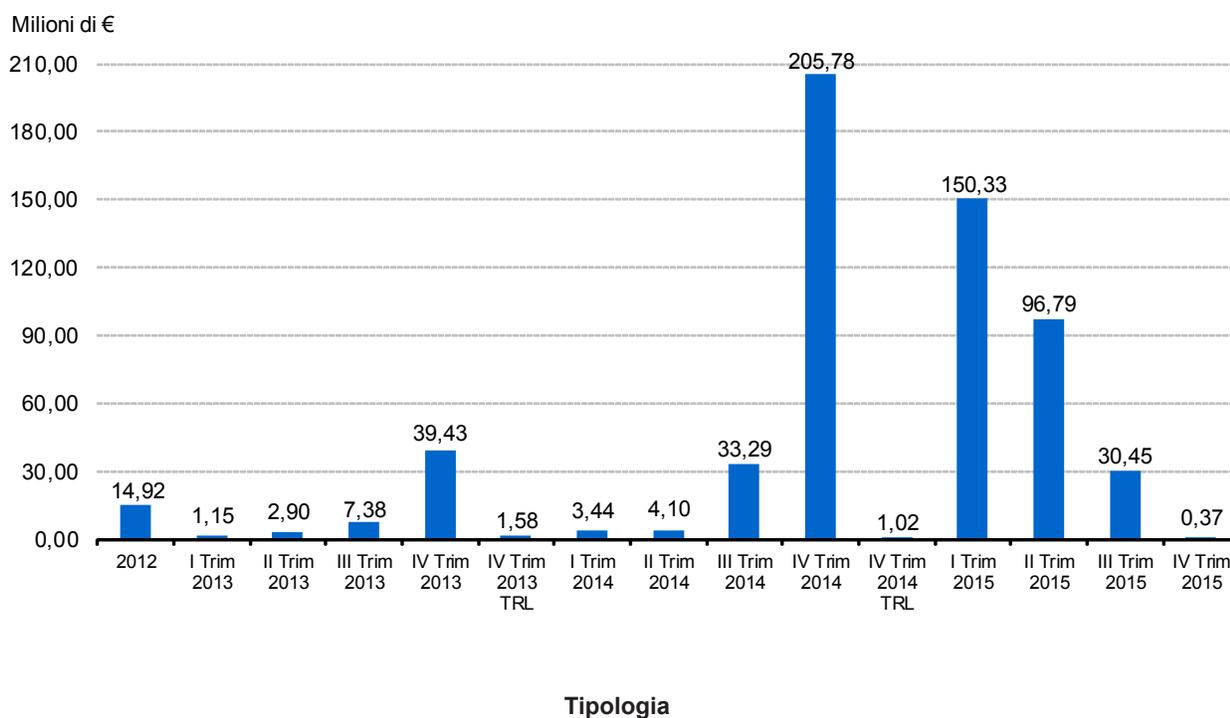
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

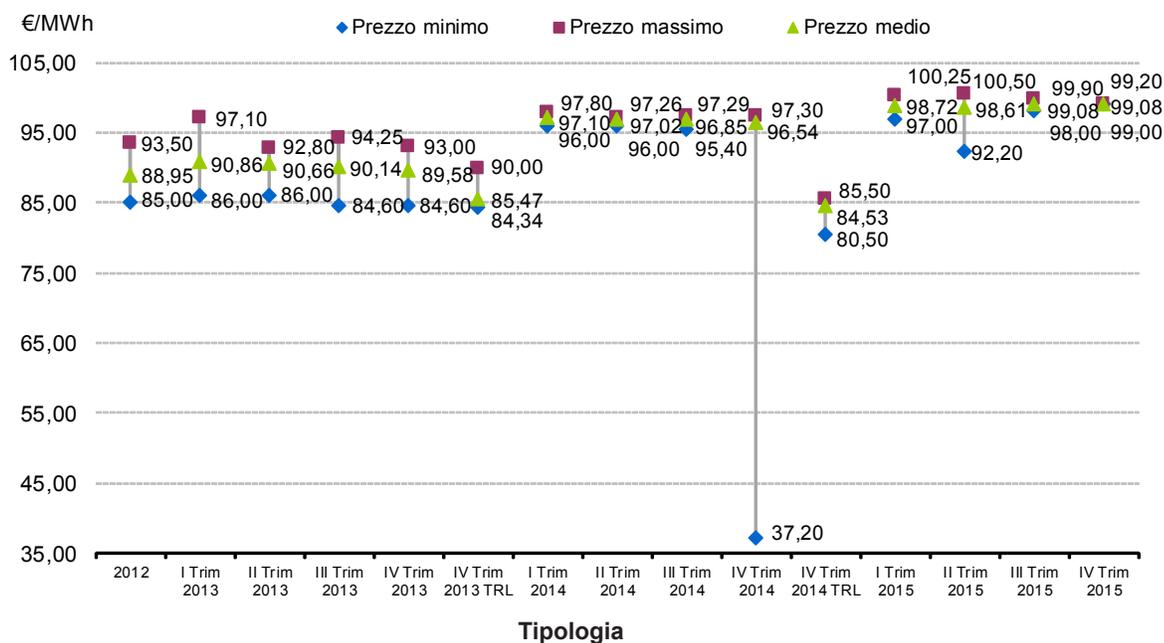
Fonte: GME



(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME

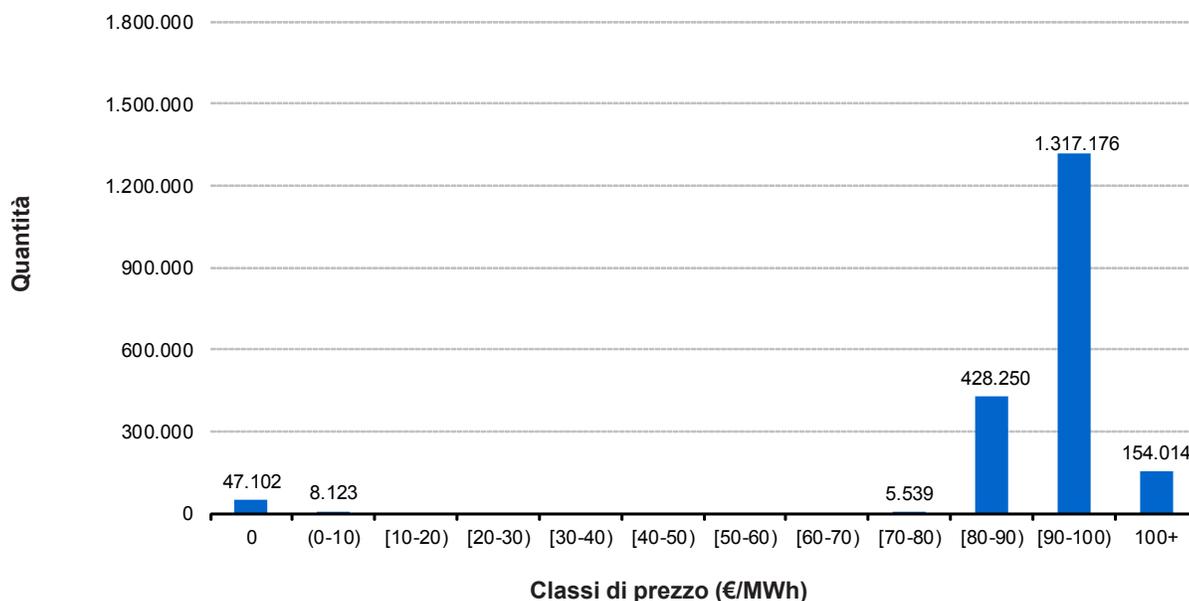


Nel corso del mese di ottobre 2015 sono stati scambiati 1.960.204 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (2.550.038 CV nel mese di settembre). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di ottobre, è stata pari a 92,13 €/MWh,

minore di 6,8 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (98,93 €/MWh). Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - ottobre 2015

Fonte: GME



ENERGIA VERDE E MERCATO ELETTRICO IN GERMANIA

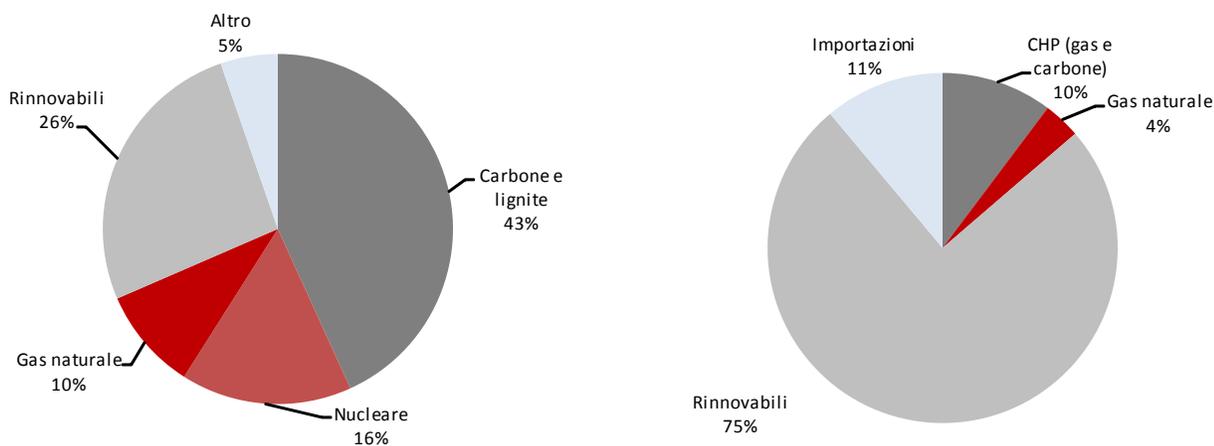
Di Mario Cirillo, Michele Dalena REF-E

(continua)

Con riferimento al solo settore elettrico, il target di riduzione del consumo è più contenuto (-25%), in ragione delle proiezioni di impiego dell'elettricità nel trasporto, negli edifici e nell'industria: nel lungo termine l'elettricità veicolerà buona parte dell'energia a bassa intensità di carbonio, anche perché sarà ottenuta per l'80% da fonti rinnovabili (Figura 2). Attualmente la generazione rinnovabile è pari a poco meno

del 30% di quella complessiva: il mix elettrico è dominato da carbone e nucleare, che ne rappresentano il 60%¹. Il mercato dovrà, perciò, sostenere un cambiamento radicale nella composizione dell'offerta: ciò non riguarderà unicamente il mix di fonti, ma anche la struttura dell'offerta stessa, che si presenterà come dispersa tra un numero elevato di centri di produzione.

Figura 2. Mix di generazione elettrica in Germania, 2014 e 2050 (%)

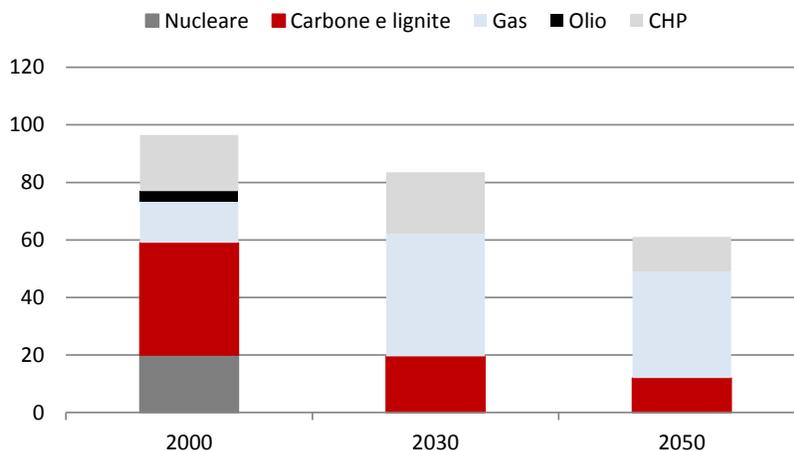


Fonte: www.energytransition.de

La recente revisione del ruolo della lignite, ridimensionato da un nuovo piano per la riduzione delle emissioni, apre spazio al ruolo della capacità flessibile a gas che acquista importanza

(Figura 3), pur in uno scenario di forte contrazione del parco termoelettrico, e senza aumenti previsti per la produzione.

Figura 3. Capacità da fonti convenzionali in Germania, 2000-2050 (GW)



ENERGIA VERDE E MERCATO ELETTRICO IN GERMANIA

(continua)

Il “mercato elettrico 2.0”

Uno dei passaggi fondamentali per l’attuazione della strategia nazionale di decarbonizzazione è il ridisegno delle regole che disciplinano il mercato elettrico, il cui schema è stato oggetto di consultazione in più stadi successivi.

Il libro verde sulla riforma, pubblicato ad ottobre 2014², ha identificato come decisione fondamentale quella tra il rafforzamento del mercato elettrico e l’introduzione di un mercato della capacità. Il libro bianco che ne è seguito, la scorsa estate³, ha illustrato le linee di azione attraverso cui si realizzerà la prima delle due opzioni, etichettata “mercato elettrico 2.0”. Infine, nel mese di settembre è stato posto in consultazione un disegno di legge per apportare le modifiche necessarie per la riforma⁴, che dovrebbe essere approvato in via definitiva entro pochi mesi, e che procede in parallelo con provvedimenti di riforma che il regolatore dell’energia ha già iniziato ad istruire.

Il “mercato elettrico 2.0” sarà un mercato *energy-only*, ossia senza mercato della capacità, in cui il governo tedesco auspica che i fabbisogni di adeguatezza e sicurezza⁵ saranno soddisfatti, oltre che grazie alla correttezza dei segnali di prezzo, attraverso l’integrazione forte con i mercati elettrici confinanti, lo sfruttamento delle risorse flessibili lato offerta e lato domanda, e la costituzione di una riserva strategica di capacità separata dal mercato⁶. Quest’ultima costituirà anche uno strumento importante per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra rispetto a cui la Germania è impegnata entro il 2020.

La realizzazione del nuovo modello di mercato avverrà su tre linee di azione.

Prima linea di azione: rafforzamento del meccanismo di mercato

La prima preoccupazione del governo tedesco è quella di garantire che i mercati dell’energia siano lasciati liberi di fornire segnali di prezzo che favoriscano la remunerazione della capacità necessaria all’adeguatezza e alla sicurezza del sistema. In linea con lo schema teorico di un mercato *energy-only*, il manifestarsi di picchi di prezzo per un certo numero di ore durante l’anno, accentuati dalla penetrazione della generazione da fonti intermittenti e smussati dal ricorso consistente a risorse flessibili, può garantire la copertura di una parte dei costi fissi degli impianti programmabili. Un ulteriore contributo alla remunerazione della capacità programmabile può provenire dalla cessione di una parte della produzione attraverso contratti di lungo termine. Nonostante l’attuale sovradimensionamento del parco di generazione⁷, le prospettive di uscita di quote importanti di capacità, nucleare e termoelettrica (si veda il seguito dell’articolo), inducono il governo tedesco a prevedere che il mercato sarà presto nelle condizioni di inviare segnali

sufficienti al mantenimento dell’adeguatezza del sistema.

Per garantire l’assenza di interferenze regolatorie con il meccanismo di mercato, la nuova legge sul mercato elettrico prevedrà esplicitamente l’obiettivo di determinazione libera dei prezzi. In parallelo, gli operatori avranno contezza dei criteri di valutazione degli abusi di posizione dominante da parte dell’autorità antitrust, che pubblicherà specifiche linee-guida: in questo modo dovrebbero essere tutelati comportamenti di bidding che riflettono la scarsità di offerta sul mercato, rispetto a condotte che configurano l’esercizio illegittimo di potere di mercato.

Sul mercato del bilanciamento, l’obiettivo è quello di garantire la sicurezza al minor costo possibile. A questo scopo il governo punta a migliorare l’aderenza ai costi del valore dell’energia di bilanciamento. Il sistema tedesco è di tipo decentrato: tutti i produttori e i consumatori sono assegnati a un gruppo di bilanciamento, il cui responsabile (un fornitore o un trader) ha l’obbligo di mantenere l’equilibrio tra energia immessa ed energia prelevata. L’obbligo è assolto sui mercati dell’energia (mercato del giorno prima e infra-giornaliero) e, in via residuale, facendo ricorso all’energia di bilanciamento. Attualmente gli scostamenti di cui sono responsabili i singoli gestori dei gruppi di bilanciamento sono valorizzati sulla base del valore della sola energia effettivamente utilizzata per il bilanciamento. Secondo le nuove regole, che l’autorità per l’energia è chiamata a definire entro il 2016, invece, i responsabili del bilanciamento saranno chiamati a sostenere anche una parte dei costi della capacità di bilanciamento (non necessariamente impiegata), finora socializzati attraverso le tariffe di rete. In questo modo sarebbe rafforzato l’incentivo a mantenere bilanciati i gruppi di bilanciamento a valle del mercato infra-giornaliero.

Seconda linea di azione: fornitura di energia flessibile ed efficiente

Le misure tese a favorire la partecipazione al mercato di risorse flessibili (della domanda e dell’offerta) rappresentano gli elementi di maggiore innovatività della riforma.

Prodotti e attori del mercato dei servizi

Innanzitutto saranno riformati i mercati delle riserve, disegnando prodotti orari anziché per blocchi di ore, e prevedendo (ove non già previsto) la frequenza giornaliera delle aste, anziché settimanale. Si tratta di modifiche che favoriscono l’offerta di flessibilità da parte di operatori che difficilmente possono programmare con largo anticipo la propria disponibilità e difficilmente possono offrire servizi di lunga durata: la misura è disegnata, perciò, in primis per la partecipazione della domanda.

Sempre per favorire la *demand response*, saranno disciplinati da nuove specifiche norme i diritti e gli obblighi dei soggetti aggregatori di domanda, ai quali vengono riconosciute

ENERGIA VERDE E MERCATO ELETTRICO IN GERMANIA

(continua)

le funzioni fondamentali di identificazione della capacità flessibile dei consumatori e di offerta della stessa sul mercato. Rivestirà particolare importanza l'obbligo per i responsabili dei gruppi di bilanciamento di far accedere gli aggregatori che ne facciano richiesta: si tratta di una previsione cruciale per favorire la partecipazione alla fornitura di servizi di flessibilità di aggregatori indipendenti dai fornitori e trader, e perciò per favorire la concorrenza nell'offerta di servizi che permettono la *demand response*⁸.

Promozione delle tecnologie flessibili

Con riferimento, poi, alle specifiche tecnologie flessibili, il governo tedesco punta innanzitutto a sostenere la penetrazione della mobilità elettrica. In proposito, le infrastrutture di ricarica troveranno esplicita classificazione nell'attuale corpo normativo, saranno definiti diritti e obblighi dei gestori delle infrastrutture, sarà sancito il principio di accesso non discriminatorio da parte dei clienti finali e incoraggiato il trasferimento dei segnali di prezzo per la gestione flessibile della domanda di energia da parte dei veicoli.

In secondo luogo, sono proposte misure sia transitorie che permanenti per la cogenerazione. Si prevede il sostegno finanziario temporaneo agli impianti esistenti (alimentati da gas) la cui redditività è attualmente messa a rischio dal livello dei prezzi sul mercato, fino a che la riforma del mercato stesso e quella dell'EU ETS non siano in grado di fornire gli adeguati segnali incentivanti. Saranno poi stanziati fondi per la conversione degli impianti cogenerativi a carbone verso il gas. Infine, il sostegno finanziario sarà orientato sulla distribuzione e lo stoccaggio di calore, piuttosto che sulla generazione elettrica: la possibilità di accumulare calore è, infatti, immediatamente collegata alla possibilità di gestione flessibile della produzione di elettricità negli impianti di cogenerazione. Infine, sarà valutato il potenziale e saranno introdotte regole specifiche di accesso ai mercati dei servizi ausiliari per i generatori di emergenza dotati degli idonei requisiti tecnici e regolatori. Sebbene si tratti di impianti generalmente di piccola dimensione e spesso alimentati da combustibili fossili, proprio per il ruolo di backup che rivestono i generatori di emergenza possono intervenire a sostegno del sistema in tempi molto brevi.

Oneri di rete e di sistema

Anche il policy maker tedesco si trova ad affrontare il problema del peso crescente degli oneri di rete e di sistema sulla bolletta

dei consumatori elettrici: il rischio che il governo sottolinea, in questa fase, è che i segnali di prezzo che possono servire a mobilitare le risorse flessibili ne risultino indeboliti. Si apre perciò un ulteriore fronte di riforma, che consisterà nel definire un "target model" per orientare le decisioni sull'allocatione delle suddette componenti di prezzo ed assicurarne la coerenza con gli obiettivi della transizione energetica. Due delle misure proposte appaiono di particolare rilievo: l'applicazione "dinamica" (ossia variabile secondo ora del giorno) ai consumatori di grandi dimensioni delle agevolazioni sugli oneri di rete di cui questa categoria di operatori beneficia, e la rimozione (a partire dal 2022 e per i soli nuovi impianti) dei benefici economici agli impianti di generazione distribuita (rinnovabili e non) in termini di "costi evitati di rete", quest'ultima misura giustificata dal fatto che non sia più vero che la crescita della produzione distribuita produca una riduzione netta di costi per le infrastrutture di trasporto, ma che al contrario produca oneri per il rinforzo delle reti.

Proprio in tema di investimenti nelle reti, sarà introdotta nella normativa una regola per la pianificazione degli interventi che dovrebbe condurre ad una riduzione significativa dei costi: si tratta dell'utilizzo, ai fini della determinazione dei rinforzi della rete di trasmissione (non anche quella di distribuzione), di un volume di produzione eolica e solare del 3% più basso rispetto all'output atteso. In parallelo, nel rispetto delle priorità di dispacciamento, i gestori di rete potranno continuare a "ri-dispacciare" il parco in caso di congestioni, compensando la mancata produzione secondo le regole già in vigore.

Terza linea di azione: ulteriori strumenti per la sicurezza

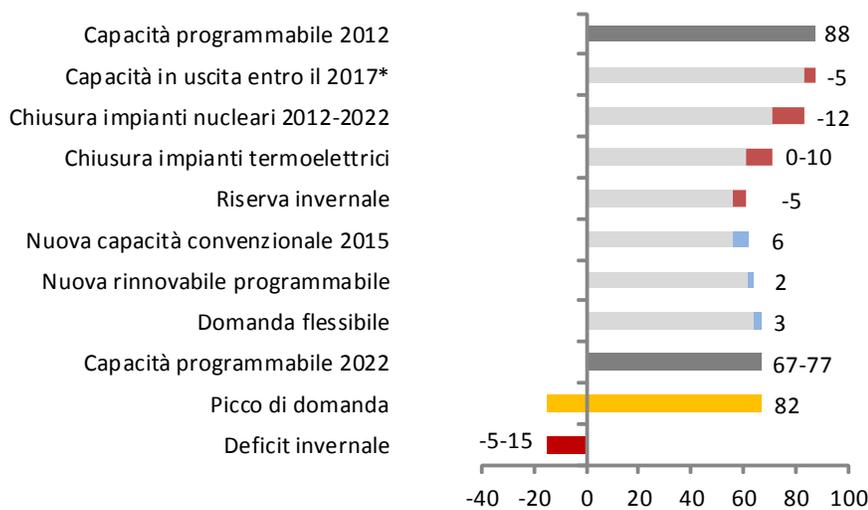
Al centro dell'attenzione del governo tedesco ci sono due strumenti. Il primo è già funzionante: si tratta di una riserva di rete che serve a fronteggiare congestioni di carattere locale, soprattutto in occasione del picco di domanda invernale, e coinvolge prevalentemente capacità situata nel sud del paese. Questo strumento è stato introdotto per accompagnare il graduale abbandono del nucleare (ma solo fino al 2017), in attesa di necessari rinforzi di rete.

Il secondo è di nuova realizzazione: si tratta di una riserva "fredda" di capacità, destinata a garantire l'adeguatezza del sistema a fare fronte a situazioni straordinarie di scarsità, oltre a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali di abbattimento delle emissioni di carbonio (Figura 4).

ENERGIA VERDE E MERCATO ELETTRICO IN GERMANIA

(continua)

Figura 4. Adeguatezza del sistema elettrico tedesco nel 2012-2022 (GW)



* Direttiva UE emissioni

Fonte: www.energytransition.de

Entrambe le riserve sono separate dai mercati dell'energia: interessano, infatti, capacità non offerta sul mercato (e che non vi può offrire, in caso benefici della riserva), posta in stand-by e attivata come risorsa di ultima istanza per il sistema.

La riserva di rete o invernale avrebbe dovuto essere impiegata fino al 2017. Secondo i nuovi orientamenti sarà invece mantenuta almeno fino al 2023. Successivamente sarà oggetto di valutazione la necessità di ulteriore proroga dello strumento. La capacità sarà selezionata per via negoziale, dato che la potenza rilevante per la sicurezza del sistema situata nel sud del paese è scarsa rispetto al fabbisogno.

A regime (2022) la riserva di capacità arriverà ad accogliere circa il 5% del picco di domanda: tale quota dovrebbe corrispondere a 4 GW di capacità. Di questi, 2,7 GW afferiranno a impianti alimentati da lignite, remunerati per 4 anni, prima di essere definitivamente spenti: ne corrisponderà un abbattimento delle emissioni di carbonio pari a 12.5 milioni di tonnellate di CO₂eq che secondo le analisi e i piani del governo offrirà un contributo importante a colmare il gap con il target 2020. Se la quota di riserva climatica (lignite) sarà approvvigionata su base negoziata (la capacità a lignite è suddivisa tra 3 operatori), la parte rimanente sarà assegnata tramite asta.

Anche il mercato *energy-only* è a rischio *failure*

L'argomentazione chiave per il sostegno al modello proposto dal governo tedesco, caratterizzato dall'assenza di un mercato della capacità (anche se saranno attivate riserve di potenza di ultima istanza), è la forza incentivante del meccanismo di mercato attraverso i relativi segnali di prezzo. La prospettiva è quella di scarsa capacità legata all'uscita, spontanea e non, di una fetta consistente della capacità esistente. D'altra parte la situazione attuale è di sovra-capacità: lo confermano le analisi sull'adeguatezza commissionate dal governo, oltre che i dati sui picchi di prezzo presentate nel Libro Bianco. Se le condizioni di mercato rimanessero tali (assenza di scarsità) da produrre deboli segnali di prezzo, oltre ai costi di mantenimento delle riserve fredde, che si rivelerebbero meno utili di quanto previsto dal legislatore, potrebbe essere a rischio lo sviluppo dell'offerta di risorse di flessibilità, sia sul lato offerta che sul lato domanda. Nella strategia di transizione, queste risorse dovrebbero veicolare una quota significativa di energia rinnovabile ed efficiente: si pensi alle auto elettriche o alla cogenerazione. In un contesto di graduale eliminazione del sostegno finanziario pubblico diretto (tariffe incentivanti e incentivi in conto capitale) e di crescente integrazione di queste tecnologie nel mercato (l'incentivo deve venire dal mercato), persiste perciò un rischio significativo di ritardo nel conseguimento degli obiettivi di politica climatica.

¹ Solo nel 2010, le due fonti raggiungevano il 70% della produzione.

² An Electricity Market for Germany's Energy Transition, Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper), ottobre 2014.

³ An Electricity Market for Germany's Energy Transition, White Paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper), luglio 2015.

⁴ Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), settembre 2015.

⁵ L'adeguatezza può essere definita come disponibilità di capacità per la copertura del picco di domanda di energia con un congruo margine di affidabilità. La sicurezza riguarda invece la capacità di fare fronte a situazioni di criticità nel funzionamento del sistema.

⁶ L'ipotesi di introduzione di un mercato della capacità è stata accantonata a valle della consultazione sul libro verde, sulla base dei risultati di specifiche analisi commissionate dal governo. Lo strumento è valutato come facilmente soggetto a errori regolatori, costoso e poco compatibile con il processo di trasformazione necessario per il sistema elettrico, nella prospettiva della decarbonizzazione. La discussione sul mercato della capacità è stata caratterizzata dal confronto tra visioni opposte: un numero non trascurabile di operatori, anche di grande dimensione, ha sostenuto l'efficacia di un meccanismo di remunerazione della capacità a sostegno del mercato dell'energia.

⁷ Le analisi presentate nel Libro Bianco del governo tedesco misurano il surplus di capacità sia a livello nazionale che sovra-nazionale, includendo i mercati elettrici adiacenti a quello tedesco.

⁸ Mapping Demand Response in Europe Today 2015, Smart Energy Demand Coalition, settembre 2015.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 14 ottobre 2015 483/2015/R/EEL** | "Approvazione delle regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera, valevoli a partire dall'anno 2016" | pubblicata il 15 ottobre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/483-15.htm>

Con la deliberazione in oggetto l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha positivamente verificato ed approvato, per quanto di sua competenza, le proposte formulate da Terna S.p.A., con comunicazioni del 10 agosto 2015 e del 23 settembre 2015, con riferimento alle:

Allocation Rules for Forward Capacity Allocation, come perfezionate a seguito del processo di consultazione svolto da ENTSOE sul *Draft Allocation Rules for Forward Capacity Allocation*, del 2 marzo 2015, ivi incluso l'allegato Regional Specific Annex: Italian Border, che definisce le specificità in materia di firmness da applicare ai confini italiani;

regole per l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto giornaliera, tramite asta esplicita, sulla frontiera Grecia – Italia e sui confini svizzeri Daily Capacity Allocation on Swiss Borders and Italy – Greece Border e, tramite shadow auctions, in caso di fallimento del meccanismo di market coupling sui confini in cui esso è in vigore (Shadow Allocation Rules);

regole per l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto infragiornaliera sulle frontiere settentrionali *Allocation Rules for Intraday Capacity Allocation on Northern Italian Borders*.

Le Allocation Rules for Forward Capacity Allocation, nella versione approvata dall'Autorità, tengono conto delle indicazioni che la stessa AEEGSI - in qualità di regolatore leader dell'Iniziativa Regionale per il Centro Sud Europa, con la lettera 17 luglio 2015 - a seguito di coordinamento con i regolatori della suddetta regione, ivi inclusa la Svizzera, ha provveduto a fornire ai TSO operanti sui confini italiani per la finalizzazione delle regole d'asta, con particolare riferimento agli allegati di cui alle Allocation Rules for Forward Capacity Allocation aventi ad oggetto il regime di firmness sui confini italiani. Riguardo il contenuto delle indicazioni fornite, si rappresenta che:

al fine di tener conto della volontarietà del processo promosso dalla Commissione Europea, da ACER e da ENTSOE, nonché al fine di tenere in considerazione gli esiti emersi a seguito del documento per la consultazione 239/2015/R/eel – pubblicato dall'AEEGSI in tema di Regime di compensazione economica per le riduzioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con Francia, Austria e Slovenia per il 2016. possibile revisione dei criteri di determinazione dei volumi allocabili su base annuale e mensile - in via sperimentale i regolatori di Italia, Francia e Slovenia si sono resi disponibili ad

adottare, sui rispettivi confini e per il solo 2016, il nuovo regime di compensazione al market spread abbinato al cap mensile rappresentato dalle rendite di congestione relative ai medesimi confini, operando contestualmente una modesta riduzione dei volumi di diritti allocabili su base annuale e mensile, pur sempre nella logica di massimizzare, nel loro complesso, i volumi di capacità di interconnessione resi disponibili al mercato ai sensi del Regolamento n. 714/2009;

sul confine Italia-Austria i regolatori competenti ritengono opportuno mantenere in vigore la regola attuale di compensazione al prezzo d'asta anche per il 2016. Tale regola troverà applicazione anche sui confini per i quali non è attivo il market coupling (Italia – Grecia e Italia – Svizzera).

Al riguardo si rileva, infatti, che le Allocation Rules for Forward Capacity Allocation come proposte da ENTSOE prevedono, tra l'altro, che:

per i confini sui cui è attivo il market coupling, già per il 2016, si adotti, su base volontaria, una regola di compensazione dei diritti di importazione allocati su base annuale e mensile che non possono essere utilizzati a seguito di interventi di riduzione della capacità (curtailment) da parte dei TSO, basata sul differenziale di prezzo dei mercati del giorno prima (market spread compensation) superando l'attuale regola che prevede la restituzione del prezzo d'asta originariamente pagato dagli operatori;

in caso di curtailment su una frontiera, la compensazione sia vincolata ad un massimale (cap) mensile pari alla rendita di congestione raccolta su quella frontiera.

Nel deliberare quanto sopra richiamato, l'AEEGSI, nei considerata della delibera *de qua*, ha previsto che, una volta positivamente verificate, le regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera in oggetto:

aggiornano e sostituiscono le Access Rules approvate dall'Autorità con la deliberazione 546/2014/R/eel;

trovano applicazione a partire dalle aste per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera relativamente all'anno 2016.

■ **Comunicato del GME** | "Modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico" | pubblicato il 26 ottobre 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=234>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che con Decreto ministeriale 7 ottobre 2015 recante "Modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico (market coupling)", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 247 del 23-10-2015, il Ministro dello Sviluppo Economico, sentito il parere 404/2015/I/EEL dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, pubblicato in data 30 luglio 2015, ai

Novità normative di settore

(continua)

sensi dell'articolo 5, comma 1, del d.lgs. 79/99, ha approvato le modifiche urgenti al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Disciplina), disposte dal Gestore dei mercati energetici S.p.A., ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della medesima Disciplina in data 24 febbraio 2015, come integrate in data 10 agosto 2015.

■ **Delibera 22 ottobre 2015 497/2015/R/eel** | “Definizione dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6 dall'applicazione dell'emission trading system, a decorrere dall'anno 2016” | pubblicata il 26 ottobre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/497-15.pdf>

Con deliberazione 307/2013/R/eel dell'11 luglio 2013, l'AEEGSI ha definito i criteri per il riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE - come successivamente modificata ed integrata dalla Direttiva 2009/29/CE.

Tali criteri consistono nella valorizzazione economica, sulla base di prezzi individuati dal Regolatore, delle quote di emissione ammesse al riconoscimento dei relativi oneri aggiuntivi.

Segnatamente, l'Art. 3, comma 1, della richiamata deliberazione 307/2013/R/eel prevede che il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto sia pari, in ciascun anno solare, al prodotto tra:

- a) il numero di quote scoperte (differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese come risultante dall'attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni, rilasciato da un verificatore accreditato ai sensi del decreto legislativo 30/13, e il numero di quote assegnate) e
- b) il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.

Sulla base del medesimo provvedimento, le quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri aggiuntivi, per ogni impianto e per ogni anno solare, risultano suddivise in due classi:

- a) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli CER ed ERU (P_{FLEX}).
- b) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli EUA (P_{EUA}).

Il successivo Articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della medesima deliberazione dispone che:

a) il valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente

negoziata e sottostanti a tali prezzi;

b) il valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente negoziate e sottostanti a tali prezzi.

Tuttavia, nel deliberare quanto testé richiamato, il Regolatore limitava il periodo di validità dei predetti criteri ai soli primi tre anni (2013-2015) del terzo periodo di assegnazione, ritenendo che le evoluzioni allora attese, a livello europeo, dell'*emission trading system* rendevano sconsigliabile definire interventi a lungo termine.

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI, nel rilevare come non siano emersi elementi innovativi tali da necessitare una revisione di tali criteri, ha ritenuto opportuno estendere anche agli anni successivi al 2015 afferenti al terzo periodo di assegnazione (cioè fino al 2020), quelli già definiti dalla richiamata deliberazione 307/2013/R/eel.

Al contempo, il Regolatore ha previsto che tali criteri potrebbero tuttavia subire aggiornamenti, qualora intervenissero nuove disposizioni normative che ne rendessero necessaria una loro revisione.

Infine, con la delibera de qua l'AEEGSI ha individuato, per l'anno 2016, i medesimi mercati e prodotti di riferimento per il calcolo dei termini P_{FLEX} e P_{EUA} già individuati per gli anni precedenti (2013-2015) ai fini dell'applicazione della deliberazione 307/2013/R/eel e segnatamente:

per i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} sono:

- a) EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2016;
- b) ICE – ICE Futures Europe, contratto CER Future dicembre 2016;

per i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} sono:

- a) EEX – European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- b) EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario);
- c) EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario);
- d) ICE – ICE Futures Europe, contratto EUA spot (daily future);
- e) ICE – ICE Futures Europe, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).

■ **Deliberazione 510/2015/R/EEL del 29 ottobre 2015** | “Approvazione della proposta di Terna S.p.a.,

Novità normative di settore

per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto - CCC e CCP, per l'anno 2016" | pubblicata il 30 ottobre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/510-15.pdf>

Con il presente provvedimento, l'AEEGSI ha approvato la proposta di Regolamento formulata dalla società Terna S.p.A., per l'anno 2016, in tema di procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura, CCC e CCP, contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (nel seguito: Regolamento 2016).

Rispetto alla proposta di Regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2015 - approvata con Deliberazione 533/2014/R/EEL del 30 ottobre 2014 - quella per l'anno 2016 presenta le seguenti innovazioni:

a) la modifica del meccanismo di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione di tipo solare, eolico e idroelettrico utilizzato nelle sessioni d'asta mensili;

b) l'incremento del limite di transito, utilizzato ai fini dell'assegnazione dei CCC e CCP, tra le zone Centro Sud e Centro Nord. L'innovazione descritta alla lettera a), trae origine dalla disposizione di cui al punto 3 della deliberazione 487/2014/R/EEL - *Criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto* - che prevede che Terna aggiorni, a partire dalle procedure concorsuali riferite all'anno 2016, le modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, in modo da tener conto della stagionalità tipica di tali unità. La modifica, indicata alla lettera b), deriva, invece, dall'esigenza di considerare, nel calcolo della soluzione di ottimo per l'assegnazione dei CCC e CCP, gli effetti imputabili al nuovo algoritmo Euphemia introdotto, a partire da febbraio 2015, per la risoluzione del mercato del giorno prima; il nuovo algoritmo consente, tra le altre cose, un maggior transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord rispetto al passato, mediante la gestione di un modello di rete che presenta una configurazione a "maglia chiusa", costituita dal collegamento delle zone CentroSud e Centro-Nord alla zona Sardegna. Inoltre, la proposta di Regolamento 2016, in continuità con l'anno 2015, prevede la piena assimilazione della capacità produttiva localizzata nei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Priolo alla capacità produttiva localizzata nella zona adiacente; i CCP saranno, pertanto, assegnati con esclusivo riferimento al polo di produzione limitata di Rossano. A completamento si osserva infatti che, a decorrere dal 2010,

le procedure concorsuali prevedono, oltre all'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'hub nazionale - ossia il Prezzo Unico Nazionale - (i.e. CCC), anche l'assegnazione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente (i.e. CCP). Nel disporre l'approvazione della richiamata proposta di Regolamento 2016, il Regolatore ha, altresì, prescritto, tra l'altro, che Terna mantenga inalterati i limiti di transito dei poli di produzione limitata di Brindisi, Foggia e Priolo per l'intero anno 2016, coerentemente con la scelta di non assegnare CCP per i predetti poli.

■ **Deliberazione 511/2015/R/EEL del 29 ottobre 2015** | **"Proroga della validità della suddivisione della rete elettrica rilevante in zone"** | pubblicata il 30 ottobre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/511-15.pdf>

Con la Deliberazione de qua, l'AEEGSI ha disposto la proroga, per l'intero anno 2016, della validità della vigente suddivisione della rete elettrica rilevante in zone.

L'esigenza di disporre tale proroga è conseguita dalla necessità di tener conto, nell'ambito del processo di revisione dei criteri per la suddivisione della rete rilevante in zone, avviato con deliberazione 424/2014/REEL, delle innovazioni introdotte dal Regolamento UE n. 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015 - recante orientamenti in materia di allocazione della capacità di gestione della congestione - (CACM), in tema di zone di mercato.

In tema di suddivisione della rete del mercato elettrico italiano, si ricorda infatti che l'AEEGSI con la richiamata Deliberazione 424/2014/R/EEL aveva prorogato all'anno 2015 la validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014, al fine di avviare, nelle more, un processo di rivalutazione dei criteri e delle ipotesi utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone. Il Regolatore, aveva ritenuto opportuno effettuare specifici approfondimenti su tali criteri, considerando la notevole incertezza degli elementi sui quali sono costruiti i futuri scenari da assumere a riferimento per la definizione della nuova configurazione zonale italiana, nonché l'opportunità di testare le potenzialità di Euphemia nella gestione di configurazione zonali più aderenti ai limiti fisici della rete sottostante.

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI, oltre a disporre la proroga di validità della suddivisione della rete rilevante, ha deliberato di abrogare il punto 2 della Deliberazione 424/2014/R/EEL e il punto 3 della Deliberazione 265/2014/R/EEL.

Novità normative di settore

■ **Parere 512/2015//EEL del 29 ottobre 2015** | “Parere al Ministro dello Sviluppo Economico in materia di modifiche al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico” | pubblicato il 30 ottobre 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/512-15.pdf>

Con il presente provvedimento, l'AEEGSI, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.4, del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Disciplina) ha formulato al Ministero dello Sviluppo Economico il proprio parere sulle proposte di modifica alla medesima Disciplina, predisposte dal GME e sottoposte alla consultazione degli operatori con apposito documento per la consultazione DCO 8/2014 pubblicato sul sito internet del GME www.mercatoelettrico.org in data 24 novembre 2014.

Segnatamente, nel richiamarsi ai contenuti della proposta di modifica della Disciplina, riguardanti, principalmente:

- a) le misure disciplinari adottate dal GME, a seguito di violazioni delle previsioni contenute nella Disciplina e delle disposizioni ad esso connesse;
- b) i requisiti di ammissione al mercato;
- c) gli indennizzi da riconoscere agli operatori in caso di accoglimento delle contestazioni avanzate dagli stessi sugli esiti e sulle operazioni di mercato;
- d) la verifica del mantenimento da parte degli operatori dei requisiti previsti per l'ammissione al mercato;

l'AEEGSI ha espresso parere favorevole sul contenuto delle modifiche richiamate nelle precedenti lettere da a) ad e), rilevando che: *i.* tali interventi modificativi non risultano contrastanti con l'assetto regolatorio; *ii.* la definizione di norme armonizzate in materia di misure disciplinari, relativamente ai diversi mercati gestiti dal GME, sia coerente con l'obiettivo di efficienza nell'accesso ai medesimi ed alla loro integrazione.

Per quanto concerne, invece, le modifiche riguardanti la verifica del mantenimento da parte degli operatori dei requisiti previsti per l'ammissione al mercato (i.e. lettera d) sopra richiamata), il Regolatore ha deliberato di segnalare al Ministro dello Sviluppo Economico l'opportunità che la prima proposizione dell'articolo 18, comma 18.2, della Disciplina, sia riformulata come di seguito: “Il GME verifica, nei tempi e secondo modalità dallo stesso definite, il mantenimento da parte degli operatori dei requisiti previsti per l'ammissione al mercato”, ritenendo opportuno che il GME verifichi, secondo termini e modalità definiti dal GME medesimo, il mantenimento, da parte degli operatori, dei requisiti per l'ammissione al mercato. In tal senso, prosegue l'AEEGSI, si riconoscerebbe al GME “maggiore flessibilità in merito alla frequenza e alle modalità della menzionata verifica - così da adattarne le caratteristiche all'evoluzione e alle specificità dei mercati, mantenendo, nel contempo, la funzione di detta verifica nell'ambito della gestione del mercato elettrico organizzato, per preservarne l'integrità”.

GAS

Deliberazione 470/2015/R/GAS del 7 ottobre 2015 | “Disposizioni in vista dell'operatività del bilanciamento gas, ai sensi del Regolamento UE 312/2014. Approvazione di modifiche al codice di rete di Snam Rete Gas, propedeutiche all'operatività del bilanciamento” | pubblicata il 9 ottobre 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/470-15.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'AEEGSI ha disposto l'approvazione delle modifiche apportate da Snam Rete Gas al proprio Codice di Rete - riportate in allegato alla deliberazione de qua - in recepimento delle previsioni di cui al Regolamento 312/2014.

Nel disporre l'approvazione delle predette modifiche, l'Autorità, anche tenendo conto delle risultanze del processo consultivo svolto con il DCO 422/2015/R/GAS, ha segnatamente deliberato che, eccezion fatta per talune specifiche previsioni riportate al punto 4 della deliberazione in oggetto, la decorrenza della modifica degli aspetti inerenti la riforma del bilanciamento sia fissata, con successivo provvedimento, a non oltre il 1 ottobre 2016 e comunque non prima di tre mesi dal completamento delle attività dettagliatamente riportate nel testo del provvedimento e riguardanti:

- il completamento del quadro regolatorio di riferimento, tra cui la necessità di:
 - dettagliare, anche in un separato documento, le modalità attuative delle modifiche introdotte al Capitolo 9 del Codice di Rete, con particolare riferimento ai meccanismi di "chiusura" del giorno gas (attribuzione delle differenze giornaliere tra gas immesso e prelevato dalla rete), alle tipologie dei servizi di bilanciamento, alle priorità di attivazione delle azioni di bilanciamento, agli aspetti di armonizzazione con le procedure di emergenza;
 - definire l'entità degli small adjustment anche in funzione della qualità delle informazioni rese da Snam Rete Gas agli utenti;
 - valutare eventuali interventi in materia di settlement;
 - rivalutare il dimensionamento della capacità di stoccaggio nella disponibilità delle imprese di trasporto, nonché la coerenza col Regolamento delle norme attualmente previste all'articolo 4.2 della deliberazione ARG/gas 45/11 relative alle rinomine delle imprese di trasporto nel giorno gas successivo;
- modificare coerentemente i codici di stoccaggio e le Condizioni PSV;
- integrare le regole di funzionamento del mercato infra-giornaliero con le modalità di negoziazione dei prodotti locational e modificare l'articolazione delle sessioni funzionali al bilanciamento giornaliero;
- la promozione di azioni volte ad assicurare un aumento effettivo della liquidità del mercato, tra le quali, la definizione, anche tramite un'apposita consultazione, dei meccanismi di gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità

di stoccaggio e di cessione volontaria della capacità inutilizzata e della messa a disposizione delle prestazioni di stoccaggio aggiuntive e del line-pack;

- la definizione delle tempistiche di attuazione del Regolamento 312/2014, da stabilirsi, con successivo provvedimento, in esito agli adempimenti relativi al completamento del quadro regolatorio di riferimento e alla definizione delle misure sulla liquidità del mercato, ferma restando la necessità che la data ultima di attuazione non sia successiva a quella di cui all'articolo 52 del Regolamento (1 ottobre 2016);

- la gestione del periodo transitorio intercorrente tra il regime attuale e quello del "nuovo" bilanciamento, rispetto al quale si ritiene opportuno che entro l'1 novembre 2015 Snam Rete Gas renda disponibili agli utenti le informazioni di cui all'articolo 32 del Regolamento (Comunicazione delle informazioni nei confronti degli utenti della rete) in modo da consentire agli utenti di sperimentare le modalità di trasmissione dei dati, adeguare i propri sistemi ai nuovi standard informatici e interpretare anticipatamente i dati trasmessi, ai fini del bilanciamento delle proprie posizioni;

Nel disporre quanto testé richiamato, il Regolatore ha deliberato di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità di definire, con il contributo del GME, di Snam Rete Gas e di Stogit e con la cooperazione del Ministero dello Sviluppo Economico, un percorso di attuazione del Regolamento 312/2014 che includa:

- il dettaglio degli adempimenti, sopra richiamati, riguardanti il completamento del quadro regolatorio di riferimento e la definizione delle misure sulla liquidità del mercato, previa valutazione delle opzioni disponibili con il contributo dei soggetti istituzionali e la predisposizione di una eventuale consultazione;

- la definizione di una scaletta temporale delle attività necessarie per l'attuazione dell'opzione prescelta;

- la proposta di una possibile data di avvio del nuovo regime di bilanciamento, tenuto conto della preferenza espressa dagli utenti circa l'avviamento nel corso del periodo estivo e del limite ultimo previsto dal Regolamento 312/2014 dell'1 ottobre 2016.

Deliberazione 485/2015/R/GAS del 14 ottobre 2015 | "Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio S.p.A." | pubblicata il 15 ottobre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/485-15.htm>

L'AEEGSI, con la deliberazione in oggetto, ha approvato la proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio, presentata da Edison Stoccaggio con lettera del 17 agosto 2015 e successive comunicazioni del 22 e 24 settembre 2015 – nella versione allegata al provvedimento de quo – contenente modifiche ed integrazioni in materia di sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio, di continuità e di qualità commerciale del servizio di stoccaggio del gas naturale.

Segnatamente, la proposta di modifica presentata da Edison

Stoccaggio recepisce le disposizioni dettate dal Regolatore con deliberazione 596/2014/R/gas in tema di Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018.

Nel deliberare l'approvazione delle predette modifiche, l'AEEGSI ha disposto la pubblicazione della versione aggiornata del codice di stoccaggio, trasmesso da Edison Stoccaggio, come risultante dalle modifiche in oggetto, sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

Deliberazione 488/2015/R/GAS del 14 ottobre 2015 | "Disposizioni per la gestione del servizio di peak shaving nel periodo invernale dell'anno termico 2015/2016" | pubblicata il 15 ottobre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/488-15.htm>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha definito gli aspetti di propria competenza con riferimento alla gestione del servizio di peak shaving nel periodo invernale dell'anno termico 2015/2016.

Segnatamente, in linea con l'assetto definito nell'ambito dei precedenti interventi in materia (deliberazioni 471/2013/R/GAS e 446/2014/R/GAS), l'Autorità ha deliberato:

- l'approvazione della metodologia di determinazione del valore di cui all'articolo 1, comma 1, lettera c), sub (i), del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 18 ottobre 2013, recante termini e condizioni per il servizio di peak shaving (nel seguito: Decreto 18 ottobre 2013);

- di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità di determinare il valore di cui al precedente alinea e, sentito il Collegio dell'Autorità, trasmetterlo al Ministero dello Sviluppo Economico, prima della conclusione di ciascuna procedura di cui al citato Decreto;

- di prevedere che il valore di riferimento, di cui all'articolo 1, comma 1, lettera h), del Decreto 18 ottobre 2013 sia fissato pari alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere (media dei valori minimo e massimo) riferite al prodotto forward mensile OTC relativo al mese di aprile 2016, come rilevate da ICIS-Heren nel mese di gennaio 2016 presso l'hub PSV;

- di prevedere che, in esito a ciascuna procedura di aggiudicazione, le imprese di rigassificazione comunichino all'Autorità, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) e a Snam Rete Gas gli importi dovuti ai soggetti assegnatari;

- di prevedere che entro il 15 aprile 2016 la Cassa, previa comunicazione all'Autorità, provveda a versare a Snam Rete Gas S.p.A. gli importi di cui alla precedente alinea, a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas, di cui al punto 12 della deliberazione ARG/gas 155/11;

- di prevedere che Snam Rete Gas riconosca, a ciascun soggetto aggiudicatario, gli importi di competenza, come determinati in esito alle procedure di aggiudicazione e resi disponibili dalla Cassa ai sensi del precedente alinea, entro il 30 aprile 2016.

Comunicato del GME | “ **Comunicazione ai sensi dell’Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale”**” | pubblicato l’8 ottobre 2015 | **Download** http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20150907_prezzomedio_art3_settembre_2015.pdf

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto, ai sensi dell’Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” che, per il mese di settembre 2015, il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel comparto G+1 del mercato di bilanciamento del gas naturale, di cui alla Del. ARG/gas 45/11, è risultato pari a 22,02 €/MWh.

Deliberazione 508/2015/R/GAS del 29 ottobre 2015 | “**Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit S.p.A.**” | pubblicata il 30 ottobre 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/508-15.pdf>

L’AEEGSI, con la deliberazione in oggetto, ha approvato la proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio, presentata da Stogit con lettere del 31 luglio 2015 e 12 ottobre 2015 – nella versione allegata al provvedimento de quo – contenente modifiche ed integrazioni in materia di sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio, di continuità e di qualità commerciale del servizio di stoccaggio del gas naturale.

Segnatamente, la proposta di modifica presentata da Stogit recepisce le disposizioni dettate dal Regolatore con deliberazione 596/2014/R/gas in tema di Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018.

Nel deliberare l’approvazione delle predette modifiche, l’AEEGSI ha disposto la pubblicazione della versione aggiornata del codice di stoccaggio, trasmesso da Stogit, come risultante dalle modifiche in oggetto, sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

REMIT

Comunicato del GME | “ **REMIT data reporting: verifica accesso alla piattaforma PDR**” | pubblicato il 2 ottobre 2015 | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=231>

Con il presente comunicato il GME ha reso noto che, in attuazione delle disposizioni di cui all’articolo 8 del Regolamento Europeo 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l’integrità e la trasparenza del mercato dell’energia all’ingrosso (REMIT) e all’articolo 6 del Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 del 17 dicembre 2014 (Implementing Acts), a decorrere dalla data del 7 ottobre 2015, sono attivi i servizi resi disponibili dal GME tramite la piattaforma PDR al fine di consentire agli operatori l’adempimento dell’obbligo di reporting nei confronti di ACER.

Comunicato del GME | “ **REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: test con gli operatori a partire dal 15/12/2015**” | pubblicato il 13 ottobre 2015 | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=233>

Con il presente comunicato il GME ha reso noto che l’avvio dei test pubblici sulla Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) è stato previsto al 15 dicembre 2015, onde consentire di recepire nella PIP le nuove specifiche contenute nel “Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting” pubblicato da ACER lo scorso 30 settembre 2015. Le modalità di partecipazione ai test saranno comunicate dal GME con apposita comunicazione e comunque in tempo utile rispetto alla predetta data di avvio.

Come già indicato in un precedente comunicato del GME dello scorso 22 settembre 2015, avente per oggetto “REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: da oggi possibile trasmettere al GME il contratto di adesione al servizio offerto sulla PIP”, gli operatori interessati al servizio di pubblicazione delle informazioni privilegiate potranno in ogni caso procedere con la compilazione e trasmissione al GME del Contratto PIP, secondo le modalità indicate nel Manuale Utente PIP.

Gli appuntamenti

17 novembre

Nimby forum – 10^a edizione

Roma, Italia

Organizzatore: Osservatorio Media Permanente NIMBY Forum®
www.nimbyforum.it/

18 novembre

Il biometano è qui!

San Secondo di Pinerolo (TO), Italia

Organizzatore: Agroenergia
www.agroenergia.eu

17-19 novembre

Battery Safety

Baltimore, Ma, Usa

Organizzatore: Knowledge Foundation, a division of CHI
<http://www.knowledgefoundation.com/battery-safety/>

17-20 novembre

EWEA Annual Event

Parigi, Francia

Organizzatore: Ewea
<http://www.ewea.org/annual2015/>

19 novembre

Percorsi e strumenti finanziari per lo sviluppo degli investimenti in ambito ambientale e dell'efficienza energetica per le imprese

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club
www.kyotoclub.org

19 novembre

2015 Utilities Event

Milano, Italia

Organizzatore: Standard & Poor's
<http://www.standardandpoors.it/>

19 novembre

Comfort Technology - Progettare e installare l'integrazione per l'efficienza

Milano, Italia

Organizzatore:

23 - 27 novembre 2015

Short Master Energia dalle Biomasse

Modena, Italia

Organizzatore: Democenter
www.democentersipe.it

23 novembre - 4 dicembre 2015

Integration of renewable energy solutions in the Mediterranean electricity markets

Milano, Italia

Organizzatore: RES4MED
www.res4med.org/

30 novembre

EnergyTech 2015

Cleveland, Oh, Usa

Organizzatore: Telepath Systems
<http://www.energytech2015.com>

23-25 novembre

5th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES 2015)

Lisbona, Portogallo

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

24-25 novembre

Smart Metering Forum

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce
<http://bit.do/6VDX>

25-26 novembre

Commercialising Grid-Scale Energy Storage Global Congress

Londra, Regno Unito

Organizzato da LBC
<http://www.grid-energy-storage.com/>

2-4 dicembre

SHC – Solar Heating and Cooling Conference

Istanbul, Turchia

Organizzatore: IEA
<http://www.shc2015.org/home.html>

5-6 dicembre

3rd Journal Conference on Clean Energy Technologies

Dubai, UAE

Organizzatore: CBEES
<http://www.jocet.org/jccet/3rd/>

6-8 dicembre

2nd International Conference on Renewable Energy Technologies

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: SCIEI
<http://icret.org/>

7-8 dicembre

Energy from Waste

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group
<http://atnd.it/29343-0>

23-25 dicembre

International conference on energy systems

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Journal of Thermal Engineering
<http://www.ices2015conference.com/index.php>

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.
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.