

APPROFONDIMENTI

POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

di Virginia Canazza e Ana Georgieva - REF-E

Nel mercato interno europeo, le interconnessioni transfrontaliere consentono agli stati membri di supportarsi reciprocamente in caso di scarsità di produzione; per tale ragione, per quantificare in modo appropriato il livello di adeguatezza dei sistemi nazionali, vanno considerate anche le capacità di interconnessione cross-border.

La Commissione Europea ha recentemente sottolineato che l'armonizzazione dei metodi di stima dell'adeguatezza applicati dai TSO nazionali è fondamentale per valorizzare le interdipendenze fra i sistemi interconnessi.

La ridotta disponibilità del nucleare francese è un caso interessante per svolgere esercizi di stima del livello di adeguatezza dei paesi dell'Europa continentale e, in particolare, dell'Italia.

Le analisi condotte da REF-E sull'anno 2017 mediante l'utilizzo del modello di simulazione ELFO++ EUROPE mostrano livelli di adeguatezza nei paesi dell'Europa continentale intatti anche in caso di prolungata indisponibilità dei 12 reattori francesi attualmente fermi.

Nell'ipotesi di assenza di switching nel merit order fra impianti a carbone e a gas, più probabile con quotazioni del carbone ai livelli mostrati la scorsa estate, a compensare l'indisponibilità del nucleare francese interverrebbero gli impianti a carbone tedeschi e i cicli combinati a gas francesi ed italiani e si

ridurrebbe sensibilmente l'esportazione dalla Francia verso i paesi limitrofi. Per l'Italia la riduzione dell'import netto alla frontiera settentrionale, da un lato potrebbe comportare un lieve incremento dei prezzi dell'energia, dall'altro aiuterebbe ad alleviare i costi della sicurezza, riducendo, con maggiore domanda contendibile per il termoelettrico, la flessibilità necessaria al sistema. Nessuna criticità emerge in termini di sicurezza degli approvvigionamenti gas, anche alla punta invernale. Tuttavia la necessità di un approvvigionamento addizionale, richiedendo necessariamente un incremento di gas russo e/o LNG, potrebbe tradursi in forti effetti bullish sui mercati spot nordeuropei.

Adeguatezza: elemento cardine della Security of Supply

La "Security of Electricity Supply" del settore elettrico è uno dei pilastri portanti della politica europea sul clima e l'energia¹. Questo concetto ha varie dimensioni, una delle quali è l'adeguatezza, da intendere come la disponibilità all'interno del sistema elettrico di sufficiente capacità di generazione e di trasmissione per soddisfare la domanda, sia in condizioni normali che in condizioni anomale (per esempio in caso di indisponibilità accidentale di impianti di generazione e trasmissione, di picchi di domanda e di bassa disponibilità delle fonti rinnovabili).

continua a pagina 23

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2016

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 14
 Mercati per l'ambiente
 pag 18

APPROFONDIMENTI

Possiamo fare a meno del nucleare francese?
 di Virginia Canazza e Ana Georgieva
 - REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, registrano l'aumento su base annua più importante da inizio anno (+3,0%) trainati dalla crescita delle esportazioni (+198,1%) favorite dai rialzi dei prezzi delle borse d'oltralpe causati dal fermo delle centrali nucleari francesi. Ancora fiacchi invece gli acquisti nazionali (+0,3%). Sul lato offerta, il crollo delle importazioni nette (-61,9%) ha dato slancio alle vendite delle unità di produzione nazionali (+16,5%) ed in particolare alle vendite degli impianti termoelettrici a gas naturale (+42,6%) che salgono ai massimi dal marzo 2012. La liquidità del mercato, sostenuta dalle vendite nazionali, si conferma pertanto su valori piuttosto elevati (69,2%). In

tale quadro, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), al terzo aumento congiunturale, sale a 58,33 €/MWh, ai massimi da agosto 2015, ma inferiore per il secondo mese di fila al prezzo della borsa francese. Riguardo ai prezzi di vendita, il Nord appare la zona più penalizzata dall'attuale congiuntura europea e, come ad ottobre, fissa il prezzo di vendita più alto con 61,16 €/MWh; il Sud, per contro, grazie anche ad una buona disponibilità di energia da fonte eolica (+40,2%), consolida il suo primato di zona dal prezzo di vendita più basso con 52,74 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Dicembre 2016 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 55,40 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 5,25 €/MWh (+9,9%) su ottobre e di 3,25 €/MWh (+5,9%) su base annua, raggiunge il livello più alto da agosto 2015, pari a 58,33 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela prezzi pressoché invariati su base annua nelle ore di picco (+0,04

€/MWh; +0,1%) ed in rialzo nelle ore fuori picco (+4,98 €/MWh; +10,6%), con livelli che si attestano rispettivamente a 70,55 e 51,75 €/MWh, anch'essi ai massimi da oltre un anno. In aumento il rapporto picco/baseload salito a 1,21 (Grafico 1 e Tabella 1).

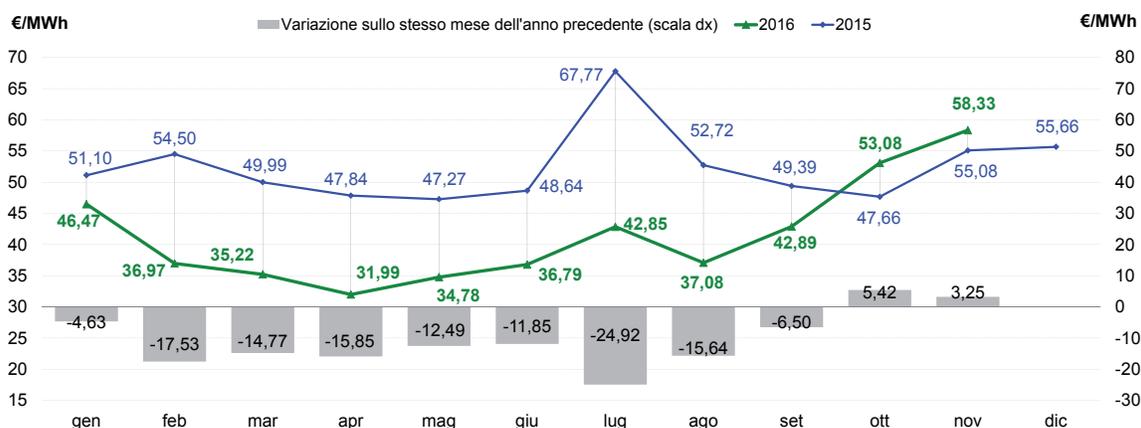
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	58,33	55,08	+3,25	+5,9%	23.451	+2,7%	33.880	+3,0%	69,2%	69,4%
<i>Picco</i>	70,55	70,51	+0,04	+0,1%	28.411	+1,0%	42.031	+4,4%	67,6%	69,8%
<i>Fuori picco</i>	51,75	46,77	+4,98	+10,6%	20.780	+3,9%	29.491	+2,0%	70,5%	69,2%
<i>Minimo orario</i>	31,05	22,60			15.004		21.114		63,5%	63,2%
<i>Massimo orario</i>	150,00	120,00			33.843		48.437		79,6%	77,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

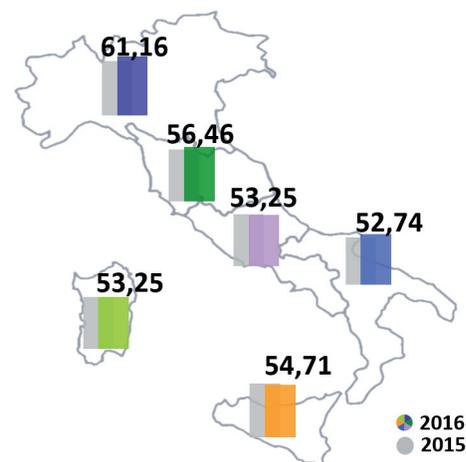
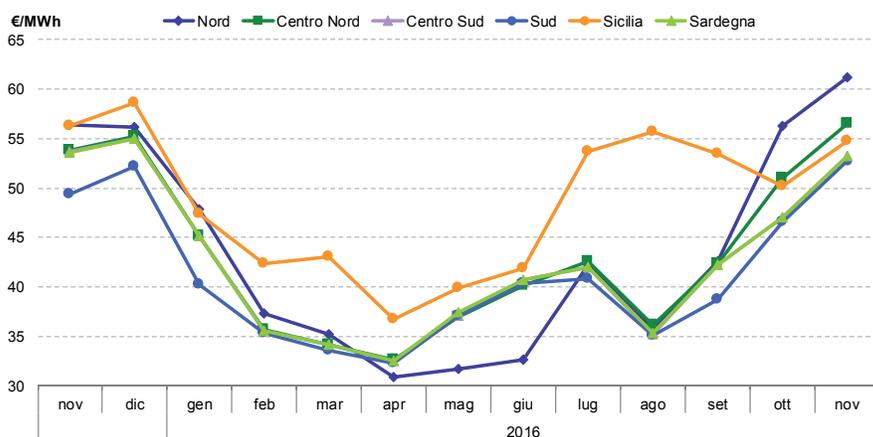


I prezzi di vendita registrano significativi rialzi congiunturali ascrivibili principalmente al brusco ridimensionamento delle importazioni causato dalle tensioni sui prezzi delle borse estere limitrofe ed in misura più contenuta all'aumento della domanda legato alle temperature più rigide nell'ultima parte del mese. Il Nord ed il

Centro Nord, ancora penalizzate da restrizioni sui transiti dalle zone meridionali del Paese, fissano i prezzi di vendita più alti attestandosi rispettivamente a 61,16 e 56,46 €/MWh. Nelle altre zone il prezzo oscilla tra 54,71 €/MWh della Sicilia e 52,74 €/MWh del Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia segnano un aumento del 3,0% su base annua e si portano a 24,4 milioni di MWh. Ancora in crescita gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,9 milioni di MWh (+2,7%); i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, interrompono la lunga

serie di ribassi iniziata a settembre dello scorso anno, e, con un aumento del 3,8%, salgono a 7,5 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3).

La liquidità del mercato guadagna pertanto 0,8 punti percentuali su ottobre ma ne cede 0,2 rispetto ad un anno fa attestandosi a 69,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.884.400	+2,7%	69,2%
Operatori	12.112.715	+31,4%	49,7%
GSE	2.408.223	-10,7%	9,9%
Zone estere	2.363.462	-47,8%	9,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.508.965	+3,8%	30,8%
Zone estere	432.357	-29,1%	1,8%
Zone nazionali	7.076.608	+6,8%	29,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.393.365	+3,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.240.591	+2,3%	
OFFERTA TOTALE	40.633.956	+2,7%	

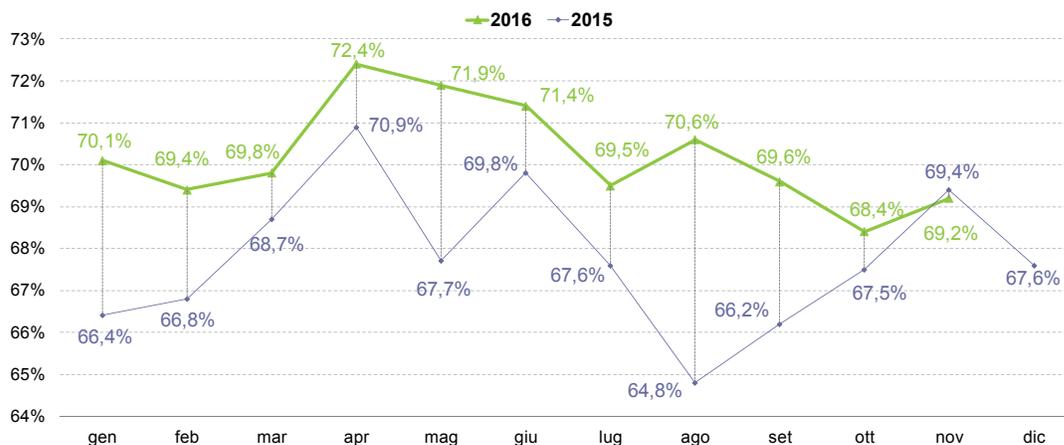
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.884.400	+2,7%	69,2%
Acquirente Unico	3.214.177	+23,8%	13,2%
Altri operatori	9.270.219	+2,2%	38,0%
Pompaggi	8.036	-	0,0%
Zone estere	956.135	+204,6%	3,9%
Saldo programmi PCE	3.435.833	-22,8%	14,1%
PCE (incluso MTE)	7.508.965	+3,8%	30,8%
Zone estere	4.200	-48,8%	0,0%
Zone nazionali AU	1.442.160	-39,7%	5,9%
Zone nazionali altri operatori	9.498.437	+2,3%	38,9%
Saldo programmi PCE	-3.435.833	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.393.365	+3,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	513.638	-68,0%	
DOMANDA TOTALE	24.907.003	-1,5%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, dopo 5 ribassi consecutivi, segnano una timida crescita su base annua attestandosi a 23,4 milioni di MWh (+0,3%). A livello zonale gli acquisti si riducono drasticamente al Sud (-26,5%) mentre crescono in tutte le altre zone con tassi compresi tra lo 0,9% del Nord ed il 13,3% del Centro Nord. Ancora in deciso rialzo gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) che, stimolati dagli alti prezzi delle borse estere, si portano ai massimi degli ultimi sette anni a quota 960 mila MWh (+198,1%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, complice il sensibile calo delle importazioni dall'estero, con una crescita tendenziale del 16,5% si portano a 21,6 milioni di MWh, livello più alto per il mese di novembre degli ultimi sei anni. L'aumento delle vendite ha riguardato soprattutto le zone centro-settentrionali, tra cui spicca il Nord con un +32,6%.

Le importazioni di energia dall'estero, come detto, si riducono 45,6% su base annua e scendono ai minimi storici per il mese di novembre a quota 2,8 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.047.095	27.843	+16,8%	11.103.975	15.422	+32,6%	13.423.656	18.644	+0,9%
Centro Nord	2.428.239	3.373	-1,8%	1.646.140	2.286	+10,4%	2.476.762	3.440	+13,3%
Centro Sud	4.509.146	6.263	-4,4%	2.816.001	3.911	+18,9%	3.695.194	5.132	+6,0%
Sud	6.043.796	8.394	+12,5%	4.039.804	5.611	+1,6%	1.810.666	2.515	-26,5%
Sicilia	3.187.907	4.428	+6,2%	1.019.177	1.416	-22,4%	1.343.405	1.866	+5,7%
Sardegna	1.407.024	1.954	-10,8%	972.448	1.351	-3,7%	683.346	949	+5,7%
Totale nazionale	37.623.207	52.254	+9,7%	21.597.546	29.997	+16,5%	23.433.030	32.546	+0,3%
Estero	3.010.749	4.182	-42,6%	2.795.819	3.883	-45,6%	960.335	1.334	+198,1%
Sistema Italia	40.633.956	56.436	+2,7%	24.393.365	33.880	+3,0%	24.393.365	33.880	+3,0%

A novembre le vendite da impianti a fonte rinnovabile, in ripresa dal minimo annuale di ottobre (+6,7%), salgono a quota 6,1 milioni di MWh, in lieve aumento anche su base annua (+0,7%). In decisa crescita la fonte eolica (+24,6%) e, in misura più contenuta, la fonte idraulica (+1,6%). Tra le fonti tradizionali, ancora in evidenza gli impianti a gas,

le cui vendite, con una crescita tendenziale del 42,6%, si portano ai massimi da oltre quattro anni a quota 11,3 milioni di MWh (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile cede 4,4 punti percentuali e scende a 28,5%, mentre la quota degli impianti a gas ne guadagna 9,5 e sale a 52,1% (Grafico 4).

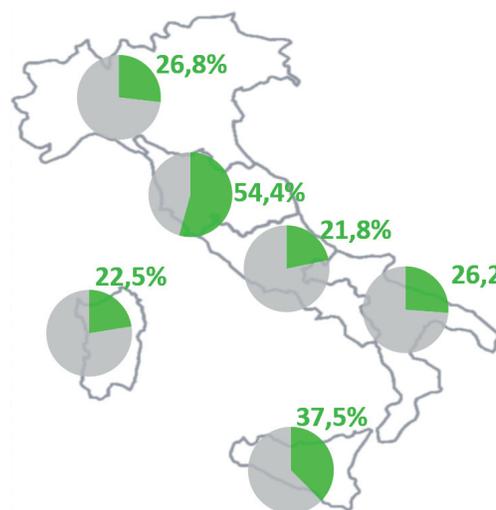
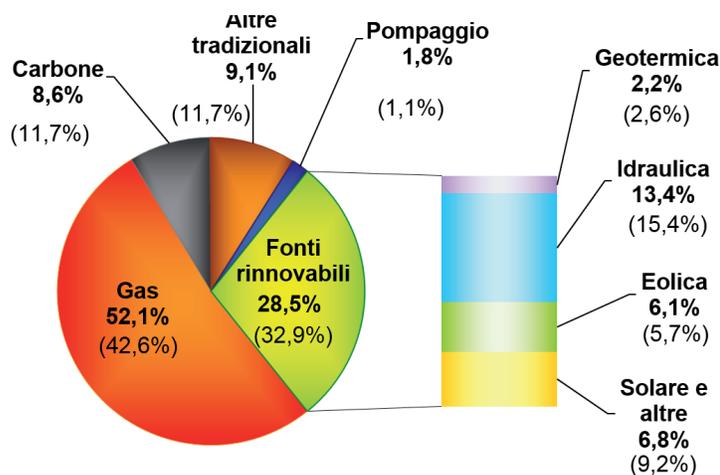
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	10.811	+51,0%	1.043	+23,5%	2.989	+23,3%	4.143	-1,9%	885	-28,9%	1.047	-2,8%	20.918	+23,3%
Gas	8.574	+58,5%	971	+35,6%	1.589	+100,9%	3.123	+29,8%	806	-30,9%	570	+19,5%	15.633	+42,6%
Carbone	1.010	+0,9%	1	-85,6%	1.184	-18,3%	-	-	-	-	372	-32,2%	2.567	-14,6%
Altre	1.228	+63,9%	71	-42,3%	217	+17,4%	1.020	-43,9%	80	+1,6%	104	+103,9%	2.719	-9,4%
Fonti rinnovabili	4.139	-2,1%	1.243	+1,5%	852	+4,0%	1.468	+12,7%	530	-8,5%	304	-6,8%	8.536	+0,7%
Idraulica	2.871	+1,2%	380	+24,3%	365	+2,6%	299	+1,4%	77	-44,5%	33	+9,7%	4.024	+1,6%
Geotermica	-	-	651	-3,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	651	-3,7%
Eolica	4	+85,1%	24	+79,5%	297	+26,2%	927	+40,2%	368	+11,7%	214	-6,8%	1.834	+24,6%
Solare e altre	1.264	-9,0%	188	-17,8%	191	-16,6%	243	-30,0%	85	-23,3%	56	-14,4%	2.027	-14,5%
Pompaggio	472	+93,8%	-	-100,0%	70	+49,0%	-	-	-	-	-	-	542	+85,2%
Totale	15.422	+32,6%	2.286	+10,4%	3.911	+18,9%	5.611	+1,6%	1.416	-22,4%	1.351	-3,7%	29.997	+16,5%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

A novembre sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.244 MWh, di cui 1.423 MWh sul confine francese (63,4% del totale), 230 MWh su quello austriaco e 591 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia sempre in import sulle ultime due frontiere. Sulla frontiera francese, invece, nel 27,4% delle ore si rileva un flusso medio in export di 672 MWh (Tabella

6). La capacità disponibile in import (NTC) sulle tre frontiere risulta più bassa rispetto a novembre 2015; il market coupling ne alloca il 94,8% sulla frontiera slovena, l'82,8% su quella austriaca ed il 44,4% su quella francese. Dopo le allocazioni con aste esplicite si riscontra una significativa quota di NTC inutilizzata sulla frontiera francese (52,9%), più modesta su quella slovena (2,3%) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.685 (2.566)	1.707 (2.472)	72,6% (99,7%)	28,1% (87,4%)	1.117 (1.527)	672 (453)	27,4% (0,3%)	10,4% (-)
Italia - Austria	230 (230)	230 (230)	100,0% (99,9%)	100,0% (99,9%)	168 (187)	- (175)	- (0,1%)	- (0,1%)
Italia - Slovenia	603 (661)	591 (547)	100,0% (93,5%)	93,3% (54,7%)	689 (679)	- (206)	- (6,5%)	- (-)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

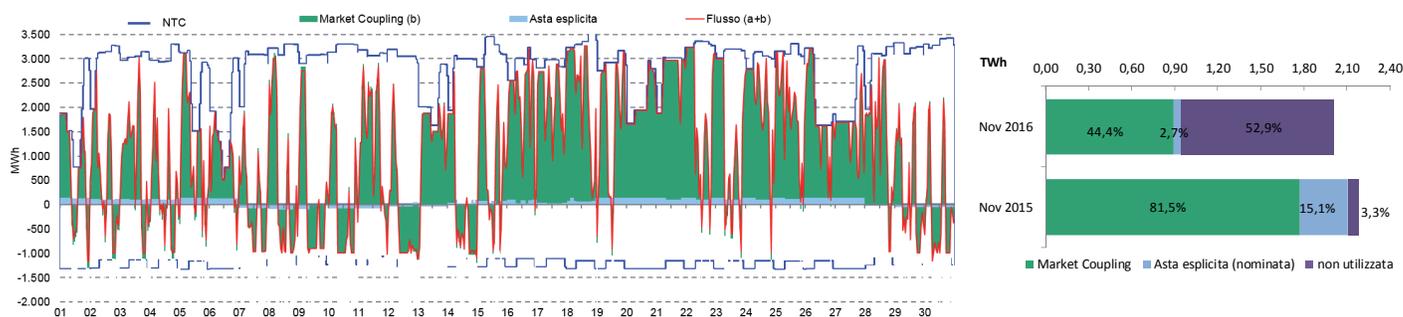


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

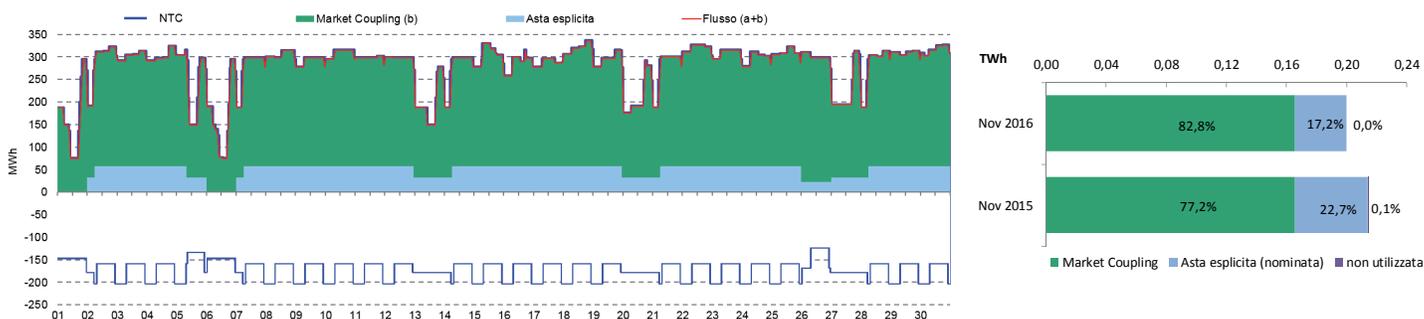


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A novembre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano il terzo consistente aumento congiunturale attestandosi tra 56,36 €/MWh di MI1 e 66,43 €/MWh di MI5, tutti ai massimi da luglio 2015. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Su base annua, i prezzi di acquisto delle cinque

sessioni di MI registrano rialzi compresi tra il +2,6% di MI3 ed il 6,8% di MI2, attestandosi, con l'eccezione di MI5, su livelli inferiori al PUN (MGP), a parità di ore (Figura 1 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero si attestano a 2,6 milioni di MWh, in rilevante crescita su base annua (+25,5%) trainata dalle prime due sessioni e da MI4; in calo invece gli scambi in MI3 e MI5 (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	58,33	+5,9%	24.393.365	33.880	+3,0%
MI1 (1-24 h)	56,36 (-3,4%)	+4,4%	1.435.887	1.994	+40,2%
MI2 (1-24 h)	56,68 (-2,8%)	+6,8%	608.825	846	+18,0%
MI3 (9-24 h)	61,88 (-2,2%)	+2,6%	218.301	455	-0,6%
MI4 (13-24 h)	62,31 (-1,5%)	+4,5%	109.182	303	+37,6%
MI5 (17-24 h)	66,43 (+1,2%)	+3,9%	185.541	773	-6,4%

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

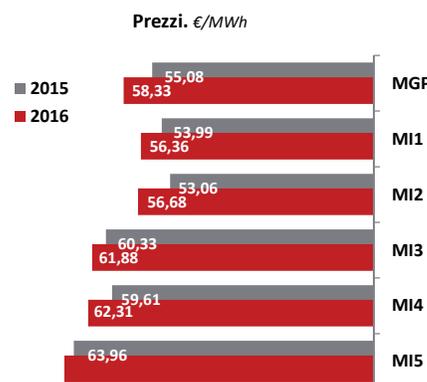
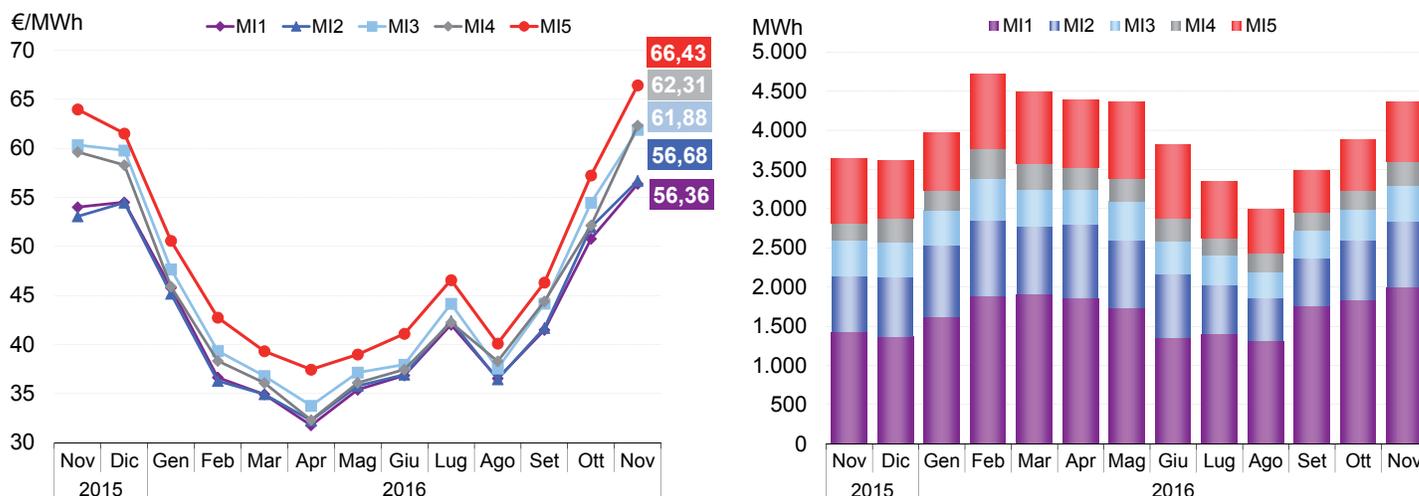


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



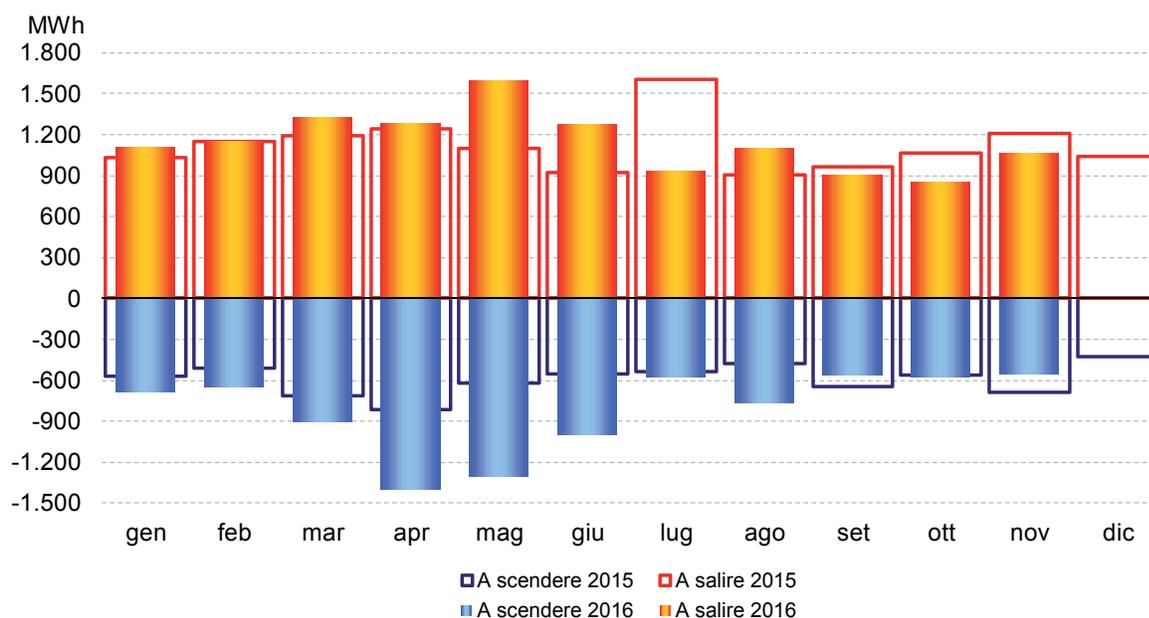
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A novembre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si confermano in calo tendenziale portandosi a 762 mila MWh (-12,6%). In flessione anche le

vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 398 mila MWh (-19,1%), minimo annuo (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 5 negoziazioni per complessivi 31 mila MWh, di cui l'82% riguardanti prodotti baseload. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 679 mila MWh, in flessione del 34,5% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti scambiati a novembre mostrano dinamiche differenziate: in flessione Dicembre 2016 baseload e l

Trimestre 2017 baseload, in aumento Il trimestre 2017 (sia baseload che peakload) (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Dicembre 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 55,40 €/MWh sul baseload e 62,28 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 502 e 60 MW, per complessivi 389 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Dicembre 2016	55,40	-14,6%	1	5	-	5	-	502	373.488
Gennaio 2017	56,65	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2017	51,59	+9,2%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2017	48,01	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2017	52,10	-3,9%	1	5	-	5	0,0%	15	32.385
II Trimestre 2017	40,10	+4,6%	1	5	-	5	-	5	10.920
III Trimestre 2017	43,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	44,24	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	44,98	-1,5%	-	-	-	-	-	72	630.720
Totale			3	15	-	15			674.025

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Dicembre 2016	62,28	-12,6%	-	-	-	-	-	60	15.840
Gennaio 2017	66,53	-7,9%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2017	57,34	+11,7%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2017	50,36	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2017	57,98	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	43,20	+12,1%	2	7	-	7	-	7	5.460
III Trimestre 2017	46,81	+2,3%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2017	51,85	-2,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	49,96	+1,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	7	-	7			5.460

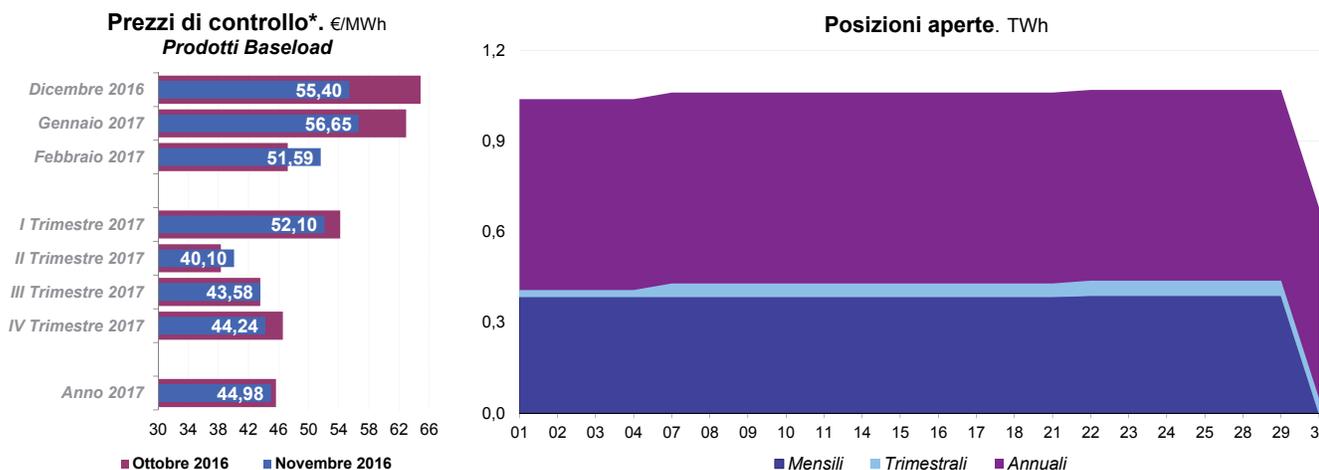
TOTALE			5	22	-	22			679.485
---------------	--	--	----------	-----------	----------	-----------	--	--	----------------

* 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 a novembre 2016, pari a 29,0 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale del 12,6%. In calo sia le negoziazioni concluse su MTE, che ristagnano sui bassi livelli dell'anno a 374 mila MWh (-84,7%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 28,6 milioni di MWh (-6,9%) (Tabella 8). In flessione tendenziale anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 14,5 milioni di MWh (-4,6%). Il Turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, cede 0,18 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 2,00 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,5 milioni di MWh, tornano a crescere su base annua (+3,8%) dopo una lunga serie negativa (14 mesi), mentre i relativi sbilanciamenti a programma scendono 7,0 milioni di MWh (-12,3%). Si confermano in calo invece i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,9 milioni di MWh (-6,3%) con i relativi sbilanciamenti a programma in lieve crescita e pari a 3,6 milioni di MWh (+1,0%).

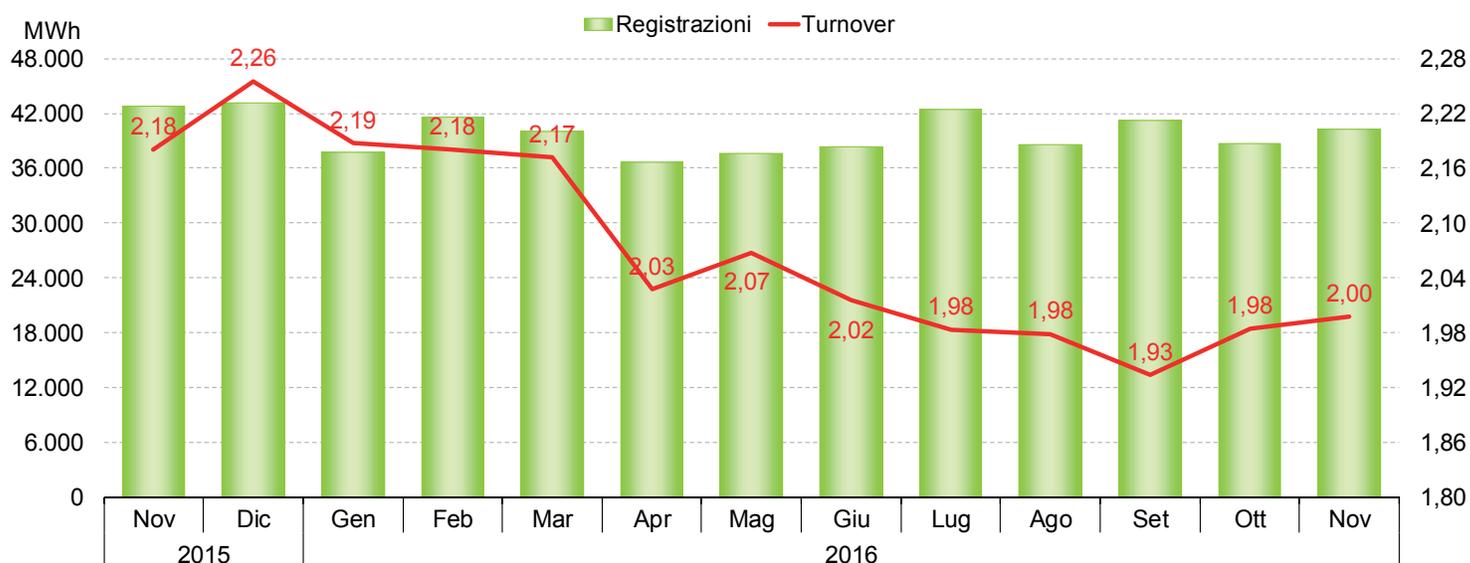
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.864.377	- 9,5%	27,1%	Richiesti	9.412.701	+3,6%	100,0%	11.000.819	-5,8%	100,0%
<i>Off Peak</i>	362.196	- 38,1%	1,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.815.338	+13,1%	51,2%	-	-	-
<i>Peak</i>	343.783	- 20,3%	1,2%	Rifiutati	1.903.736	+2,9%	20,2%	56.021	-	0,5%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.899.600	+2,8%	20,2%	-	-	-
Totale Standard	8.570.356	- 11,7%	29,5%	Registrati	7.508.965	+3,8%	79,8%	10.944.797	-6,3%	99,5%
Totale Non standard	20.068.233	- 4,7%	69,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.915.738	+21,1%	31,0%	-	-	-
PCE bilaterali	28.638.590	- 6,9%	98,7%	Sbilanciamenti a programma	7.014.485	-12,3%		3.578.652	+1,0%	
MTE	373.680	- 84,7%	1,3%	Saldo programmi	-	-		3.435.833	-22,8%	
MPEG	-	-	-							
TOTALE PCE	29.012.270	- 12,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.523.450	- 4,6%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di novembre i consumi di gas naturale in Italia segnano ancora una significativa ripresa su base annua (+14,5%), attestandosi ai massimi degli ultimi sei anni per il mese di novembre.

Un deciso impulso alla crescita viene ancora dai consumi del settore termoelettrico che, favoriti da importazioni nette di energia elettrica ai minimi storici, segnano una crescita annua del 30,4%. Di rilievo anche la performance dei consumi del settore industriale (+9,9%) e di quello civile (+5,0%). Sul lato offerta si confermano in crescita le

importazioni di gas naturale (+13,3%), mentre prosegue il calo tendenziale della produzione nazionale (-6,7%). In crescita tendenziale anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+28,4%) e la giacenza di gas naturale a fine mese (+7,6%). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 3,9% della domanda complessiva di gas naturale, pari a 3,1 milioni di MWh, di cui quasi i 2/3 nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) ad un prezzo medio di 19,39 €/MWh, lievemente inferiore rispetto alla quotazione al PSV (19,57 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di novembre, i consumi di gas naturale in Italia segnano il terzo rialzo consecutivo in doppia cifra portandosi a 7.432 milioni di mc (+14,5%), livello più alto dallo scorso febbraio. A sostenere la crescita ancora l'incremento dei consumi del settore termoelettrico (+30,4%) che, giovandosi del calo delle importazioni di energia elettrica connesso alla manutenzione di numerose centrali nucleari francesi, aggiornano il massimo da luglio 2015 a quota 2.374 milioni di mc. Si confermano in aumento anche i consumi del settore industriale che salgono a quota 1.226 milioni di mc (+9,9%) e quelli del settore civile che, in corrispondenza di temperature più rigide rispetto ad un anno fa, registrano una crescita del 5,0% portandosi a 3.513 milioni di mc. Ancora in aumento anche le esportazioni salite a 319 milioni di mc (+52,8%).

Dal lato offerta, prosegue la flessione, ininterrotta negli ultimi quattro anni, della produzione nazionale scesa a 496 milioni di

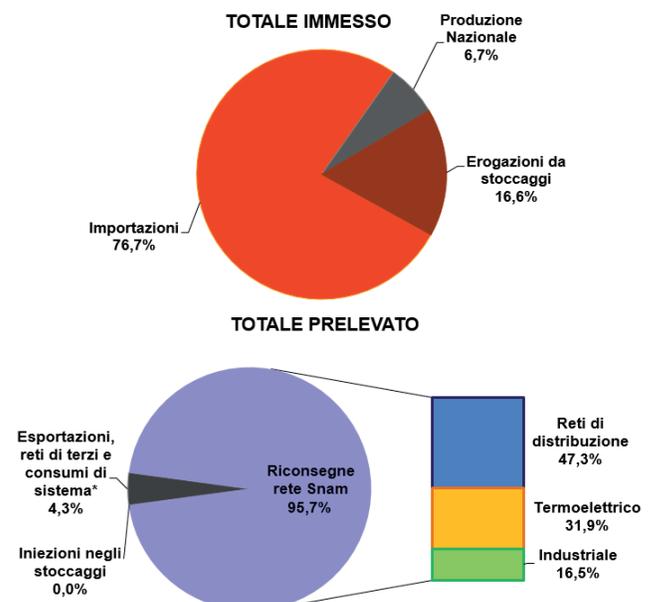
mc (-6,7%); ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che si attestano a 5.701 milioni di mc (+13,3%), ai massimi dal 2011 per il mese di novembre. Tra i punti di entrata, si confermano in decisa ripresa le importazioni di gas algerino a Mazara, con volumi quasi triplicati rispetto ad un anno fa (1.832 mln mc, +172,9%), e quelle provenienti dalla Russia a Tarvisio (2.578 mln mc, +16,5%). In consistente flessione, invece, le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries e del gas libico a Gela attestatesi rispettivamente a 378 mln mc (-69,7%) e 468 mln mc (-5,5%). Tra i terminali GNL stabile Cavarzere con 399 milioni di mc immessi in rete (-0,2%); ancora fermo, invece, il rigassificatore di Livorno, mentre Panigaglia immette 41 mln mc dopo tre mesi di inattività.

Nei sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.235 milioni di mc, in aumento del 28,4% rispetto a novembre 2015; nulle le iniezioni (erano 36 mln mc a novembre 2015).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.701	60,3	+13,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.832	19,4	+172,9%
Tarvisio	2.578	27,3	+16,5%
Passo Gries	378	4,0	-69,7%
Gela	468	5,0	-5,5%
Gorizia	5	0,0	+228,0%
Panigaglia (GNL)	41	0,4	+1687,3%
Cavarzere (GNL)	399	4,2	-0,2%
Livorno (GNL)	1	0,0	+5,0%
Produzione Nazionale	496	5,3	-6,7%
Erogazioni da stoccaggi	1.235	13,1	+28,4%
TOTALE IMMESSO	7.432	78,7	+13,9%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.114	75,3	+13,3%
Industriale	1.226	13,0	+9,9%
Termoelettrico	2.374	25,1	+30,4%
Reti di distribuzione	3.513	37,2	+5,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	319	3,4	+52,8%
TOTALE CONSUMATO	7.432	78,7	+14,5%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE PRELEVATO	7.432	78,7	+13,9%



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

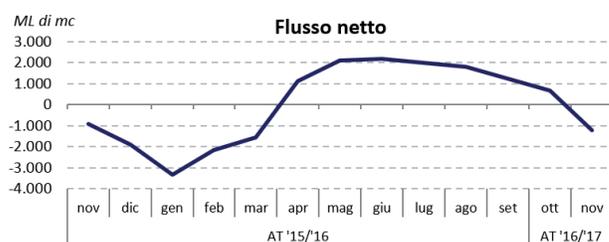
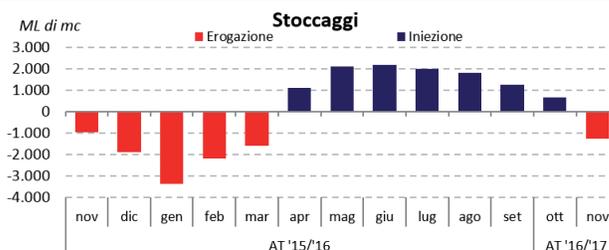
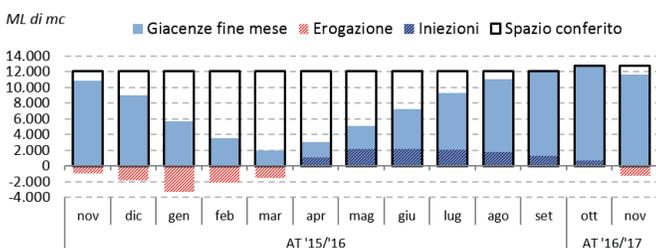
Nell'ultimo giorno del mese di novembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.691 milioni di mc, in aumento del 7,6% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 91,4%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+1,4 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), attestatasi a 19,57 €/MWh, sebbene ancora in aumento sul mese precedente (+1,52 €/MWh, +8,4%), si conferma su livelli inferiori rispetto ad un anno fa (-0,30 €/MWh, -1,5%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc		variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2016)	11.691	10.869	+7,6%
Erogazione (flusso out)	1.235	962	+28,4%
Iniezione (flusso in)	-	36	-100,0%
Flusso netto	1.235	926	+33,4%
Spazio conferito	12.797	12.077	+6,0%
Giacenza/Spazio conferito	91,4%	90,0%	+1,4 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A novembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,1 milioni di MWh, pari al 3,9% della domanda complessiva di gas naturale (6,9% a novembre 2015), la maggior parte dei quali (69,0%) nel Mercato del Gas (MGAS). In particolare nel nuovo mercato a pronti del

gas sono stati scambiati 100 mila MWh su MGP-gas e 2,04 milioni MWh su MI-gas ad un prezzo medio rispettivamente pari a 19,79 €/MWh e 19,39 €/MWh, pressoché allineati alla quotazione al PSV.

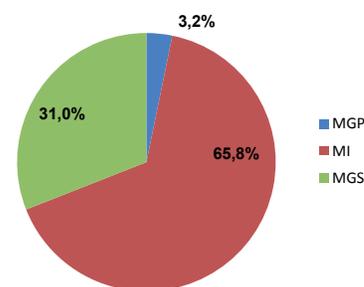
Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

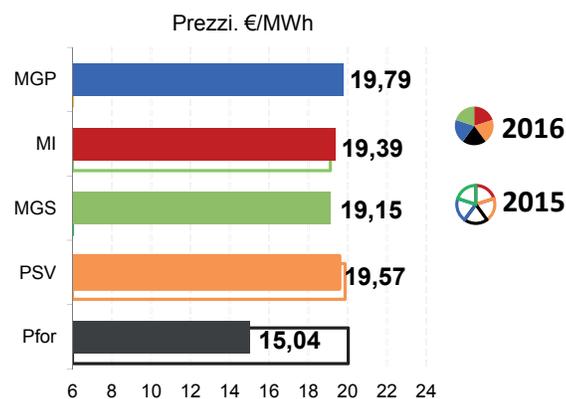
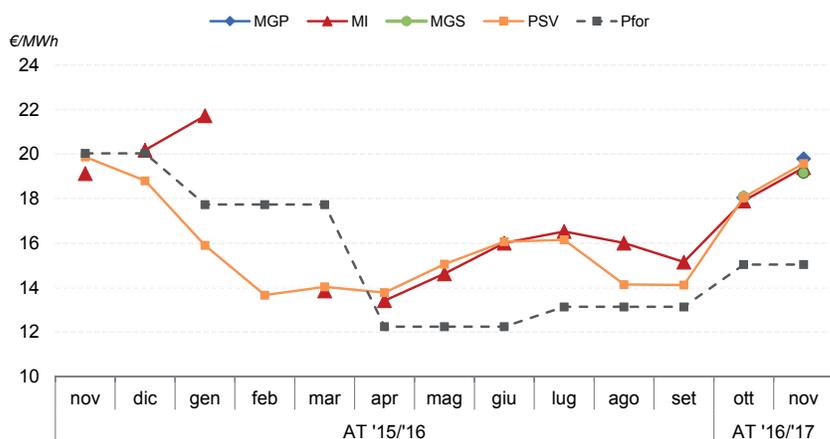
	Prezzi €/MWh			Volumi MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	19,79	(-)	18,00	99.623	(-)
MI	19,39	(19,13)	14,45	2.034.791	(16.500,00)
MT-GAS	-	(-)	-	-	(-)
PB-GAS					
MGS	19,15	(-)	18,63	958.085	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)
P-GAS					
Import	-	(-)	-	-	(-)
Ex d.lgs 130/10	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

Struttura degli scambi



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



Nel Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PB GAS sono stati scambiati 958 mila MWh. I volumi scambiati tra operatori (864 mila MWh) hanno rappresentato ancora la parte preponderante del totale scambiato (83,6%), mentre l'attività

di SRG si è limitata a 63 mila MWh sul lato vendite e 94 mila MWh sul lato acquisti. Il prezzo medio mensile si è attestato a 19,15 €/MWh, inferiore di 40 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

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

Fonte: dati GME

	Acquisti	Vendite	Struttura scambi
	MWh	MWh	
Totale	958.085	958.085	
<i>RdB</i>	94.101	62.656	
<i>Bilanciamento</i>	94.101	62.656	
<i>Altro</i>	-	-	
<i>Operatori</i>	863.984	895.429	

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre si consolida lo scenario generalmente rialzista sui prezzi dei combustibili, con le eccezioni del Brent e dei suoi prodotti derivati che interrompono la lieve crescita osservata nel trimestre passato. In ulteriore aumento i prezzi dell'energia elettrica europei,

ancora sostenuti dalle tensioni registrate nel mercato francese, principale driver anche delle aspettative rialziste espresse dalle quotazioni future per i prossimi mesi invernali.

In controtendenza rispetto al trend in crescita registrato negli scorsi mesi, il prezzo del greggio risulta in calo a 44 \$/bbl (-11% mensile), sullo stesso livello registrato lo scorso anno. Il medesimo andamento si osserva per le quotazioni del gasolio e dell'olio combustibile (416 \$/MT e 246 \$/MT) che mostrano una riduzione minore e nell'ordine, rispettivamente, di -6% e -8%. Anche i prezzi a termine degli stessi combustibili registrano variazioni negative comprese tra -6% e -10% per tutte le scadenze, continuando comunque a disegnare una curva progressivamente in crescita all'allontanarsi della scadenza.

Continua invece nella sua repentina ascesa il prezzo a pronti del carbone che, dopo il netto rialzo registrato lo scorso mese, raggiunge 87 \$/MT, livello mai più toccato dall'inverno 2012-2013 (+14% rispetto ad ottobre, +65% su base annua) e sostanzialmente confermato dalle aspettative future espresse dai mercati per il prossimo trimestre.

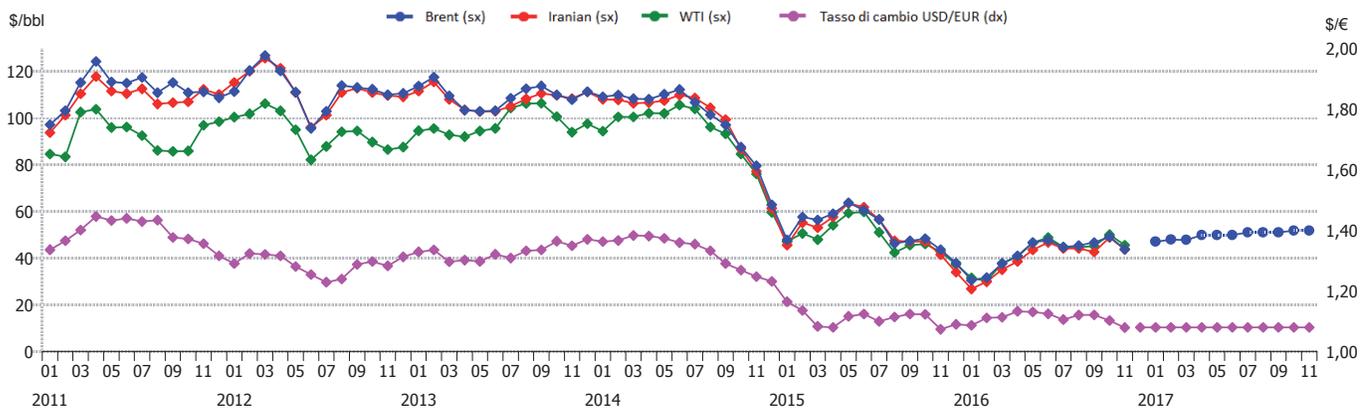
Le variazioni osservate sulle quotazioni dei combustibili non subiscono modifiche significative nella loro conversione in euro, in corrispondenza di un ribasso del tasso di cambio dollaro/euro a 1,08 \$/€ (-2%), valore rilevato sia a pronti che a termine.

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

FUEL	UdM	Quotazioni a pronti				Quotazioni a termine							
		Nov 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dio 18	Var M-1 (%)	Gen 17	Var M-1 (%)	Feb 17	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	43,85	-11%	+0%	-	-	-	47,05	-10%	48,05	-	50,17	-0%
	€/bbl	40,63	-0%	-0%	-	-	-	43,56	-	44,49	-	46,45	-
OLIO COMB.	\$/MT	245,84	-0%	+13%	258,38	255,28	-7%	257,84	-7%	259,60	-	263,08	-0%
	€/MT	227,78	-4%	+12%	-	236,38	-	238,75	-	240,38	-	243,60	-
GASOLIO	\$/MT	416,31	-0%	-0%	440,25	427,47	-0%	430,84	-0%	434,63	-	449,60	-7%
	€/MT	385,73	-0%	-1%	-	395,82	-	398,94	-	402,45	-	416,31	-
CARBONE	\$/MT	87,11	+14%	+65%	84,06	84,69	+0%	81,32	+4%	82,75	-	70,46	+6%
	€/MT	80,71	+10%	+64%	-	78,42	-	75,30	-	76,63	-	65,24	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,08	-2%	+1%	-	1,08	-2%	1,08	-2%	1,08	-	1,08	-4%

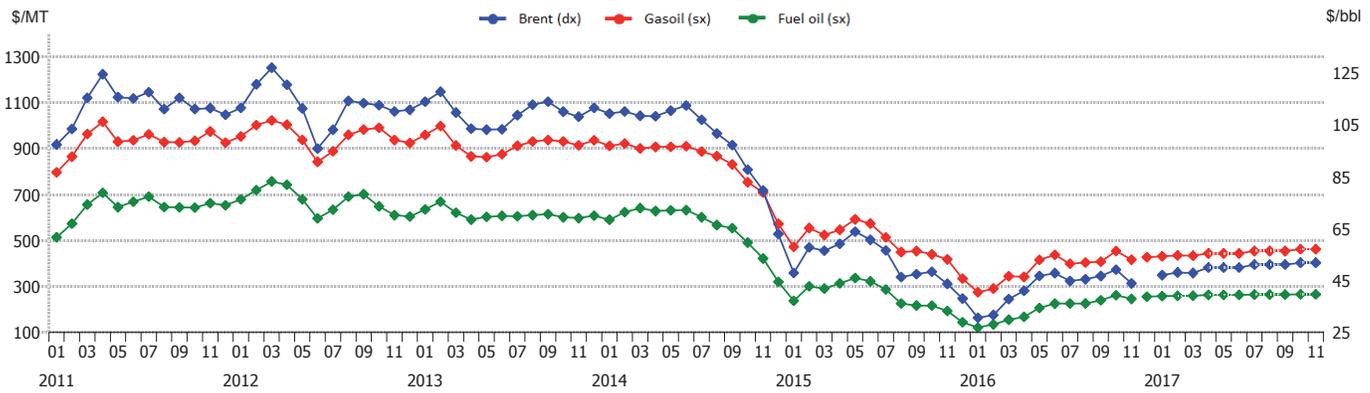
Fonte: Thomson-Reuters

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



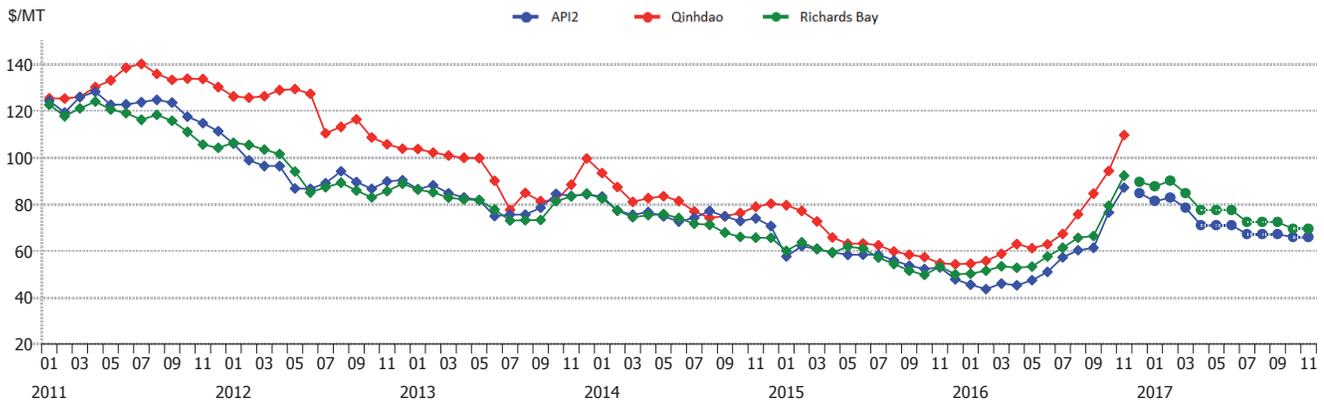
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

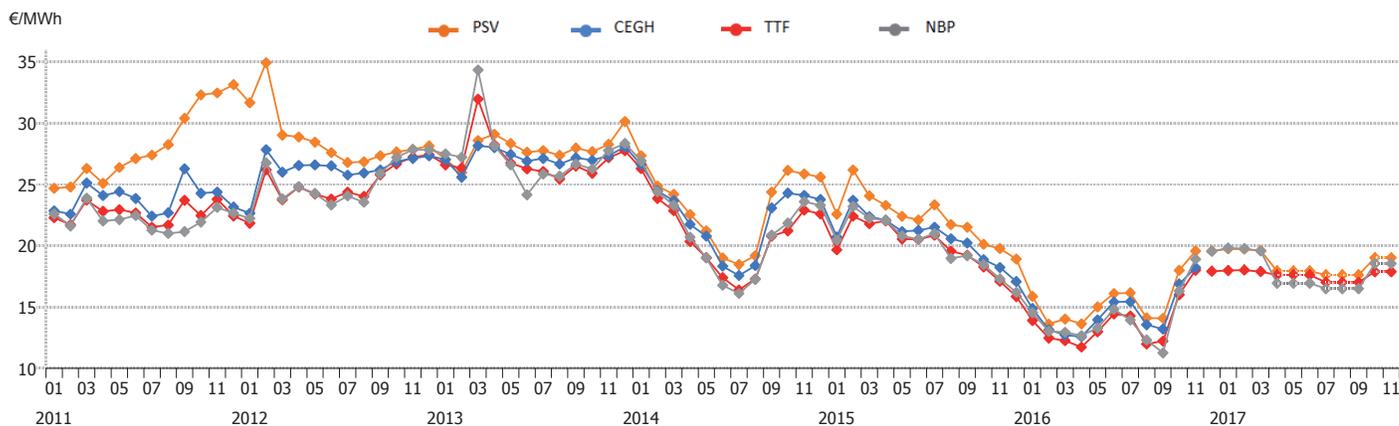
Prosegue anche la fase rialzista del gas sui principali hub europei, evidenziata da prezzi ai rispettivi massimi annui. Le quotazioni si attestano, infatti, tra 18 €/MWh al TTF e 19,6 €/MWh al PSV italiano (rispettivamente +12% e +9% rispetto

a ottobre), trainando al rialzo anche le aspettative di medio termine, che propongono per l'intero inverno prezzi in linea con gli attuali valori spot e in crescita di circa 2 €/MWh rispetto al mese scorso.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Nov 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 16	Var M-1 (%)	Gen 17	Var M-1 (%)	Feb 17	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PSV	IT	19,57	+ 9 %	- 1 %	19,35	19,58	+ 4 %	19,75	+ 3 %	19,72	-	18,48	+ 6 %
TTF	NL	18,01	+ 12 %	+ 5 %	17,92	17,93	+ 7 %	17,98	+ 6 %	18,02	-	16,87	+ 3 %
CEGH	AT	18,20	+ 8 %	- 0 %	17,78	18,26	+ 6 %	18,29	+ 6 %	18,33	-	-	-
NBP	UK	18,91	+ 16 %	+ 9 %	18,82	19,55	+ 7 %	19,80	+ 6 %	19,77	-	-	-



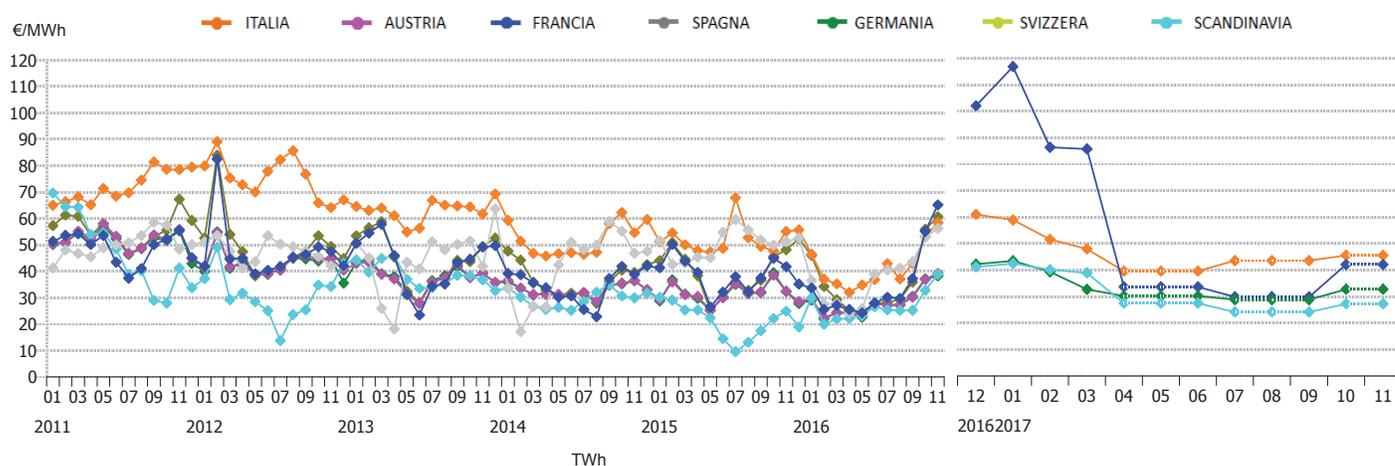
In questo contesto non accenna ad arrestarsi il trend crescente dei prezzi elettrici europei, trainati dalle dinamiche osservate sul mercato francese, ancora caratterizzato da criticità nel parco di generazione. La quotazione transalpina raggiunge infatti, a novembre, i 65 €/MWh, massimo livello dall'inverno 2012, con aspettative di ulteriore deciso aumento oltre i 100 €/MWh espresse dai mercati per i prossimi due mesi. Tale fenomeno non rimane limitato ai confini nazionali, producendo impatti, nell'ambito del market coupling continentale, sui prezzi dei paesi confinanti: l'Italia

sale a 58 €/MWh (+10% rispetto al mese scorso e +6% sul 2015), incorporando anche gli incrementi osservati sul gas, combustibile prevalente nel suo parco produttivo, la Spagna si attesta poco sopra i 56 €/MWh (+6%, +10%), mentre la Germania e l'Austria, pur in significativa ripresa rispetto al 2015 (+18% e +21%, rispettivamente), si fermano sui 39 €/MWh, favoriti da un esteso parco rinnovabile. Ripercussioni inevitabili si rilevano sui mercati futures, tutti investiti da significativi rialzi in riferimento a prodotti in scadenza nei prossimi mesi invernali.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)				Quotazioni a termine (€/MWh)								
Area	Nov 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 16	Var M-1 (%)	Gen 17	Var M-1 (%)	Feb 17	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	58,33	+ 10 %	+ 6 %	64,86	61,31	+ 9 %	58,99	+ 7 %	51,25	-	45,33	+ 7 %
FRANCIA	65,14	+ 18 %	+ 56 %	87,14	102,14	+ 38 %	116,92	+ 56 %	86,38	-	47,69	-
GERMANIA	38,22	+ 3 %	+ 18 %	42,99	42,23	+ 11 %	43,55	+ 10 %	39,35	-	32,70	-
SPAGNA	56,13	+ 6 %	+ 10 %	41,40	41,16	-	42,46	-	40,20	-	29,43	-
AREA SCANDINAVA	38,83	+ 18 %	+ 56 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	39,20	+ 6 %	+ 21 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	60,66	+ 9 %	+ 26 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



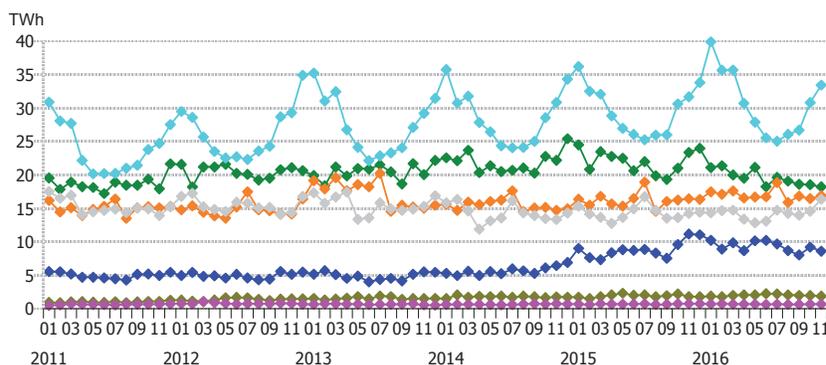
Relativamente invece ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool risulta a novembre la piattaforma più utilizzata (33,4 TWh) alla luce anche di un aumento tendenziale pari al 6%. Scende invece il livello degli scambi effettuato su EPEX (28,7 TWh), borsa di riferimento

per Germania, Svizzera e Francia, per effetto della riduzione delle quantità negoziate nell'area franco-tedesca. In aumento, invece, l'energia movimentata in Italia e in Spagna, salita attorno ai 17 TWh, anche in virtù dell'effetto-export indotto dalla situazione di scarsità dell'offerta della limitrofa Francia.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Nov 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,9	+ 3 %	+ 3 %
FRANCIA	8,6	- 7 %	- 23 %
GERMANIA	18,2	- 2 %	- 22 %
SPAGNA	16,4	+ 12 %	+ 15 %
AREA SCANDINAVA	33,4	+ 9 %	+ 6 %
AUSTRIA	0,7	- 1 %	- 7 %
SVIZZERA	1,9	- 5 %	+ 4 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di novembre 2016 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 530.480 TEE, in diminuzione rispetto ai 609.746 TEE scambiati a ottobre.

Dei 530.480 TEE sono stati scambiati 175.725 TEE di Tipo I, 242.031 TEE di Tipo II, 81.430 TEE di Tipo II CAR, 31.294 TEE di Tipo III. In totale, nel 2016, sono stati scambiati sul mercato 5.033.111 TEE, ad un prezzo medio pari a 139,59 €/TEE.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 206,86 € (149,33 € a ottobre), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 205,66 € (147,83 € a ottobre) e i Tipo II-CAR a 211,09 € (150,77 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 217,34 € (rispetto a 148,87 € a ottobre).

L'aumento relativo al sensibile rialzo dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stato, in percentuale, pari al 38,52 % per i

TEE di Tipo I, al 39,12 % per i TEE di Tipo II, e al 40,01 % per i TEE di Tipo II-CAR e infine del 45,99 % per i TEE di Tipo III.

Si segnala che con la delibera 710/2016/E/efr del 1° dicembre 2016, l'AEEGSI ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, orientata all'eventuale revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario ai soli fini di aumentare l'efficienza del meccanismo. L'istruttoria conoscitiva si concluderà entro il 31 marzo 2017. I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 6.005.536 TEE (1.763.940 TEE di Tipo I, 2.720.081 TEE di Tipo II, 757.914 TEE di Tipo II CAR, 763.601 TEE di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 43.698.397 TEE. Di seguito le tabelle e i grafici mensili e annuali, riassuntivi dei volumi e dei prezzi del mercato dei TEE, e l'istogramma relativo ai TEE emessi.

TEE risultati del mercato del GME - novembre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	175.725	36.349.662,85	160,00	245,00	206,86
<i>Tipo II</i>	242.031	49.776.214,11	155,50	246,00	205,66
<i>Tipo II-CAR</i>	81.430	17.189.411,16	174,00	244,00	211,09
<i>Tipo III</i>	31.294	6.801.389,13	155,00	250,00	217,34
Totale	530.480	110.116.677,25			207,58

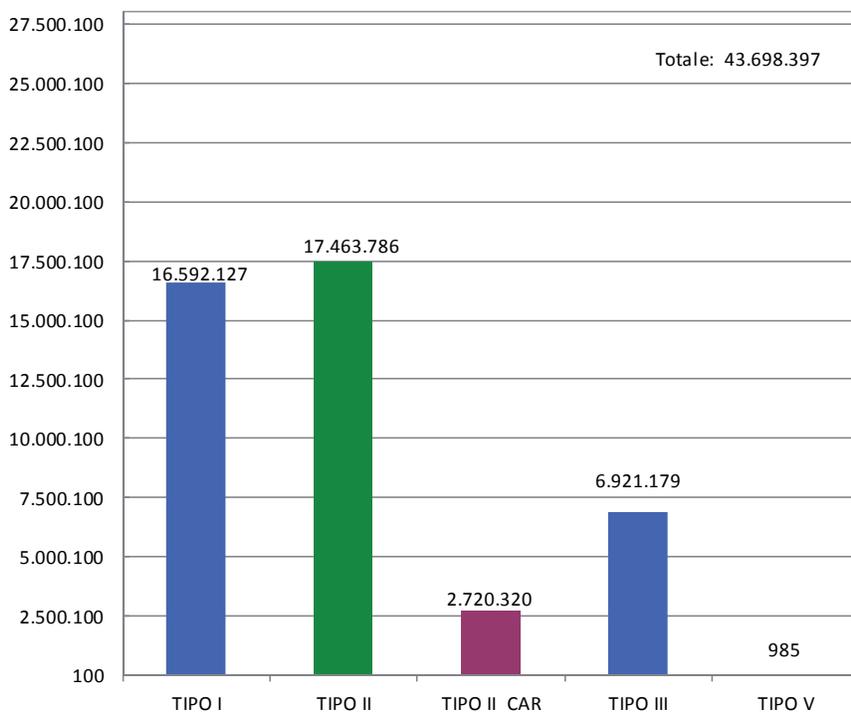
TEE risultati del mercato del GME - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.716.861	238.676.733,25	105,00	245,00	139,02
<i>Tipo II</i>	2.432.338	337.807.572,47	105,00	246,00	138,88
<i>Tipo II-CAR</i>	536.374	77.581.041,14	106,00	244,00	144,64
<i>Tipo III</i>	347.538	48.487.705,57	105,80	250,00	139,52
Totale	5.033.111	702.553.052,43			139,59

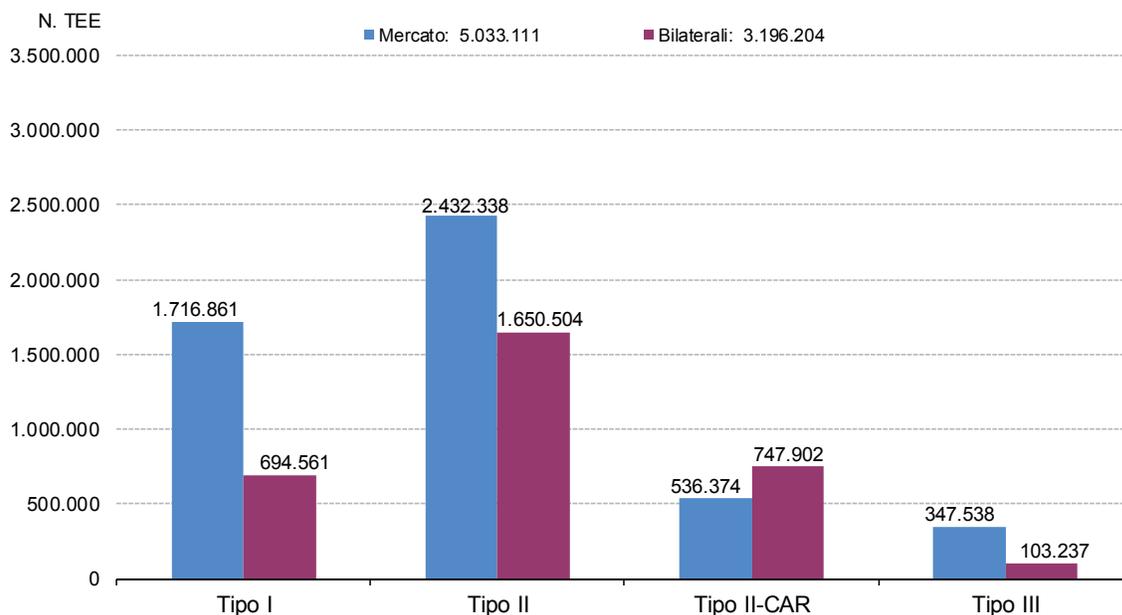
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine novembre 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



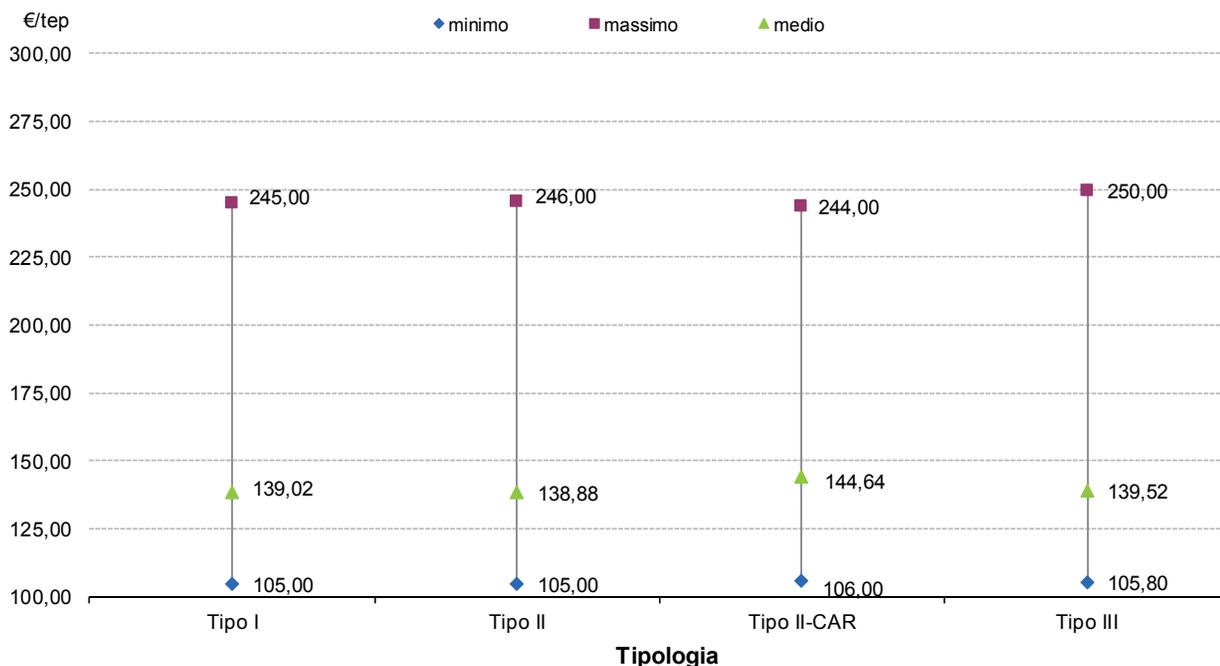
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



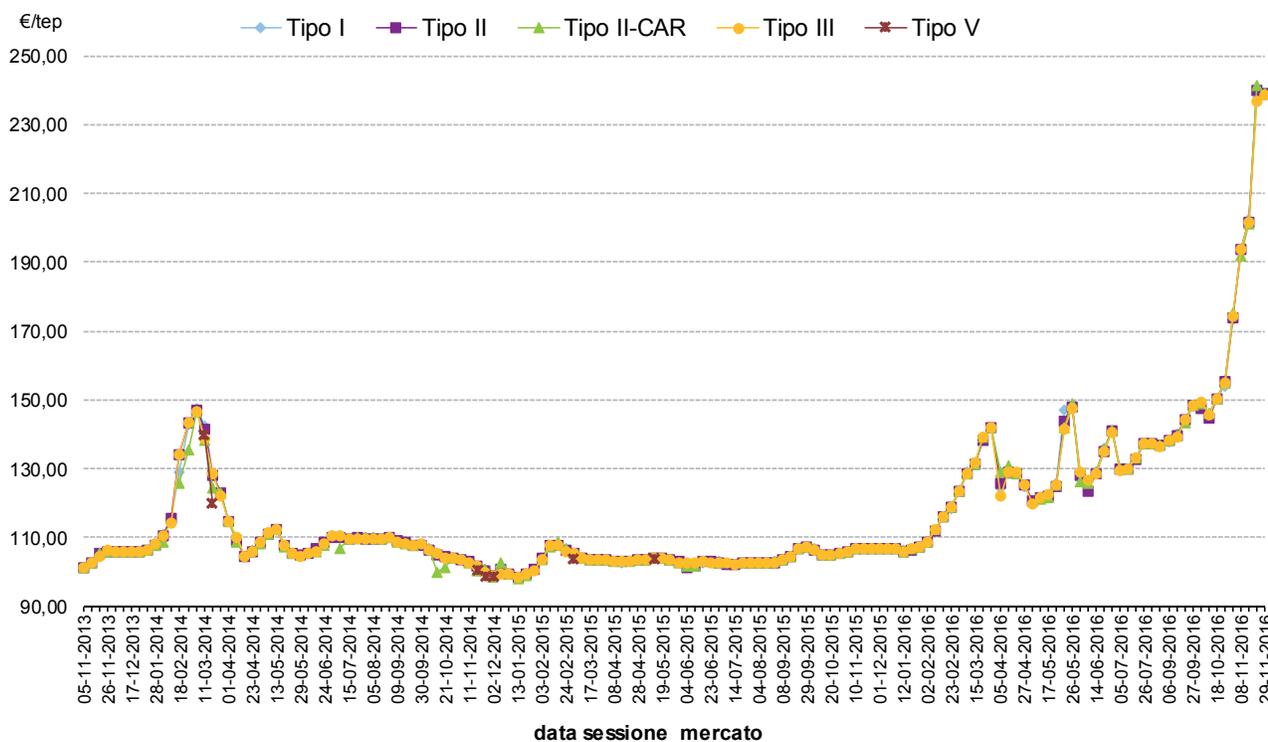
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Nel corso del mese di novembre 2016 sono stati scambiati 371.216 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (194.440 TEE nel mese di ottobre 2016). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 150,42 €/tep (125,70 €/tep lo scorso mese), minore di 57,16 €/tep

rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (148,62 €/tep a ottobre). In totale, nel 2016, sono stati scambiati sulla piattaforma dei bilaterali, 3.196.204 TEE, ad un prezzo medio pari a 113,78 €/TEE. Seguono le Tabelle riassuntive, mensili e annuali, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - novembre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	89.694	15.642.752,93	0,00	238,82	174,40
Tipo II	187.465	28.200.661,74	0,00	245,50	150,43
Tipo II-CAR	82.379	10.165.330,40	0,00	240,00	123,40
Tipo III	11.678	1.829.138,25	0,00	235,00	156,63
Totale	371.216	55.837.883,32			150,42

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

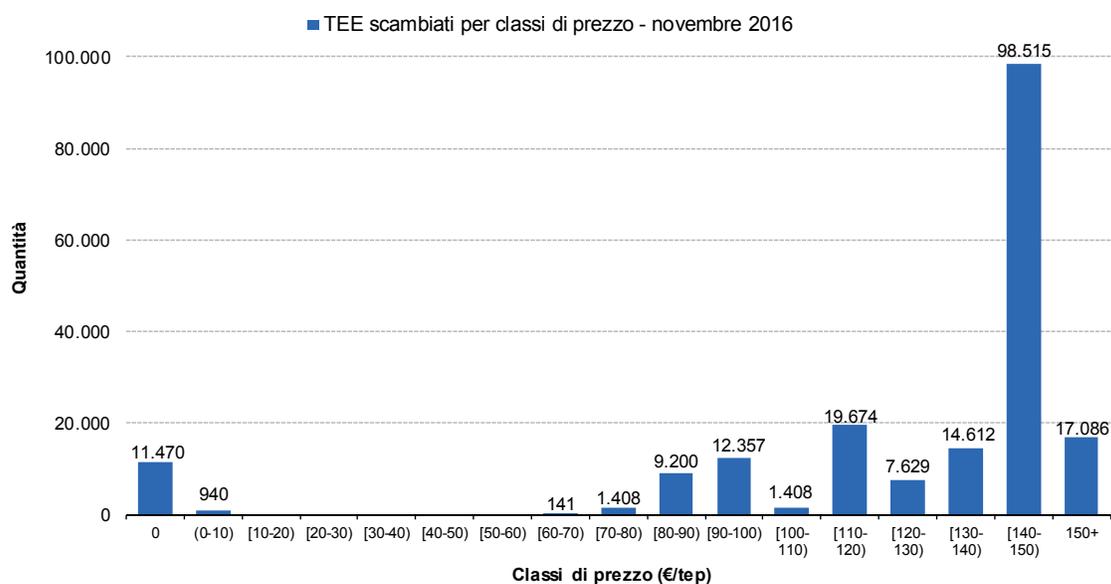
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	694.561	82.283.149,32	0,00	238,82	118,47
Tipo II	1.650.504	180.780.008,35	0,00	245,50	109,53
Tipo II-CAR	747.902	88.062.358,83	0,00	240,00	117,75
Tipo III	103.237	12.538.498,89	0,00	235,00	121,45
Totale	3.196.204	363.664.015,39			113,78

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

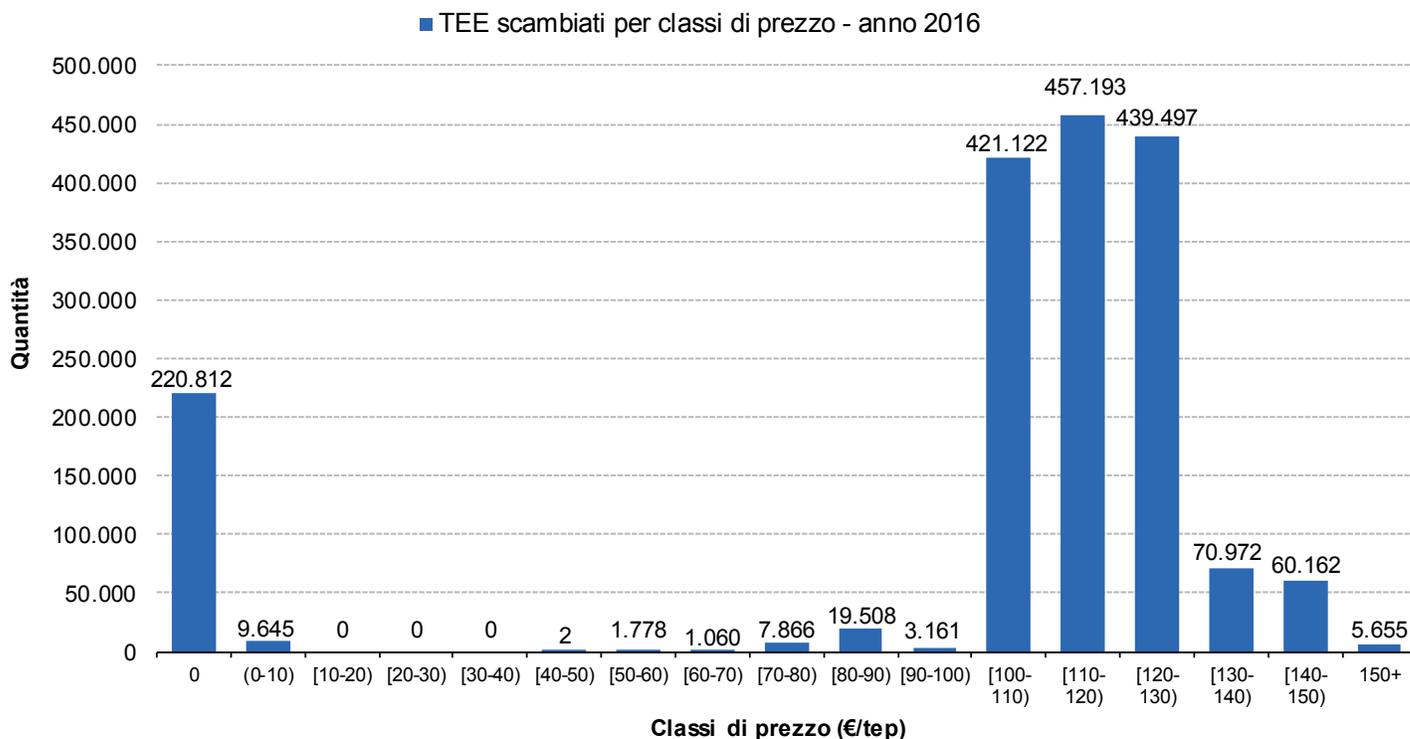
TEE scambiati per classi di prezzo - novembre 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

di Virginia Canazza e Ana Georgieva - REF

(continua dalla prima)

Come analizzato nel rapporto della DG Energy “Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market”², che riporta le risultanze di uno studio coordinato da REF-E e pubblicato dalla Commissione Europea lo scorso maggio, per la Security of Electricity Supply (o, in termini analoghi, “system reliability”) non è mai stata definita in modo univoco nella letteratura tecnica e nella regolazione europea: ciascun paese ha adottato nel tempo metodologie di stima, metriche e standard di adeguatezza, in modo completamente autonomo e non coordinato agli altri sistemi interconnessi.

Fra le variabili chiave dell’adeguatezza gli scambi cross-border

Il calcolo di metriche adatte a quantificare il livello di adeguatezza di un sistema richiede metodologie e modelli appropriati. L’adeguatezza è un concetto probabilistico, dunque la sua stima richiede l’analisi di tutte le configurazioni in cui il sistema fisico può presentarsi in tempo reale e dell’associata probabilità di occorrenza alla luce della variabilità dei principali driver di scenario: le indisponibilità accidentali degli impianti di generazione e trasmissione, la variabilità delle fonti rinnovabili (velocità del vento, radiazione solare, disponibilità idrica) e della domanda, influenzata dalle temperature e dalle variabili macroeconomiche, nonché da altri fattori socio-economici che possono divenire rilevanti nel breve termine.

I metodi adottati nei sistemi elettrici rientrano in due grandi famiglie.

I metodi deterministici sono basati sull’analisi di un set discreto di configurazioni rappresentative delle condizioni più critiche di stress del sistema (per esempio, i calcoli di load flow in cui si assume il fuori servizio di linee o generatori localizzati nei punti nevralgici del sistema, oppure la stima del margine di riserva al picco di carico). Questo approccio consente una stima dell’impatto potenziale di certe situazioni specifiche sull’adeguatezza, ma non arriva a produrre una misura esaustiva del livello complessivo di adeguatezza di un sistema specifico.

I metodi probabilistici mirano a stimare la probabilità di soddisfare il carico considerando la natura stocastica delle variabili chiave per l’adeguatezza e pertanto implicano l’analisi di un numero elevato di possibili configurazioni del sistema, associando ad esse le corrispondenti probabilità di occorrenza. Tali metodi sono i più adatti a tenere in considerazione tutti gli aspetti di un sistema interconnesso che possono concorrere congiuntamente a determinare l’effettivo livello di adeguatezza del sistema elettrico. Le più comuni metriche probabilistiche sono date dalle ore annue in cui ci si aspetta di avere energia

non fornita o dalla sua probabilità di occorrenza (Loss of Load Expectancy, LOLE, e Loss of Load Probability, LOLP), o dalla quantità annua di energia non fornita stessa (Expected Energy Not Supplied, EENS).

Nel mercato interno europeo, le interconnessioni transfrontaliere consentono agli stati membri di supportarsi reciprocamente in caso di scarsità di capacità. Le metriche per il calcolo dell’adeguatezza non possono ignorare dunque la dimensione cross-border dei sistemi e dei mercati elettrici. La limitata capacità di trasmissione delle linee di trasmissione può ridurre la possibilità di un’area di rete (con eccesso di capacità di generazione) di prestare supporto ad un’altra area di rete (in deficit di capacità di generazione); pertanto, le congestioni di rete interne o alle frontiere sono variabili aggiuntive che devono essere considerate per quantificare in modo appropriato il livello di adeguatezza dei sistemi.

Finora forte eterogeneità dei metodi di stima dell’adeguatezza nei paesi europei

Lo studio per la Commissione mostra gli esiti di una survey condotta nel 2015 a livello europeo, basata sui dati pubblicamente disponibili: la stima dell’adeguatezza è in genere condotta dai TSO nazionali, ma tale analisi è svolta solo in pochi paesi e prevalentemente limitata alla stima della sola Generation Adequacy (senza considerare la capacità della rete di trasmissione).

I metodi utilizzati dai TSO nazionali sono sia deterministici che probabilistici. Attualmente molti TSO in Europa, e l’ENTSO-E medesimo, basano su modelli probabilistici le analisi di adeguatezza, ma permane una forte eterogeneità nel livello di modellizzazione delle variabili chiave. In genere la rete di trasmissione interna è raramente considerata e la capacità cross-border è tenuta in considerazione con modelli semplificati delle dinamiche possibili nei paesi esterni. Molti paesi membri hanno stabilito standard di adeguatezza interni, generalmente in termini di target di LOLE. Tuttavia mancano trasparenti informazioni sui criteri ed i metodi utilizzati per stabilire tali standard, che derivano principalmente dall’esperienza o da criteri soggettivi.

In generale è possibile affermare che in Europa c’è sufficiente capacità di interconnessione; quindi, se ciascun paese valuta la Generation Adequacy separatamente, ignorando il supporto che potrebbe ricevere dagli altri paesi, corre il rischio di ottenere una sottostima dell’effettivo livello di adeguatezza. Un fattore di incertezza rilevante è, e sarà sempre più, il contributo all’adeguatezza da parte delle fonti rinnovabili, che nella maggioranza dei casi viene considerato completamente nullo. Anche questa assunzione potrebbe portare ad una sottostima dell’effettivo livello di adeguatezza.

POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

L'armonizzazione dei metodi di stima dell'adeguatezza è fondamentale per valorizzare le interdipendenze fra i sistemi interconnessi

L'eterogeneità delle metodologie di stima della Generation Adequacy in Europa è un chiaro segnale dell'opportunità di creare un approccio comune a livello europeo che includa assunzioni di scenario coerenti con quelle già utilizzate a livello centrale dall'ENTSO-E (nello Scenario Outlook & Adequacy Forecast³). Lo studio, nelle raccomandazioni conclusive, sottolinea gli obiettivi per cui maggiore trasparenza e coordinamento fra gli Stati Membri e delle politiche nazionali in tema di security of electricity supply sono auspicabili, pur mantenendo le responsabilità e le possibili strategie e gli strumenti per garantire l'adeguatezza eventualmente diversificati:

- per valutare a livello nazionale il trade-off ottimale fra il valore socio-economico dell'adeguatezza ed il costo necessario al sistema per garantire tale adeguatezza, dunque per discutere le preferenze nazionali verso le soluzioni alternative per raggiungere il livello di adeguatezza desiderato (per esempio, per supportare la scelta fra stimolare investimenti nella capacità di generazione o di trasmissione);
- per valutare gli effetti delle politiche nazionali sulla Security of Supply sui livelli di adeguatezza e sui conseguenti costi per coprire la domanda nei paesi limitrofi e sulle dinamiche dei mercati elettrici accoppiati;
- per minimizzare i costi di adeguatezza in Europa, valorizzando le interdipendenze fra i sistemi nazionali interconnessi.

Tali ragioni sono state recentemente richiamate ed enfatizzate dalla Commissione Europea nelle conclusioni dell'indagine sui meccanismi di remunerazione della capacità⁴. L'implementazione dei meccanismi di remunerazione della capacità dovrebbe in ogni caso essere giustificata dagli Stati membri dell'UE attraverso specifiche valutazioni dell'adeguatezza, eventualmente dopo aver definito degli standard di affidabilità in modo tale da soppesare sia i benefici, sia i costi dell'adeguatezza.

L'allineamento a livello UE delle metodologie di valutazione dell'adeguatezza e degli standard di affidabilità è anche uno degli elementi cardine della proposta legislativa della CE sul nuovo disegno del mercato elettrico europeo (Winter Package⁵) che va a complementare le indicazioni del Third Package, revisionato in parallelo: per migliorare il funzionamento del mercato elettrico interno, inter alia consentendo più flessibilità e limitando il ricorso a sussidi per garantire l'adeguatezza della capacità di generazione, è necessario un coordinamento delle valutazioni di adeguatezza a livello europeo. Questo consentirà di migliorare il livello di sicurezza del sistema attraverso una maggiore cooperazione fra i TSO sia a livello regionale.

Case study: il livello di adeguatezza in Europa continentale a fronte della ridotta disponibilità del nucleare francese

Il caso attuale dell'indisponibilità di parte rilevante del parco nucleare francese si presta perfettamente per condurre alcuni esercizi di stima del livello di adeguatezza del sistema italiano e dei principali sistemi elettrici europei.

Le analisi sono condotte utilizzando ELFO++ EUROPE⁶, il modello di dispacciamento ottimo di REF-E che simula il market coupling europeo. Il perimetro di paesi interconnessi oggetto di analisi è quello continentale (Italia, Svizzera, Austria, Slovenia, Francia, Germania, Benelux)⁷.

Con 19 centrali e 58 reattori, il parco nucleare francese contribuisce con circa 63 GW di capacità installata al mix nazionale di generazione elettrica. Per grande parte di essi la messa in servizio è avvenuta fra gli anni '80 e gli anni '90. Alla base della recente ondata di indisponibilità straordinaria che si sta protrando da fine settembre, stanno le verifiche ispettive tuttora in corso da parte dell'Autorità di sicurezza del nucleare (Autorité de sûreté nucléaire, ASN) sulle componenti più delicate degli impianti, i gusci di protezione, forniti ad EDF da AREVA SA, sui quali materiali sono state rilevate alcune anomalie potenzialmente pericolose: la presenza del carbonio in alte concentrazioni rende gli elementi in acciaio molto fragili e soggetti a improvvise fratture e spaccature in condizioni di alte pressioni, con il rischio di compromettere il funzionamento in sicurezza degli impianti. A complicare il quadro ed a rendere molto incerte le tempistiche di ripristino delle condizioni ordinarie di disponibilità degli impianti si aggiungono alcuni presunti casi di contraffazione della documentazione tecnica prodotta da AREVA. Le verifiche nello specifico riguardano 18 impianti, pari a circa 17 GW di capacità, 12 dei quali attualmente in stato di fermo o di prossima fermata per una capacità indisponibile per un tempo ancora molto incerto di complessivi 12 GW. Dell'ultim'ora la notizia del via libera dell'ASN al riavvio dopo aver realizzato una serie di test aggiuntivi di 8 dei 12 reattori nucleari francesi fermati nelle scorse settimane.

Per esaminare il possibile impatto di una riduzione strutturale della disponibilità di energia nucleare sugli esiti dei mercati europei continentali, REF-E ha condotto un'analisi "what if" simulando e confrontando gli esiti di due scenari elettrici al 2017:

- un caso "As is" che riflette lo scenario di riferimento per il 2017 e comprende tassi di disponibilità e produzioni degli impianti nucleari europei in linea con le medie storiche;
- un caso "Low nuclear" in cui si ipotizza l'indisponibilità per l'intero anno 2017 di 12 GW di impianti nucleari francesi.

Ai fini delle analisi, le simulazioni ipotizzano una competizione perfetta fra gli operatori sul mercato interno europeo per isolare l'impatto del solo driver strutturale rappresentato dalla ridotta quota nucleare, a parità di altre condizioni. L'ordine di merito dell'offerta è costruito sulla base dei costi variabili di generazione.

POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

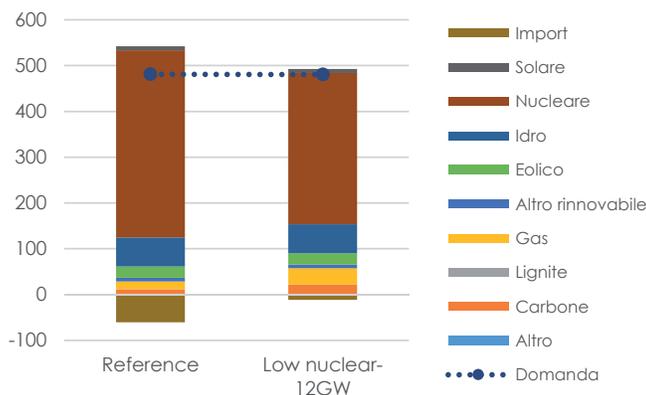
Rinascita del carbone o switching coi CCGT a gas?

L'analisi dei bilanci energetici nazionali prospettici (Figura 1) nell'area continentale monitorata mostra che, per sopperire alla riduzione del nucleare francese (-79TWh), si incrementano le produzioni a carbone (+ 35 TWh nel caso "low nuclear" rispetto al caso "as is") ed a gas (+ 41 TWh).

I contributi maggiori sono quelli della produzione a gas francese (+19TWh) che della produzione a carbone tedesca (+12TWh). In Italia aumenta potenzialmente di 5 TWh la produzione a gas e la produzione a carbone di 10 TWh. Nel Benelux si incrementano prevalentemente le produzioni dei CCGT (+12 TWh).

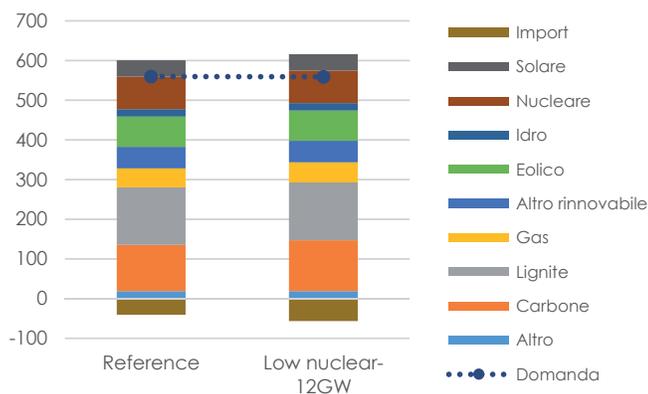
Fig. 1 MIX DI GENERAZIONE 2017 - FRANCIA (TWh)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



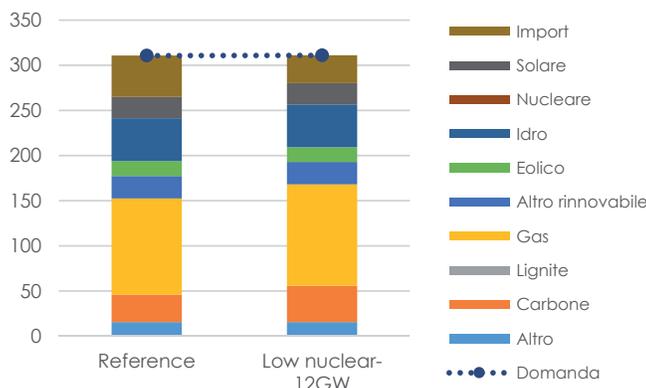
MIX DI GENERAZIONE 2017 - GERMANIA (TWh)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



MIX DI GENERAZIONE 2017 - ITALIA (TWh)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



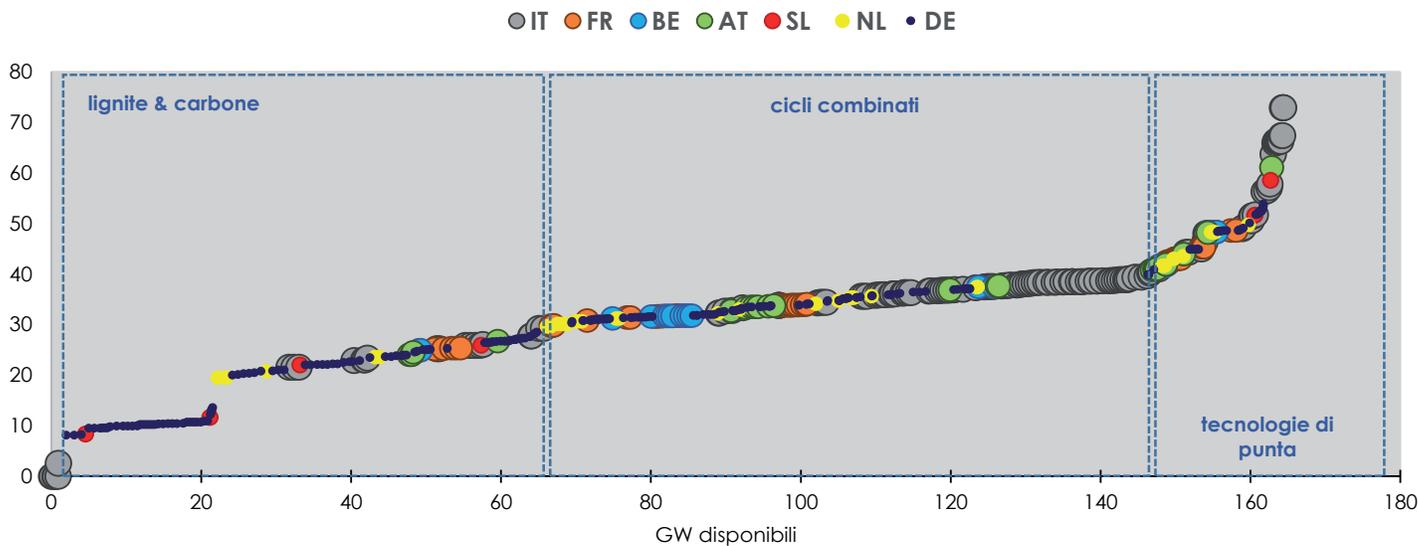
POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

La produzione termoelettrica a carbone, la cui quota attualmente è limitata dalla forte competizione con le rinnovabili soprattutto nelle ore vuote, potrebbe tornare ad un funzionamento baseload nel medio periodo. Questa possibilità

si conferma nell'ipotesi che i mercati delle commodities mantengano lontano lo switching nel merit order fra impianti a carbone e cicli combinati a gas (Figura 2).

Fig. 2 MERIT ORDER ECONOMICO DELLA CAPACITA TERMOELETTRICA (€/MWh)

Fonte: ELFO++ Europe

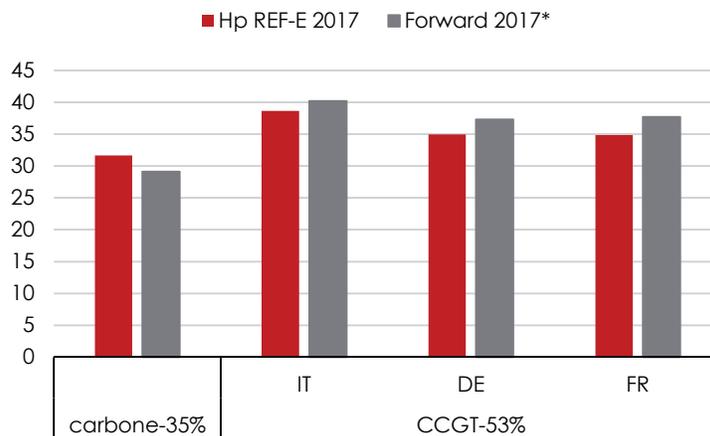


Osservando le quotazioni forward più recenti dei prezzi di gas, carbone ed EUA ETS, questa ipotesi sembra sostanzialmente

confermata (Figura 3).

Fig. 3 COSTO VARIABILE DI GENERAZIONE (€/MWh)

Fonte: ipotesi REF-E, elaborazioni su dati EEX e Platts



*Media 21/11/2016-02/12/2016 delle commodities principali

POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

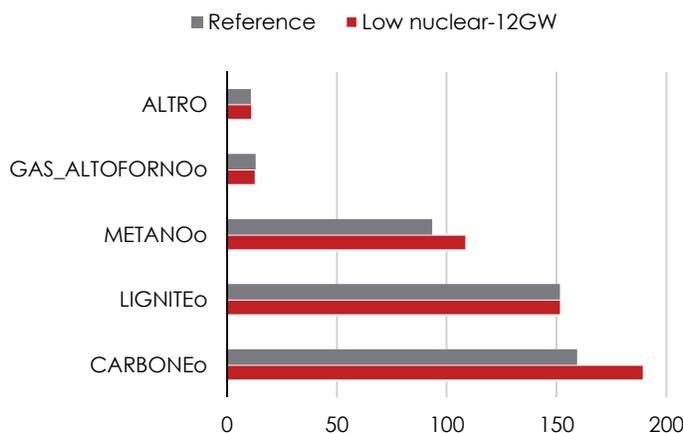
Se i prezzi del carbone dovessero ritornare sui livelli dell'estate scorsa a parità delle tendenze descritte dai forward nei prezzi delle altre commodities potrebbe manifestarsi lo switching tra carbone e gas come visto a fine estate in Germania ed Olanda⁸.

L'incremento potenziale della quota a termoelettrica europea corrisponderebbe ad un incremento delle emissioni di CO₂

(Figura 4), tanto maggiore quanto minore la probabilità di switching. Nell'ipotesi di aumento della quota di produzione a carbone l'incremento è stato da noi stimato pari a circa il 11%⁹. Tale aumento potrebbe rendere possibile un apprezzamento del prezzo ETS ed un conseguente riavvicinamento del livello di switching fra impianti a carbone e gas, fino ad nuovo livello di equilibrio.

Fig. 4 EMISSIONI DI CO₂ DEL PARCO TERMICO 2017 (MtCO₂)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE

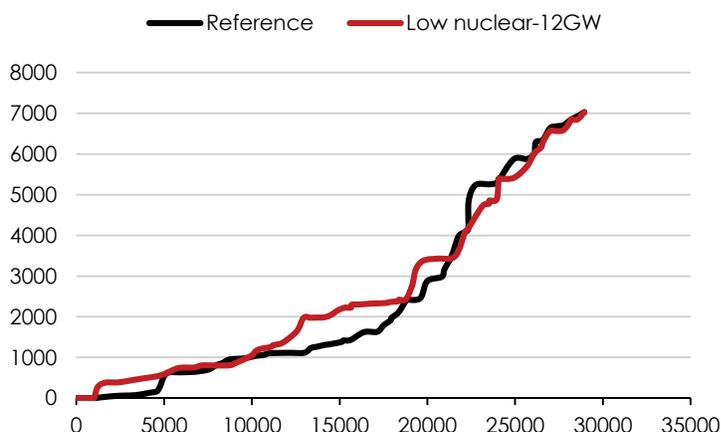


Nelle condizioni di contingency del nucleare francese, a fronte di un aumento della produzione termoelettrica dell'11% circa, i relativi consumi di energia primaria aumentano di circa il 9%; per effetto di una maggiore quota nel mix dei CCGT a gas ad alta efficienza e per un funzionamento a pieno carico degli impianti a carbone. Come conseguenza dell'aumento della quota del gas nella produzione termoelettrica, il rendimento medio del parco termoelettrico dell'Europa continentale

migliora (l'aumento stimato è di un punto percentuale). Il costo marginale medio annuo tende ad incrementarsi sensibilmente in Francia (+12%) in quanto in molte ore divengono marginali gli impianti a gas, moderatamente (+ 5%) nel Benelux dove nel caso "low nuclear" vengono accesi alcuni impianti a gas, mentre subisce variazioni non significative in Italia ed altrove dove l'impianto marginale nella maggior parte delle ore è il CCGT (Figura 5).

Fig. 5 LOAD FACTOR DEL PARCO CCGT ITALIANO, 2017 (ore equivalenti a Pmax)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

La Francia polarizza le direzioni dei flussi transfrontalieri

La situazione di prolungata indisponibilità del nucleare francese comporta (Figure 6 e 7) la necessità della Francia di

ridurre drasticamente le esportazioni nette (circa -50 TWh), congiuntamente ad una riduzione negli altri paesi dell'import netto (Italia -15 TWh, Olanda -10 TWh) o ad un aumento dell'export verso la Francia (Germania + 16 TWh).

Fig. 6 IMPORT NETTO COMPLESSIVO 2017 - FLUSSI FISICI (TWh)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE

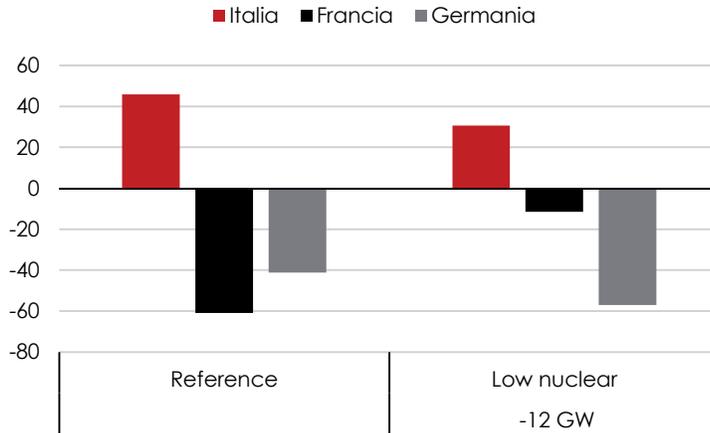
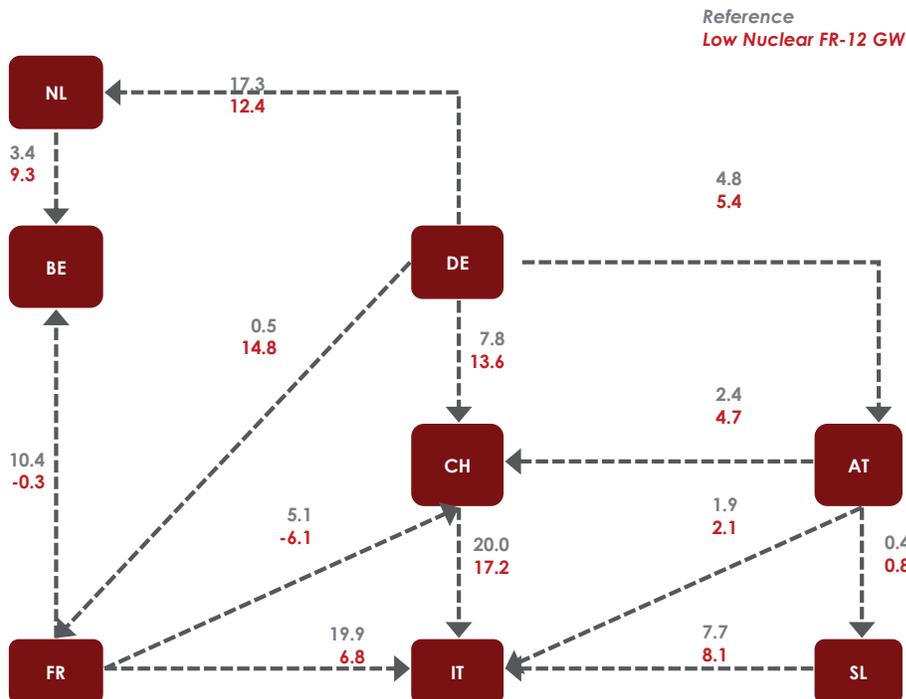


Fig. 7 SCAMBI NETTI 2017 - FLUSSI FISICI (TWh)

Fonte: simulazioni Elfo++ EUROPE



POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

Non emergono condizioni critiche per l'adeguatezza

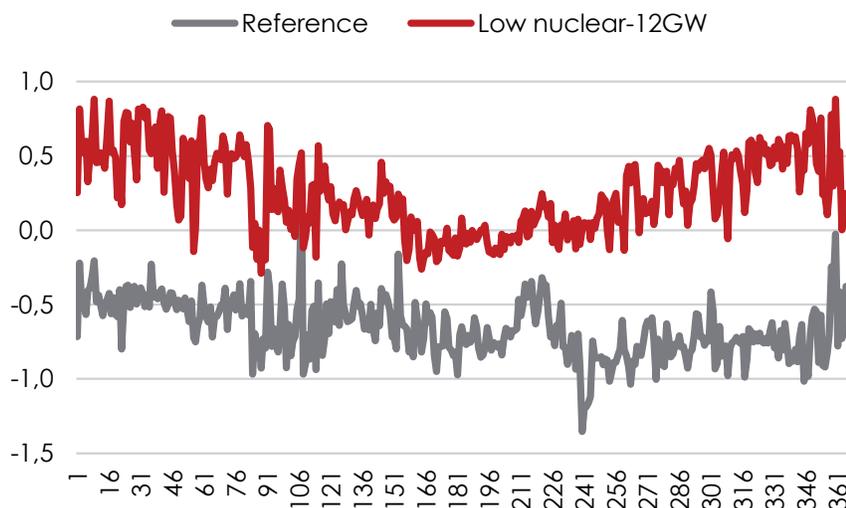
La simulazione probabilistica di ELFO++ EUROPE sullo scenario atteso consente di valutare per ogni paese il livello prospettico di energia non fornita al picco di carico e la relativa probabilità di occorrenza, alla luce della variabilità dei driver principali (producibilità delle fonti rinnovabili, disponibilità della generazione elettrica, livello della domanda di punta). La simulazione tiene in considerazione, ai fini della stima del livello di adeguatezza elettrica di un paese, i flussi fisici alle frontiere fra i diversi sistemi nazionali.

I risultati nel caso "as is" non rivelano per il 2017 condizioni di potenziale energia non fornita in nessuno dei sistemi considerati. Solo in Italia, la probabilità di avere energia non fornita al picco estivo è del 2% con un valore medio del possibile distacco di carico di circa 500 MW (pari a circa lo 0.8% del picco assoluto di richiesta). Tale indicatore è da interpretarsi però come un segnale non di condizioni di scarsità strutturale, ma di possibile necessità di flessibilità aggiuntiva per bilanciare una domanda residuale che presenta escursioni molto accentuate da un'ora all'altra per effetto della elevata penetrazione della produzione fotovoltaica nelle ore piene della giornata.

Nel caso "low nuclear" in Italia le problematiche legate ad una insufficiente flessibilità di modulazione del parco si riducono (la probabilità di energia non fornita al picco scende sotto il 2%, e si riduce il valore medio del possibile distacco di carico fino a circa 350 MW) grazie ad un carico residuale strutturalmente più alto e con variazioni meno ripide da un'ora all'altra. In Francia ed in Germania non compaiono nuove problematiche di adeguatezza neanche in questo caso. Ciò è da ricondursi all'ampia capacità di interconnessione, diversificata su molte frontiere, di cui tali paesi, collocati nell'area centrale e fortemente magliata del sistema elettrico europeo, possono godere.

Si può osservare infatti (Figura 8) che l'utilizzo medio della Net Transfer Capacity di import della Francia rimane sensibilmente inferiore alla capacità massima anche nel caso di indisponibilità del nucleare; questo fattore garantisce la possibilità di far fronte alle problematiche di adeguatezza grazie alle risorse disponibili nei paesi interconnessi anche tenendo conto delle possibili indisponibilità della rete di trasmissione (come ad esempio l'attuale indisponibilità per cause accidentali del cavo Francia- UK, disponibile fino a metà febbraio 2017 al 50% e solo per 1 GW).

Fig. 8 UTILIZZO MEDIO GIORNALIERO DELLA NTC DI IMPORT IN FRANCIA NEL 2017(%) Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



Il risultato dell'esercizio svolto con il modello EçLFO Europa è sostanzialmente confermato dalle recenti analisi di ENTSO-E nel Mid-Term Adequacy Forecast 2016, allineate con lo scenario base del Generation Adequacy Report 2015¹⁰

di RTE, in cui problematiche di adeguatezza si evidenziano solo dopo il 2020 a causa della forte dipendenza della punta di carico dalle temperature e della ridotta flessibilità delle risorse di generazione per farvi fronte.

POSSIAMO FARE A MENO DEL NUCLEARE FRANCESE?

Nessuna criticità in termini di sicurezza degli approvvigionamenti gas ma forti effetti bullish sui mercati nordeuropei

In assenza di switching nel merit order europeo fra impianti a carbone ed impianti a gas che alla base del nostro esercizio, i consumi di gas del termoelettrico aumenterebbero del 16.5%, per un totale di 8 Miliardi di mc nei paesi del perimetro continentale considerato, e nello specifico di 1 Miliardo di mc in Italia (Figura 9).

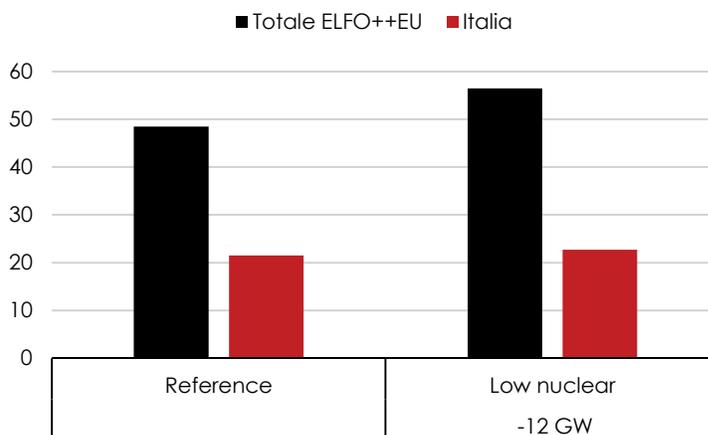
Le nuove condizioni non dovrebbero comportare sensibili problematiche rispetto alla sicurezza degli approvvigionamenti, anche alla punta di consumo

invernale (in Italia facilmente compensabile attraverso un incremento di flussi a Passo Gries e Tarvisio o flessibilità in stoccaggio).

Diversa potrebbe essere la situazione in Nord Europa soprattutto per i mercati Benelux attualmente già in shortness (per la limitata produzione olandese): se la sicurezza può essere garantita in termini di capacità disponibile, invece potrebbe essere rilevante la necessità di un approvvigionamento addizionale di gas, richiedendo necessariamente un incremento di gas russo e/o LNG. Tutto ciò si tradurrebbe sui mercati spot nordeuropei in un notevole upside.

Fig. 9 CONSUMI GAS DEL PARCO TERMOELETTTRICO 2017 (Miliardi mc)

Fonte: simulazioni ELFO++ EUROPE



¹ Gli obiettivi chiave della politica energetica europea sono la competitività, la sostenibilità e la security of supply (http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index_en.cfm?pg=policy-energy-and-climate-policy)

² <http://ec.europa.eu/energy/en/studies/identification-appropriate-generation-and-system-adequacy-standards-internal-electricity>

³ <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

⁴ http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

⁶ Elfo++ Europe è il modello deterministico di REF-E dedicato alla simulazione del market coupling europeo. Attualmente rappresenta quasi la totalità dei mercati elettrici europei e comprende una dettagliata descrizione delle zone europee che più influenzano il mercato italiano: Continental Central South Europe più Belgio e Olanda. Gli Stati confinanti sono descritti attraverso i loro scambi con la zona di riferimento. Per maggiori informazioni sul modello si rinvia al sito web dedicato: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/what-we-offer/elfo-electricity-forecasting#Europe>.

⁷ I flussi transfrontalieri ai bordi di tale perimetro sono stati per semplicità prefissati in linea ai valori storici 2015.

⁸ In tale situazione a compensare il nucleare francese potrebbero avere una chance di maggior rilievo i CCGT italiani, che potrebbero incrementare ulteriormente il load factor atteso sostituendosi non solo al carbone italiano ma anche a quota parte di quello europeo. La curva di cui alla Figura 2 si sposterebbe verso l'alto.

⁹ Dalle statistiche presentate è esclusa la quota di emissioni prodotta da impianti a biomasse e ad altri combustibili fossili, che non cambiano fra i due casi considerati e non contribuiscono alla variazione potenziale delle emissioni.

¹⁰ http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp_2015_synthese_gb_v2.pdf

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Comunicato del GME | “Avvio consultazione da parte dei NEMO” | 3 novembre 2016 Download**
http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documents/20161003_news-nemo.pdf

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in adempimento a quanto previsto dall'art. 12 del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM), il NEMO COMMITTEE, organismo di coordinamento di tutti i Nominated Electricity Market Operators europei (tra i quali, per l'Italia, il GME) ha avviato, in data 3 novembre 2016, una consultazione pubblica avente ad oggetto alcune proposte di termini, condizioni o metodologie operative per la gestione del meccanismo di market coupling europeo, predisposte in collaborazione con i TSO, ai sensi dell'art. 9 del CACM.

In particolare, dette proposte riguardano:

- l'algoritmo di price coupling e l'algoritmo di abbinamento delle negoziazioni in contrattazione continua (“Algorithm Proposal”), congiuntamente alla proposta di una serie comune di requisiti per un'allocazione della capacità efficiente funzionali allo sviluppo dell'algoritmo di price coupling (“DA Algorithm”) e dell'algoritmo di abbinamento delle negoziazioni in contrattazione continua (“ID Algorithm”), in linea con quanto previsto dall'art. 37, comma 37.4, del Regolamento CACM;
- la lista dei singoli prodotti di mercato potenzialmente utilizzabili nel coupling unico del giorno prima ed infra-giornaliero (“Product Proposal”), in linea con quanto previsto dall'art. 40, comma 40.3, e dall'art. 53, comma 53.4, del Regolamento CACM;
- una metodologia di back up per adempiere agli obblighi stabiliti dagli artt. 39 e 52 del Regolamento CACM, in linea con quanto previsto dall'art. 36, comma 36.3, del medesimo Regolamento (“Back-up Methodology Proposal”);
- l'armonizzazione dei prezzi massimi e minimi di equilibrio da applicarsi a tutte le zone di offerta che partecipano al coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero europeo, in linea con quanto previsto dall'art. 41, comma 41.1, e dall'art. 54, comma 54.1, del Regolamento CACM (“Harmonized Max-Min Price Proposal”).

Deliberazione 4 novembre 2016 631/2016/R/EEL | “Approvazione della proposta di Terna S.p.a. per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto - CCC e CCP, per l'anno 2017” | pubblicata il 4 novembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/docs/16/631-16.htm>

Con la pubblicazione della delibera 631/2016/R/EEL, l'Autorità

per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (di seguito: CCT) per l'anno 2017.

A tal proposito, si ricorda che Terna, dal 2005, organizza le procedure concorsuali per l'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT.

A tal fine, entro il 30 settembre di ciascun anno, trasmette all'AEEGSI una proposta di regolamento delle predette procedure per la relativa approvazione. Le procedure concorsuali prevedono, oltre all'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra una zona e il Prezzo Unico Nazionale (di seguito: CCC), anche l'assegnazione di nuovi strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del CCT tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente (di seguito: CCP).

Con la delibera in oggetto, l'AEEGSI ha approvato la proposta di Regolamento 2017 nella quale, rispetto alla proposta approvata l'anno precedente, si introducono le seguenti innovazioni:

- la revisione, in ottica cautelativa, del meccanismo di stima dei limiti di transito utilizzati nelle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC e CCP, nonché la pubblicazione dei relativi valori con almeno un giorno lavorativo di anticipo rispetto alla data di svolgimento delle aste di allocazione. In particolare, l'attuale meccanismo sarà modificato consentendo a Terna di effettuare opportune valutazioni circa le indisponibilità degli elementi di rete che possono variare in maniera significativa i valori della capacità di transito tra le zone;
- la precisazione che qualora in corso d'anno intervengano variazioni della capacità produttiva nella disponibilità del singolo assegnatario per le quali risulti che la quantità di CCC e/o CCP assegnata allo stesso sia, in una o più zone, superiore alla capacità produttiva dell'operatore medesimo, Terna procederà a revocare l'assegnazione dei CCC e/o CCP eccedenti fino a concorrenza del valore aggiornato della capacità produttiva detenuta.

Le suddette modifiche sono finalizzate, da un lato, ad evitare che si verifichino fenomeni di sovrallocazione di CCC e CCP, soprattutto in conseguenza del “rilassamento” di alcuni vincoli di rete e, dall'altro lato, a chiarire che l'ammontare di CCC e CCP nella disponibilità di ciascun operatore deve essere strettamente funzionale alle necessità di copertura dello stesso e strumentale alla sola capacità produttiva nella sua effettiva disponibilità.

Comunicato del GME | “Avvio della tempistica di settlement settimanale sui mercati dell'energia MGP e MI e sulla PCE” | 1 dicembre 2016 Download
<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=303>

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 1° dicembre u.s., sono entrate

in vigore le versioni del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: Disciplina ME) - approvato dal MISE con Decreto Ministeriale del 21 settembre 2016 - e del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (nel seguito: Regolamento PCE) - approvato dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) con Delibera 501/2016/R/EEL del 15 settembre 2016 - aggiornate al fine di disciplinare il nuovo sistema di settlement settimanale relativamente ai mercati dell'energia MGP, MI ed alla PCE.

Contestualmente, sono entrate in vigore le nuove versioni delle DTF ME e PCE interessate dalle modifiche relative alle nuove disposizioni in materia di condizioni e tempistiche di pagamento, nonché la versione aggiornata della DTF n. 10 rev. 4 MGAS recante "Fatturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti", modificata al fine di allineare le tempistiche relative alla regolazione dei pagamenti su MGAS a quelle previste sul MGP, sul MI e sulla PCE.

Inoltre, con il medesimo comunicato, il GME rende altresì noto che, ai sensi dell'articolo 17, comma 17.10, della Disciplina ME, nonché ai sensi dell'articolo 24, comma 24.9, del Regolamento PCE, a partire dalla data sopra citata, al fine di poter operare sul Mercato Elettrico e sulla PCE con riferimento a tutte le partite economiche relative alle transazioni il cui giorno di flusso sottostante è coincidente o successivo al 1° dicembre, gli operatori devono aver attivato sul conto corrente comunicato al GME lo strumento di pagamento del SEPA Direct Debit Business to Business (c.d. SDD B2B).

Infine, a completamento di quanto sopra rappresentato, si segnala che l'AEEGSI, con propria deliberazione 682/2016/R/EEL, ha verificato positivamente l'adeguamento dello schema contrattuale che modifica gli accordi e le procedure per la regolazione dei pagamenti esistenti tra il GME e la borsa elettrica slovena nell'ambito del market coupling Day A-head e Infra-day ("Second Amendment to the GME-BSP CCP Agreement for the Italian Borders Working Table Market Coupling"), nonché l'adeguamento della Convenzione tra GME e Terna ("Schema di convenzione tra Terna S.p.a. e Gestore dei Mercati Energetici S.p.a."), adeguamenti finalizzati entrambi al recepimento delle nuove tempistiche di pagamento nell'ambito del mercato elettrico italiano.

■ **Decisione dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia n. 06/2016 del 17 novembre 2016 "Decision in the electricity TSO's proposal for Capacity Calculation Regions" | Download http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf**

Con la pubblicazione del provvedimento in oggetto, l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER) ha definito, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.11, del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM), le "Regioni per il calcolo della capacità" (di seguito: CCRs), ossia le macro-aree geografiche nell'ambito delle quali i gestori delle reti di trasporto europei (di seguito:

TSO) dovranno applicare il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all'attuazione del coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero.

A tal proposito, si ricorda che la Decisione dell'ACER si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti nel Regolamento CACM finalizzati alla creazione di un mercato dell'energia elettrica integrato in grado di agevolare gli scambi di energia sul territorio dell'Unione europea. In particolare, il suddetto Regolamento CACM ha previsto che i TSO predisponessero, congiuntamente, una proposta relativa alla determinazione delle CCRs e che quest'ultima fosse sottoposta all'approvazione coordinata di tutte le Autorità di Regolazione Nazionali (di seguito: NRAs).

In tale ambito, il Regolamento CACM prevede altresì che, qualora le NRAs non fossero state in grado di raggiungere un consenso unanime in merito alla predetta proposta, ACER stessa avrebbe provveduto, con propria decisione, alla definizione delle CCRs. A tal proposito, proprio in considerazione del mancato raggiungimento di un accordo da parte delle NRAs, l'ACER, con propria Decisione n. 06/2016, ha definito le CCRs apportando alcune modifiche rispetto alla proposta originariamente avanzata dai TSOs. Segnatamente, ACER ha disposto la fusione della Central West European ("CWE") con la Central and Eastern Europe ("CEE"), dando vita alla nuova macro-regione c.d. "CORE", riducendo pertanto il numero delle aree geografiche in cui sarà applicato il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera inizialmente previsto. Per quanto riguarda l'Italia, viene invece confermata la suddivisione della stessa in due distinte CCRs: "Italy North" (regione che comprende la sola zona nord dell'Italia, la Francia, l'Austria e la Slovenia) e "Greece-Italy" (regione che comprende l'intera penisola italiana, ad esclusione della zona nord, e la Grecia).

■ **Documento per la consultazione 24 novembre 2016 684/2016/R/EEL | "Mercato dell'energia elettrica: Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi - ulteriori interventi nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla deliberazione dell'Autorità 444/2016/R/eel" | pubblicata il 24 novembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/docs/dc/16/684-16e.jsp>**

Con il documento per la consultazione 684/2016/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha illustrato alcune proposte di modifica da apportare al meccanismo di valorizzazione mista "single-dual price" degli sbilanciamenti effettivi introdotto, in via transitoria, con la delibera 444/2016/R/EEL, fornendo altresì alcune indicazioni sulle tempistiche di introduzione della riforma complessiva della disciplina degli sbilanciamenti basata sui c.d. "prezzi nodali", la quale consentirà il superamento del predetto regime transitorio.

A tal proposito, si ricorda che l'AEEGSI, con la predetta delibera, al fine di favorire un adeguato incentivo ad una corretta programmazione delle quantità di energia elettrica in immissione e in prelievo da parte degli utenti del dispacciamento, aveva introdotto una regolazione basata su una differente modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi a seconda dell'entità dello sbilanciamento stesso. Il meccanismo

Novità normative di settore

di valorizzazione mista “single-dual price” prevede, infatti, che agli sbilanciamenti rientranti in un range pre-definito sono applicati prezzi di sbilanciamento dipendenti esclusivamente dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale (c.d. “single pricing”) e, viceversa, agli sbilanciamenti eccedenti il predetto range sono applicati prezzi di sbilanciamento che dipendono sia dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale, che dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascuna unità (c.d. “dual pricing”). In particolare, la delibera 444/2016/R/EEL aveva previsto che:

- per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate ma programmabili, tale sistema venisse implementato a partire dal 1° agosto u.s. (con successiva riduzione del range dal $\pm 15\%$ al $\pm 7,5\%$ a partire dal 1° gennaio 2017);
- con riferimento alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: FRNP) non rilevanti, l'entrata in vigore del predetto sistema (con range pari a $\pm 7,5\%$), venisse posticipata al mese di gennaio 2017, lasciando tuttavia la facoltà di optare in alternativa per il regime perequativo previsto dalla deliberazione 522/2014/R/EEL;
- con riferimento alle unità di produzione FRNP rilevanti, venisse mantenuto il regime previgente.

Con il documento per la consultazione 684/2016/R/EEL, in parziale accoglimento delle istanze presentate dagli operatori circa il funzionamento del predetto meccanismo, l'AEEGSI ha illustrato alcuni aggiustamenti che ritiene opportuno apportare alla disciplina transitoria di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. Nel dettaglio, l'Autorità ha proposto di:

- confermare, per tutto il 2017, le modalità di applicazione del sistema misto “single-dual price” già in vigore dal 1° agosto 2016 per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate ma programmabili, (posticipando, al contempo, la data prevista per la successiva riduzione del range dal $\pm 15\%$ al $\pm 7,5\%$);
- posticipare la data di avvio del sistema misto “single-dual price” per le unità di produzione FRNP (precedentemente previsto per l'inizio del 2017), mantenendo inalterata la regolazione vigente basata sulla scelta fra il regime perequativo di cui alla delibera 522/2014/R/EEL e la valorizzazione “single pricing” sull'intero volume di sbilanciamento, senza applicazione dei prezzi duali.

L'AEEGSI propone, inoltre, una revisione delle modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, volto ad approssimare meglio l'effettivo sbilanciamento del sistema. In particolare, a partire dal 2017, l'Autorità intende riproporre la modalità di calcolo in vigore prima del 2010, data dalla somma degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e consumo localizzate all'interno di ciascuna macrozona, ossia basata sull'acquisizione dei dati di misura delle immissioni e dei prelievi effettivi.

Inoltre, l'AEEGSI ha precisato che, in vista della riforma

complessiva della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, contestualmente all'adozione delle predette misure transitorie di valorizzazione degli stessi per l'anno 2017, intende dare mandato a Terna affinché definisca, entro il primo trimestre del medesimo anno, una proposta di determinazione dei c.d. “prezzi nodali” coerente con la struttura del mercato dei servizi di dispacciamento e con la sua articolazione nelle fasi di programmazione MSD ex-ante e MB, superando, pertanto, l'approccio zonale attualmente utilizzato per la valorizzazione degli sbilanciamenti in favore di una soluzione che differenzi i prezzi di sbilanciamento in funzione delle congestioni effettive sulla rete. Nel dettaglio, tale proposta dovrà riportare la metodologia di determinazione dei prezzi, l'insieme dei nodi rilevanti ai fini del calcolo, nonché il processo di acquisizione ed elaborazione dei dati necessari al calcolo.

Infine, l'AEEGSI ha reso noto che l'entrata in vigore della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti avverrà non oltre il 1° gennaio 2018.

GAS

Comunicato del GME | “DCO n. 06/2016: Attuazione della fase di regime del bilanciamento del gas naturale ex deliberazione AEEGSI 312/2016/R/GAS” | 2 dicembre 2016 **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=304energetici> | **pubblicata il 21 ottobre 2016** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/584-16.htm>

Con la pubblicazione del documento di consultazione n. 06/2016, il GME ha invitato i soggetti interessati a presentare osservazioni e spunti di riflessioni in merito alla nuova articolazione del mercato del gas (MGAS) che risulterà in esito al passaggio alla c.d. fase “di regime” del nuovo assetto del bilanciamento del gas naturale previsto dalla delibera 312/2016/R/GAS dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (“Bilanciamento gas, in attuazione del Regolamento UE 312/2014”). In particolare, il passaggio alla fase di regime prevederà la riconduzione delle negoziazioni dei prodotti locational (MPL), come pure quelle relative alla regolazione dei quantitativi movimentati da stoccaggio (MGS), nell'ambito del MGAS e la conseguente cessazione definitiva dell'esercizio operativo della PB-GAS.

Con l'occasione, il GME ha deciso altresì di sottoporre alla valutazione dei soggetti interessati anche altre proposte di modifica di taluni aspetti riguardanti il funzionamento del MGAS, non strettamente connessi al nuovo bilanciamento (e quindi attuabili anche in un momento successivo rispetto all'avvio dello stesso) che si ritiene opportuno rivedere alla luce di quanto sinora osservato sul mercato, nonché in considerazione del mutato contesto di riferimento determinatosi a seguito dell'avvio nuovo regime di bilanciamento.

I soggetti interessati possono far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME entro e non oltre il 22 dicembre 2016, termine di chiusura della consultazione.

Gli appuntamenti

15 dicembre

Seminario AEEGSI sul servizio idrico integrato

Milano, Italia

Organizzato da AEEGSI

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

15-16 dicembre

ENTECH '16 / 4th International Energy Technologies Conference

Istanbul, Turchia

Organizzato da DAKAM

<http://www.dakamconferences.org>

16 dicembre

L'efficienza energetica nel settore bancario: diagnosi energetiche e best practice

Roma, Italia

Organizzato da Enea Abi Lab

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

19 dicembre

Seminario "Rafforzamento delle Autorità Ambientali in tema di adattamento ai cambiamenti climatici"

Roma

Organizzato da MATTM

<http://www.minambiente.it>

19 dicembre

Convegno finale del progetto "Sostenibilmente"

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto club

<https://www.kyotoclub.org>

19 dicembre

Historia Magistra Vitae-

Reazioni nucleari a bassa energia: L.E.N.R.

Roma, Italia

Organizzato da Ordine Ingegneri Provincia di Roma

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

20-21 dicembre

International Conference on Envirotech, Cleantech and Greentech (ECG), 20-21 Dec 2016, Dubai

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzato da WASRTI – World Association for Scientific Research and Technical Innovation

<http://wasrti.org>

5-7 gennaio

International Conference on Management, Technology and Services (ICMTS 2017)

Roma

Organizzato da ICMTS

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

18 gennaio

Accise nell'Energia elettrica ed il Gas

Milano, Italia

Organizzato da Kn Italy- Institute of Knowledge & Networking, ex IIR Istituto Internazionale di Ricerca

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

19 gennaio

Riquilibratura energetica dall'interno: diagnosi, intervento e verifica

Milano, Italia

Organizzato da ANIT

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

21-23 gennaio

4th International Conference on Petroleum and Petrochemical Engineering (ICPPE 2017)

Bangkok, Thailandia

Organizzato da CBEES

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

22-24 gennaio

3rd International Conference on Renewable Energy Technologies (ICRET 2017)-Ei, Scopus

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Thammasat University

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

23-24 gennaio

Middle East and North Africa Energy 2017

Londra, Regno Unito

Organizzato da Chatham House

<https://www.chathamhouse.org>

26 – 29 gennaio

XII edizione Klimahouse

Bolzano, Italia

<http://www.fierabolzano.it>

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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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