

APPROFONDIMENTI

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

di Agata Gugliotta e Chiara Proietti Silvestri - RIE

Il 2016 lascia alle spalle un periodo per nulla facile per lo sviluppo dello shale gas nel mondo. Il crollo dei prezzi energetici ha messo a dura prova le compagnie O&G, costrette ad un taglio degli investimenti che ha interessato anche i progetti unconventional. Negli ultimi due anni¹, i progressi compiuti sono stati pertanto lenti e non scevri di criticità. Tuttavia, lo sfruttamento dello shale gas resta una priorità per diversi governi, motivata da una serie di ragioni: da una parte, il declino produttivo degli asset convenzionali ha reso sempre più urgente trovare alternative valide per soddisfare la domanda interna senza gravare sul bilancio statale con un aumento delle importazioni; dall'altra, l'elevato potenziale di risorse non convenzionali in alcune aree ne rende lo sviluppo una scelta quasi obbligata, in vista degli sforzi per una maggiore diversificazione e conseguente riduzione della dipendenza energetica dall'estero. Nonostante il futuro incerto, il gas non convenzionale può ancora svolgere un importante ruolo al di fuori degli USA, seppur non con gli stessi tempi né dimensioni dell'esperienza statunitense. L'analisi che segue punta a tracciare lo stato dell'arte dello sviluppo dello shale gas a livello globale, con un focus specifico sul Continente Americano che ospita tre dei quattro paesi che ne hanno avviato la produzione nel mondo: Stati Uniti, Canada e Argentina. L'articolo si conclude con un approfondimento del quadro prospettico al 2040; in particolare, si procede con un'analisi comparata di tre

scenari di riferimento elaborati rispettivamente da: l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), l'Energy Information Administration del Dipartimento dell'Energia Statunitense (EIA DOE) e la compagnia energetica BP al fine di valutare il contributo dello shale gas sulla produzione mondiale di gas nel lungo termine².

Lo Shale gas nel mondo: anni di rallentamento

In Europa, si registrano segnali poco incoraggianti con l'emergere di ostacoli operativi, ambientali, normativi e di consenso che rendono difficoltoso lo sviluppo delle estrazioni unconventional. Da un lato, le compagnie internazionali rinunciano all'esplorazione in diversi paesi: complici i bassi prezzi delle commodity energetiche, l'opposizione ambientalista e soprattutto gli scarsi risultati ottenuti dai test esplorativi, le majors hanno deciso di indirizzare le proprie strategie industriali verso asset meno rischiosi e optare per una riduzione del Capex. Questo ha rallentato se non fermato del tutto lo sfruttamento, penalizzando anche l'attività delle compagnie indipendenti, alle quali risulta ancora più difficile avere accesso ai finanziamenti. È il caso della Polonia che, pur essendo considerato l'eldorado d'Europa, ha visto numerose compagnie abbandonare le attività di esplorazione, l'ultima delle quali ConocoPhillips nel giugno 2016; così anche la Romania, con la dipartita di Chevron, e la Danimarca, con l'abbandono di Total nel 2015.

continua a pagina 28

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2016

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 10
 Mercati energetici Europa
 pag 15
 Mercati per l'ambiente
 pag 19

APPROFONDIMENTI

Shale gas: “Eppur si muove”,
 nonostante le incertezze
 di Agata Gugliotta e Chiara Proietti
 Silvestri - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 36

APPUNTAMENTI

pagina 40

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A Nel 2016, la borsa elettrica registra il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) più basso della sua storia iniziata nell'aprile del 2004. Con un calo del 18,2% rispetto all'anno precedente, il PUN si porta a 42,78 €/MWh e riduce sensibilmente il differenziale di prezzo con le più importanti borse europee. La netta flessione, riconducibile ancora alla bassa domanda ed all'analogo andamento delle quotazioni nei principali mercati energetici internazionali, sarebbe risultata ancor più significativa se nell'ultimo trimestre dell'anno il PUN non avesse subito, al pari dei prezzi delle altre borse europee, forti spinte rialziste innescate dal fermo di alcuni gruppi nucleari francesi. A fronte di un'offerta di energia elettrica sostanzialmente invariata, i volumi scambiati nel Mercato del Giorno Prima segnano una modesta crescita (+0,6%) sostenuta, sul lato acquisti, da esportazioni record (+64,9%) tutte concentrate, per il suddetto fenomeno, negli ultimi mesi dell'anno. Sul lato vendite, per contro, crollano

ai minimi storici le importazioni dall'estero favorendo la ripresa delle vendite dei produttori nazionali (+3,3%) che, dai minimi storici del biennio 2014-2015, si riportano sui livelli del 2013. In evidenza soprattutto gli impianti a gas (+18,6%), e tra le rinnovabili, la fonte eolica (+6,4%). La liquidità del mercato guadagna oltre 2 punti percentuali sul 2015 e si attesta al 70,0%, livello superato una sola volta nel 2013. Il Mercato infragiornaliero mostra ancora una decisa crescita in termini di volumi, (+12,1%) con livelli di prezzo allineati e dinamiche strettamente correlate al più importante mercato a pronti (MGP). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, il prodotto più scambiato, l'Annuale 2017 baseload, chiude il periodo di trading a 44,73 €/MWh. Nella Piattaforma conti energia a termine il sensibile calo delle transazioni registrate (-8,4%) conferma e rafforza il cambio di tendenza manifestatosi nel 2015.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con una flessione di 9,53 €/MWh (-18,2%) rispetto all'anno precedente, si porta a 42,78 €/MWh, riavviando un tendenza ribassista iniziata nel 2013 che pareva esaurita nel 2015 (Tabella 1, Grafico 1). Analoghe dinamiche si osservano nei gruppi di ore, dove il PUN scende di 10,94 €/MWh (-18,5%) nelle ore di picco e di 8,73 €/MWh (-18,0%) nelle ore fuori picco, attestandosi sui minimi storici pari

rispettivamente a 48,34 e 39,85 €/MWh. Il rapporto prezzo picco/baseload si conferma a 1,13 in linea con i bassi livelli del quinquennio precedente. Il prezzo orario massimo, pari a 150,00 €/MWh, si registra alle ore 19 di martedì 15 novembre; il prezzo orario più basso, pari a 10,94 €/MWh, alle ore 14 di domenica 27 marzo. In crescita invece la volatilità del prezzo di acquisto (Coefficiente di Variazione CV = 0,30; + 5 punti percentuali).

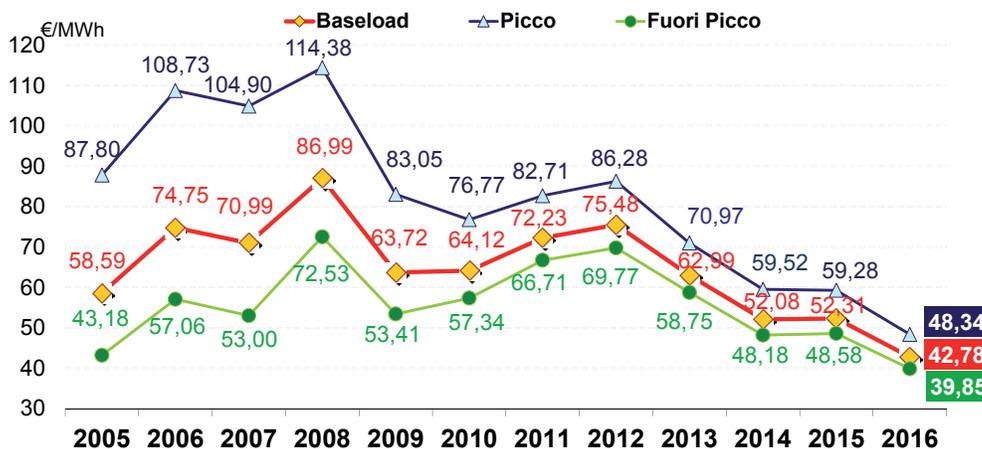
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Var vs 2015		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2015	MWh	Var vs 2015		
Baseload	42,78	52,31	-9,53	-18,2%	23.090	3,9%	32.980	0,6%	70,0%	67,8%
<i>Picco</i>	48,34	59,28	-10,94	-18,5%	28.148	3,0%	40.020	0,9%	70,3%	68,9%
<i>Fuori picco</i>	39,85	48,58	-8,73	-18,0%	20.435	4,8%	29.285	1,2%	69,8%	67,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

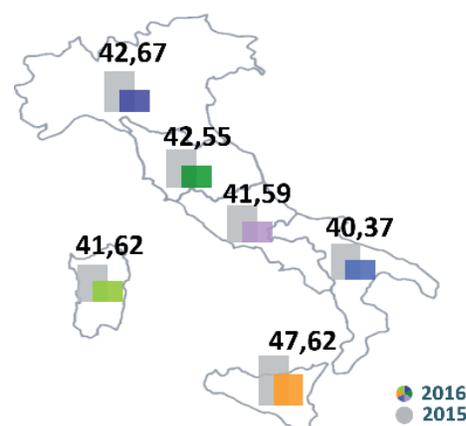
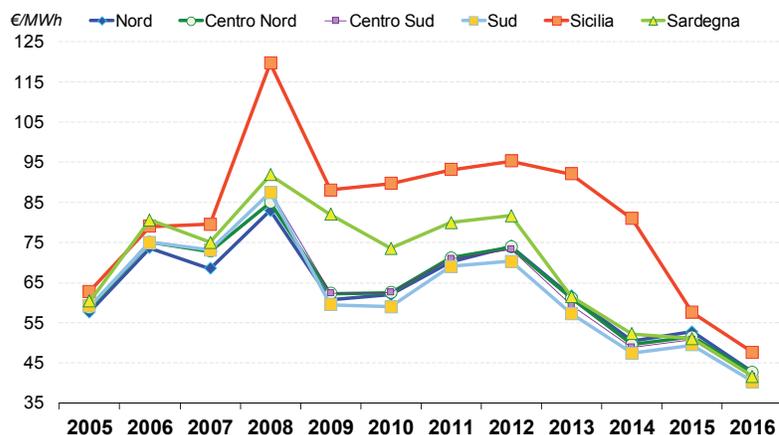


I prezzi di vendita, ovunque in consistente ribasso sull'anno precedente (-17/-19%), scendono ai minimi storici in tutte le zone, oscillando tra i 40,37 €/MWh del Sud, che si conferma per l'ottavo anno consecutivo la zona dal prezzo più basso, e 47,62 €/MWh della Sicilia. Pur considerando il notevole impatto che le tensioni

sui prezzi delle borse europee, nell'ultimo scorcio del 2016, hanno avuto sulle nostre zone centro settentrionali, si consolida, nella media annuale, la convergenza dei prezzi di vendita zonali favorita, per quanto riguarda la Sicilia, anche dalla messa in servizio a maggio 2016 del cavo Sorgente Rizziconi (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima registrano un contenuto aumento rispetto all'anno precedente portandosi a 289,7 milioni di MWh (+0,6%). Più decisa, invece, la ripresa dei volumi scambiata nella borsa elettrica saliti a 202,8 milioni di MWh (+3,9%), livello più alto degli ultimi sette anni, se si esclude il picco del 2013; la crescita appare supportata dagli operatori non istituzionali nazionali (+14,4%) sul lato vendita e

dall'Acquirente Unico (+28,2%) e dalle esportazioni (+67,5%) sul lato acquisto. In calo, per contro, gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, scesi a 86,9 milioni di MWh (-6,4%) e prossimi al minimo storico del 2013. Pertanto la liquidità del mercato guadagna 2,2 punti percentuali e si porta a 70,0%, livello superato una sola volta in passato e sempre nel 2013 (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	202.824.699	3,9%	70,0%
Operatori	128.373.861	14,4%	44,3%
GSE	36.280.636	-9,3%	12,5%
Zone estere	38.170.202	-11,1%	13,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Contratti bilaterali	86.876.007	-6,4%	30,0%
Zone estere	6.539.204	-17,1%	2,3%
Zone nazionali	80.336.803	-5,4%	27,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	289.700.706	0,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	212.692.097	-0,5%	
OFFERTA TOTALE	502.392.802	0,2%	

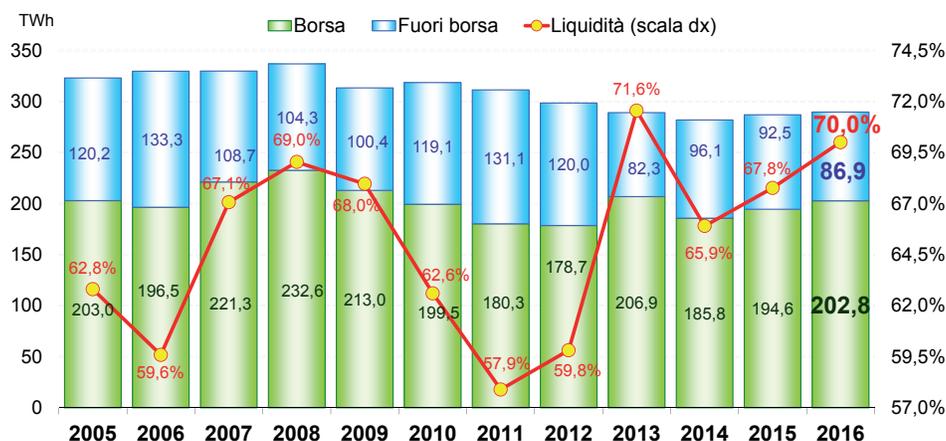
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	202.824.699	3,9%	70,0%
Acquirente Unico	40.585.787	28,2%	14,0%
Altri operatori	106.844.012	-0,9%	36,9%
Pompaggi	139.705	28,8%	0,0%
Zone estere	7.236.069	67,5%	2,5%
Saldo programmi PCE	48.019.126	-6,2%	16,6%
Contratti bilaterali	86.876.007	-6,4%	30,0%
Zone estere	33.509	-62,6%	0,0%
Zone nazionali AU	17.594.352	-39,7%	6,1%
Zone nazionali altri operatori	117.267.272	2,2%	40,5%
Saldo programmi PCE	-48.019.126	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	289.700.706	0,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	11.761.237	-35,4%	
DOMANDA TOTALE	301.461.943	-1,5%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 282,4 milioni di MWh, segnano una lieve flessione sull'anno precedente (-0,4%) scontando opposte dinamiche zonali: in crescita gli acquisti delle zone centrali del continente (+5,9% il Centro Nord, +2,3% il Centro Sud) e della Sicilia (+5,7%), in calo gli acquisti delle altre zone, in evidenza il Sud con -12,3%. In aumento anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) che, favoriti dai più alti prezzi delle borse estere limitrofe nell'ultima parte dell'anno, segnano il massimo storico a 7,3 milioni di MWh (+64,9%), aggiornando il precedente record del 2008 (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione

nazionali, con un aumento del 3,3% rispetto al 2015, si portano a 245,0 milioni di MWh, valore più alto degli ultimi quattro anni; la crescita si concentra al Nord e nelle zone centrali della penisola (complessivamente +8,6%). Calano invece le vendite in tutte le altre zone, tra cui si pone ancora in evidenza il Sud (-7,9%). Le vendite sulle zone estere (importazioni), con un calo del 12,0% dal picco del 2015, crollano al minimo storico di 44,7 milioni di MWh (-12,0%); anche per le importazioni la contrazione si manifesta negli ultimi mesi dell'anno innescata dalle suddette tensioni sui prezzi delle borse elettriche d'oltralpe (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	243.002.248	27.664	+5,4%	119.294.339	13.581	+8,5%	155.329.937	17.683	-0,6%
Centro Nord	29.216.811	3.326	-3,0%	18.941.860	2.156	+5,6%	29.858.863	3.399	+5,9%
Centro Sud	54.185.995	6.169	-6,4%	32.074.478	3.651	+10,7%	46.158.881	5.255	+2,3%
Sud	72.999.573	8.311	-6,6%	50.282.104	5.724	-7,9%	25.716.136	2.928	-12,3%
Sicilia	38.132.865	4.341	+11,4%	14.761.105	1.680	-6,7%	16.618.868	1.892	+5,7%
Sardegna	18.664.766	2.125	+3,8%	9.637.413	1.097	-2,0%	8.748.441	996	-1,6%
Totale nazionale	456.202.259	51.936	+1,6%	244.991.300	27.891	+3,3%	282.431.127	32.153	-0,4%
Estero	46.190.543	5.258	-12,4%	44.709.406	5.090	-12,0%	7.269.578	828	+64,9%
Sistema Italia	502.392.802	57.194	+0,2%	289.700.706	32.980	+0,6%	289.700.706	32.980	+0,6%

Nel 2016 le vendite da impianti a fonte rinnovabile, pari a 88,1 milioni di MWh, segnano un nuovo calo (-1,8%), ma più contenuto rispetto a quello registrato nel 2015 (-11,4%). La flessione interessa la fonte idraulica (-0,7%) ma soprattutto la fonte "Solare ed altre" (-7,9%) le cui vendite scendono sotto i 25 milioni di MWh. Tra le fonti tradizionali, al calo del carbone (-8,5%) e degli altri

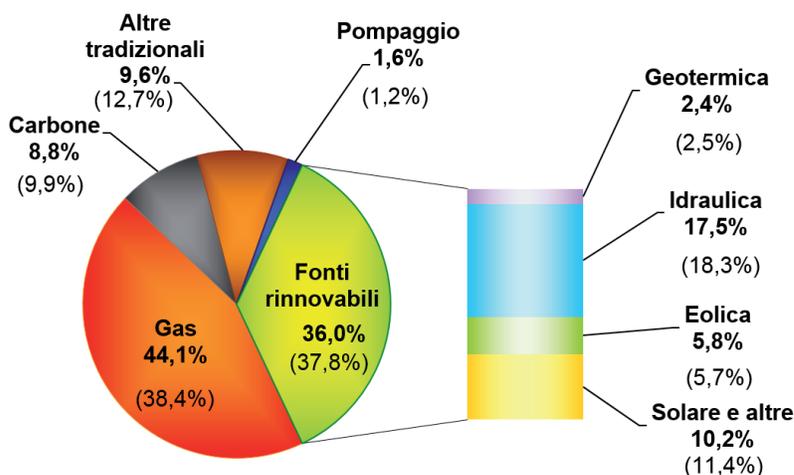
combustibili (-21,8%), si contrappone la performance delle vendite degli impianti a gas che, ripartendo dal minimo storico del 2014, esibiscono per il secondo anno consecutivo una crescita attorno al 20% (Tabella 5). Pertanto la quota degli impianti a gas sale al 44,1% (38,4% nel 2015), mentre quella delle fonti rinnovabili scende al 36,0% (37,8% nel 2015) (Grafico 4 e 5).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

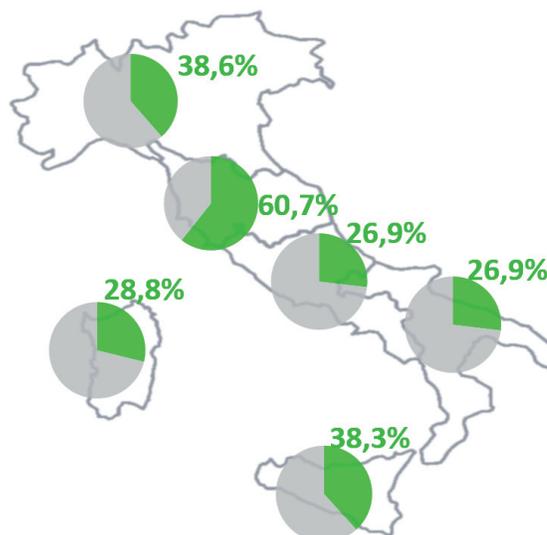
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.940	+15,1%	848	+18,5%	2.638	+18,9%	4.184	-10,2%	1.038	-9,3%	781	-6,1%	17.429	+5,8%
Gas	6.004	+24,3%	763	+24,0%	1.024	+56,4%	3.069	+13,1%	923	-12,4%	526	+3,0%	12.310	+18,6%
Carbone	833	-18,3%	1	-57,1%	1.411	+3,1%	-	-	-	-	199	-28,9%	2.443	-8,5%
Altre	1.103	+5,0%	84	-14,1%	204	+4,6%	1.115	-42,8%	115	+27,4%	56	+34,2%	2.676	-21,8%
Fonti rinnovabili	5.240	-2,2%	1.308	-1,4%	980	-4,3%	1.540	-0,9%	643	-2,3%	316	+10,3%	10.028	-1,8%
Idraulica	3.566	-2,3%	352	+7,7%	409	-5,6%	376	+12,4%	140	-3,6%	49	+22,9%	4.891	-0,7%
Geotermica	-	-	671	+0,5%	-	-	0	-	-	-	-	-	671	+0,5%
Eolica	5	-46,1%	17	+19,3%	278	+10,5%	774	+5,3%	371	+3,2%	180	+14,8%	1.625	+6,4%
Solare e altre	1.669	-1,8%	269	-15,6%	293	-13,6%	391	-19,6%	132	-13,9%	87	-3,3%	2.841	-7,9%
Pompaggio	401	+53,7%	-	-100,0%	33	-41,1%	-	-	0	+194,0%	0	-65,8%	434	+36,6%
Totale	13.581	+8,5%	2.156	+5,6%	3.651	+10,7%	5.724	-7,9%	1.680	-6,7%	1.097	-2,0%	27.891	+3,3%

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

Nel 2016 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.364 MWh, di cui 1.729 MWh sul confine francese (-4,6% sul 2015), 184 MWh su quello austriaco (-2,7%) e 451 MWh su quello sloveno (+1,0%), con un flusso complessivo di energia prevalentemente in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) aumenta sulla frontiera francese (+4,6%) e slovena (+3,6%), mentre diminuisce su quella austriaca (-5,6%). Nel 2016 il market

coupling alloca il 64,4% della capacità disponibile sul confine francese (62,0% nel 2015), il 74,0% sul confine austriaco (61,8% nel 2015), ed il 75,0% su quello sloveno (81,4 % nel 2015). Si riduce ovunque invece la quota della capacità nominata con asta esplicita, fino a quasi sparire nella frontiera slovena (0,6%). Infine sul confine francese e sloveno la quota di NTC non utilizzata cresce e supera il 20%, mentre si conferma residuale sul confine austriaco (2,6%) (Grafico 6).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

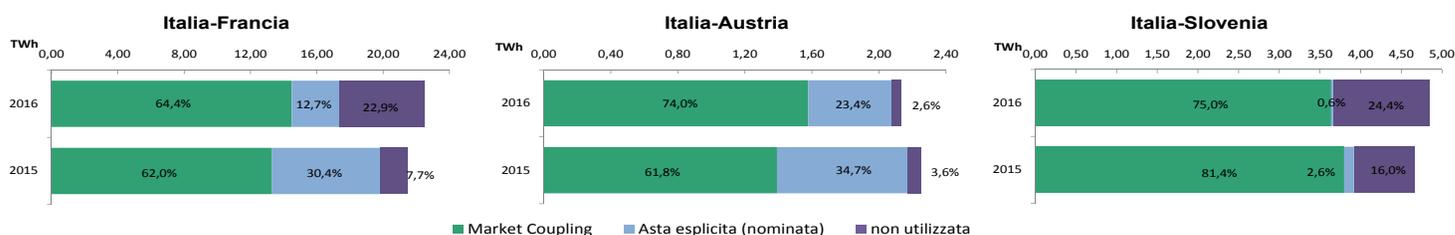
Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia-Francia	2.232 (1.980)	1.845 (1.836)	89,4% (93,2%)	64,8% (83,9%)	1.341 (1.417)	718 (659)	10,2% (1,9%)	3,9% (0,4%)
Italia-Austria	186 (190)	185 (189)	97,0% (94,4%)	96,4% (99,1%)	157 (156)	111 (108)	1,7% (0,5%)	1,5% (0,4%)
Italia-Slovenia	549 (521)	479 (461)	86,4% (93,9%)	55,2% (64,4%)	651 (660)	270 (192)	13,3% (5,5%)	1,4% (0,3%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente;

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel 2016, i prezzi di acquisto Mercato Infragiornaliero (MI) segnano un consistente calo sull'anno precedente (-18/-19%) e si attestano sui livelli più bassi di sempre in tutte sessioni. MI1 fissa il prezzo più basso con 42,01 €/MWh, MI5 quello più alto con 47,42 €/MWh. Il confronto con il PUN (MGP) rivela, a parità di ore, prezzi inferiori in tutte le sessioni di MI (il delta maggiore su MI4: -3,9%). Nel confronto con l'anno precedente vanno tuttavia considerate le modifiche al mercato infragiornaliero avviate

da febbraio 2015 (estensione dei periodi rilevanti di MI3 e MI4, introduzione di MI5) (Tabella 7 e Grafico 7). I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero si confermano in netta espansione per il secondo anno di fila (+9,3% nel 2015, +12,1% nel 2016) e salgono al massimo storico di 28,0 milioni di MWh. A trainare la crescita principalmente le prime due sessioni (+16,2% MI1, +12,9% MI2) che risultano anche le più liquide con il 62,8% del totale scambiato (Tabella 7 e Grafico 7).

Tabella 7: MI, prezzi medi e confronto con MGP

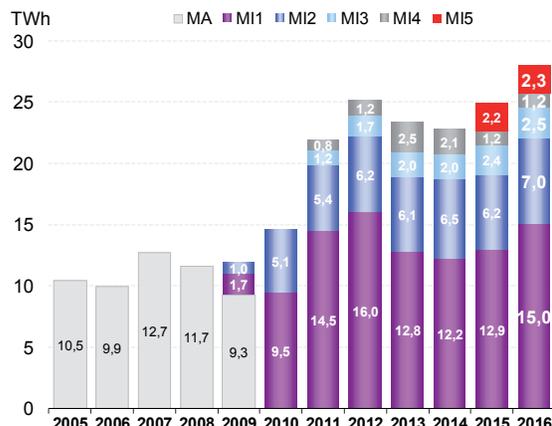
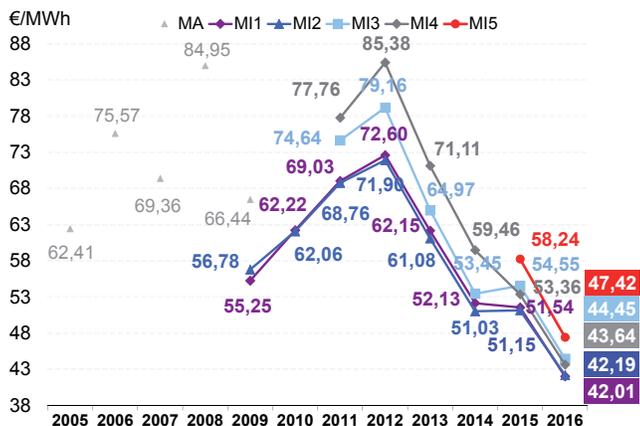
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2016	2015	variazione	2016	2015	variazione
MGP (1-24 h)	42,78	52,31	-18,2%	32.980	32.778	+0,6%
MI1 (1-24 h)	42,01 (-1,8%)	51,54	-18,5%	1.712	1.474	+16,2%
MI2 (1-24 h)	42,19 (-1,4%)	51,15	-17,5%	793	703	+12,9%
MI3 (9-24 h)	44,45 (-2,5%)	54,55	-18,5%	426	421	+1,3%
MI4 (13-24 h)	43,64 (-3,9%)	53,36	-18,2%	273	290	-5,7%
MI5 (17-24 h)	47,42 (-0,9%)	58,24	-18,6%	788	865	-9,0%

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

Grafico 7: MA/MI, prezzi medi e volumi scambiati

Fonte: GME



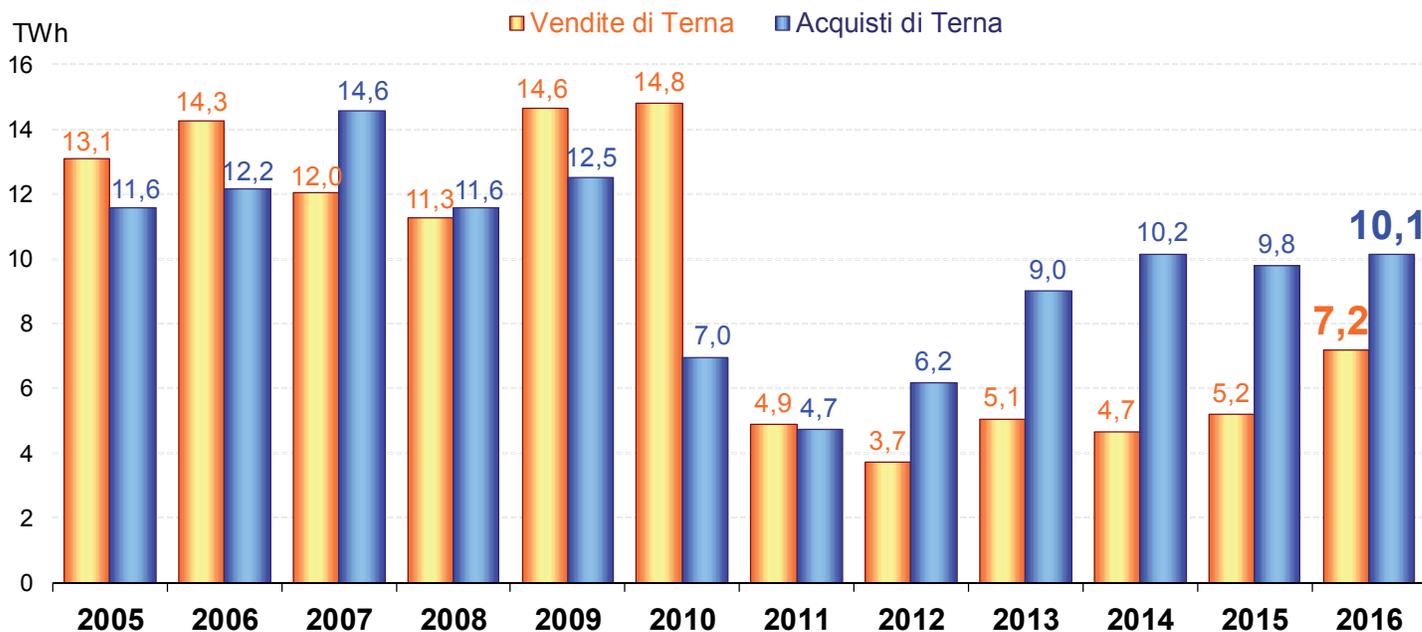
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel 2016, sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna, pari a 10,1 milioni di MWh, si confermano in linea con il biennio precedente e significativamente superiori alle vendite (del mercato

a scendere) come accade ormai dal 2012. Le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 7,2 milioni di MWh, aumentano invece del 38,1% sull'anno precedente, attestandosi ai massimi dal 2011 (Grafico 8).

Grafico 8: MSD ex ante, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2016, sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), si assiste, per il secondo anno di fila, alla totale assenza delle registrazioni di transazioni O.T.C. ed alla drastica riduzione delle negoziazioni scese a 85 (252 nel 2015) in cui si sono scambiati 411 contratti (1.004 nel 2015), pari a 1,1 milioni di MWh (5,1 milioni di MWh nel 2015). Le posizioni aperte a

fine anno ammontano a 709.209 MWh (-81,7%) (Tabella 8 e Grafico 9). Il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni è l'Annuale 2017, con il 20,0% dei contratti scambiati, che chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 44,73 €/MWh per il baseload e 49,78 €/MWh per il peakload ed una posizione aperta complessiva di 0,7 TWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2016

Fonte: GME

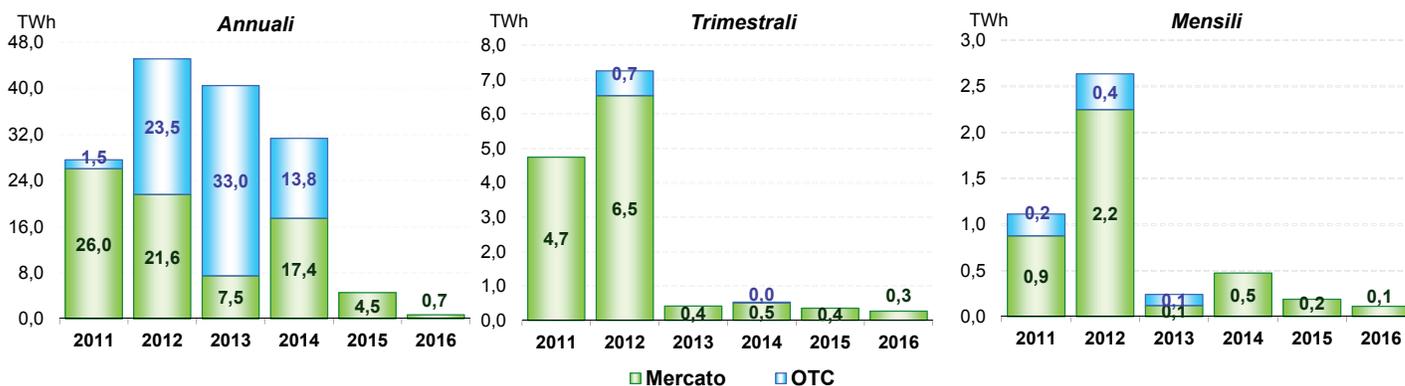
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	31	-17	145	-95	105.940	-39,3%	-	-	-	-	-	-	105.940	-39,3%
<i>Trimestrali</i>	21	+0	101	-44	221.269	-30,4%	-	-	-	-	-	-	221.269	-30,4%
<i>Annuali</i>	21	-149	77	-437	674.520	-85,1%	-	-	-	-	-	-	674.520	-85,1%
Totale	73	-166	323	-576	1.001.729	-80,0%	-	-	-	-	-	-	1.001.729	-80,0%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	5	-3	25	-25	6.480	-49,8%	-	-	-	-	-	-	6.480	-49,8%
<i>Trimestrali</i>	6	+3	58	+13	45.240	28,7%	-	-	-	-	-	-	45.240	28,7%
<i>Annuali</i>	1	-1	5	-5	15.600	-50,2%	-	-	-	-	-	-	15.600	-50,2%
Totale	12	-1	88	-17	67.320	-15,2%	-	-	-	-	-	-	67.320	-15,2%

TOTALE	85	-167	411	-593	1.069.049	-79,0%	-	-	-	-	-	-	1.069.049	-79,0%
---------------	-----------	-------------	------------	-------------	------------------	---------------	---	---	---	---	---	---	------------------	---------------

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Inella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, consolidando il calo dell'anno precedente che ha posto fine ad una lunga fase espansiva, segnano una nuova e decisa flessione portandosi a 350,5 milioni di MWh (-8,4%). Nel dettaglio, per la prima volta dall'avvio della piattaforma le transazioni derivanti da contratti bilaterali segnano un calo

su base annua e scendono a 345,9 milioni di MWh (-1,9%). I contratti non-standard sono ancora i più utilizzati dagli operatori (67,0% del totale), pressoché stabili sull'anno precedente (+0,2%). In calo invece i contratti standard (-6,1%), tra cui quelli con profilo baseload si confermano i più diffusi.

Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2016 i consumi di gas naturale, con una crescita del 4,9% sull'anno precedente, raggiungono 70,4 miliardi di mc, confermando l'inversione di tendenza che nel 2015 aveva interrotto una lunga fase discendente. A sostenere la ripresa soprattutto i consumi del settore termoelettrico che, favoriti sia dalla contrazione dell'offerta rinnovabile nazionale che dal calo delle importazioni di energia elettrica dall'estero, mettono a segno un +12,1% e si portano a 23,3 miliardi di mc. I consumi del settore industriale interrompono una lunga fase regressiva e salgono a 13,4 miliardi di mc con la migliore performance degli ultimi sette anni (+4,4%). Stabili, invece, sui livelli del 2015, i consumi del settore civile pari a 31,4 miliardi di mc (-0,5%). Nei sistemi di stoccaggio le iniezioni raggiungono il livello record di 11,2 miliardi di mc. Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale a 5,6 miliardi di mc (-13,7%), mentre le importazioni di gas

naturale, pari a 65,0 miliardi di mc, aumentano del 6,6%. Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio salgono ai livelli più alti dell'ultimo decennio con 11,0 miliardi di mc (+3,7%). Pressoché invariata invece la giacenza di gas stoccato nell'ultimo giorno dell'anno (+0,5%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 47,5 milioni di MWh (49,2 milioni di MWh nel 2015). Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento, che ha interrotto la sua attività a fine settembre, si conferma ancora il più liquido, con prezzi ai minimi storici e in linea con le quotazioni al PSV. Si segnala, infine, la decisa ripresa degli scambi sui mercati a pronti (con volumi sette volte superiori rispetto all'anno precedente) a seguito della nuova normativa in vigore da ottobre 2016 che ha avviato la fase transitoria del nuovo sistema di bilanciamento.

IL CONTESTO

Nel 2016, i consumi di gas naturale, rafforzando il cambio di tendenza del 2015, registrano un nuovo rialzo (+4,9%) attestandosi a 70.396 milioni di mc (745,0 TWh). I consumi del settore civile, anche per le più miti temperature invernali, scendono lievemente a 31.434 milioni di mc (-0,5%). I consumi del settore termoelettrico, invece, beneficiando della pesante contrazione della produzione rinnovabile e delle importazioni di energia elettrica ai minimi storici, si portano sul valore più alto degli ultimi quattro anni a 23.336 milioni di mc in decisa crescita per il secondo anno consecutivo (+12,1%). Inversione di tendenza per i consumi del settore industriale, anch'essi ai massimi degli ultimi quattro anni, con 13.357 milioni di mc (+4,4%). In aumento anche le esportazioni, pari a 2.269 milioni di mc (+19,3%); mentre le iniezioni nei sistemi di stoccaggio aggiornano il massimo storico con 11.188 milioni di mc (+2,6%).

Dal lato offerta la produzione nazionale, con una flessione del 13,7%, scende a 5.567 milioni di mc, mentre le importazioni

di gas naturale, confermandosi in crescita, si attestano a 65.029 milioni di mc (+6,6%). Tra i punti di entrata, aumentano le importazioni di gas algerino a Mazara, con volumi più che raddoppiati rispetto al 2015 (18.872 mln mc, +159,8%). In flessione, invece, le importazioni dagli altri punti di entrata comprese quelle provenienti dalla Russia a Tarvisio (28.235 mln mc, -5,9%) che restano comunque le più importanti. Tra i terminali GNL in calo Cavarzere con 5.721 milioni di mc immessi in rete (-1,6%); in crescita, invece, i rigassificatori di Livorno e Panigaglia, seppure con quantità modeste. In aumento anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio che si portano sul valore più alto degli ultimi undici anni con 10.988 milioni di mc (+3,7%); la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 9.033 milioni di mc, in lieve aumento rispetto allo stesso giorno del 2015 (+0,5%).

La quotazione annuale del gas naturale al PSV, in flessione di 6,29 €/MWh (-28,4%) rispetto al 2015, scende a 15,85 €/MWh, ai minimi dal 2010.

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2016

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	65.029	688,2	+6,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	18.872	199,7	+159,8%
Tarvisio	28.235	298,8	-5,9%
Passo Gries	6.695	70,9	-37,2%
Gela	4.807	50,9	-32,5%
Gorizia	5	0,0	-76,5%
Panigaglia (GNL)	216	2,3	+297,8%
Cavarzere (GNL)	5.721	60,6	-1,6%
Livorno (GNL)	478	5,1	+1134,5%
Produzione Nazionale	5.567	58,9	-13,7%
Erogazioni da stoccaggi	10.988	116,3	+3,7%
TOTALE IMMESSO	81.584	863,4	+4,6%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	68.127	721,0	+4,5%
Industriale	13.357	141,4	+4,4%
Termoelettrico	23.336	247,0	+12,1%
Reti di distribuzione	31.434	332,7	-0,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.269	24,0	+19,3%
TOTALE CONSUMATO	70.396	745,0	+4,9%
Iniezioni negli stoccaggi	11.188	118	+2,6%
TOTALE PRELEVATO	81.584	863,4	+4,6%

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

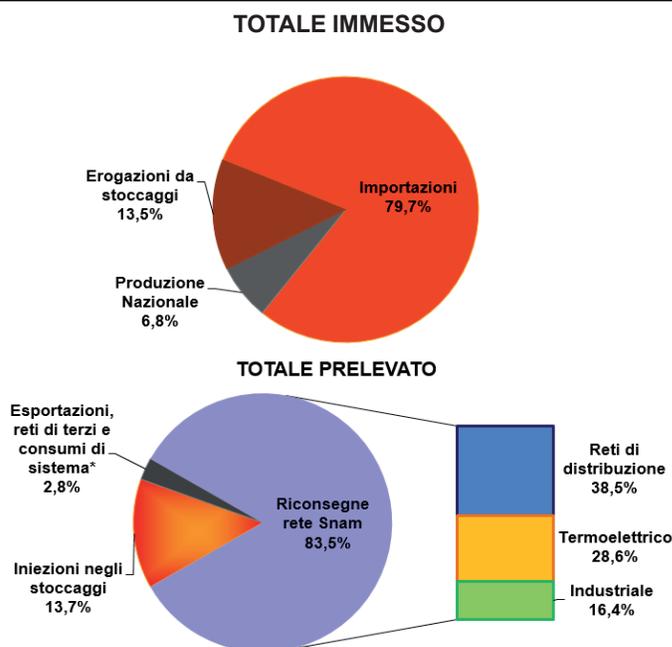
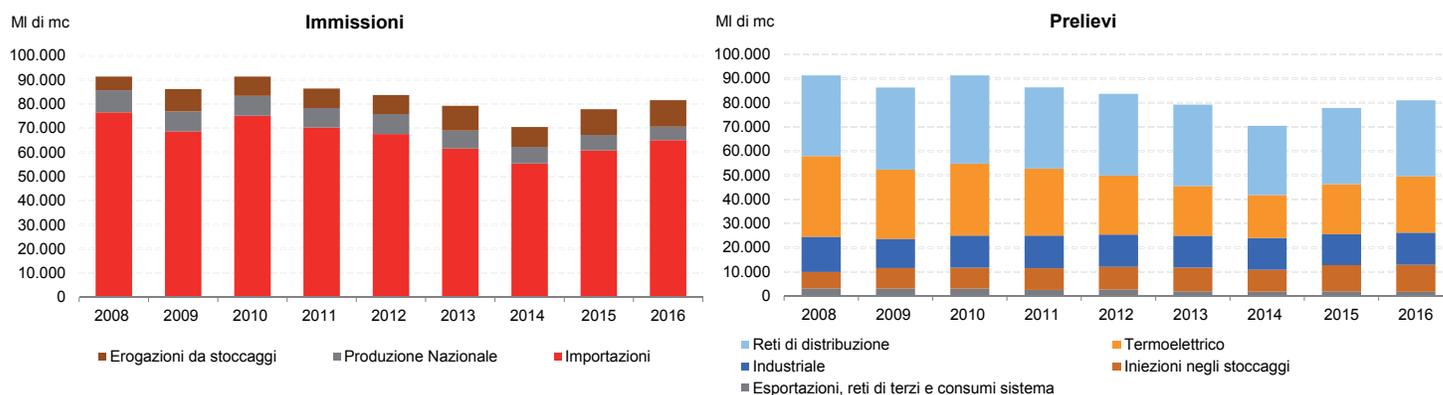


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel 2016 nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 47,5 milioni di MWh, pari al 6,4% della domanda complessiva di gas naturale (6,9% nel 2015), la maggior parte dei quali (64,4%) nel comparto G+1 della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (PB-GAS).

Va segnalato che a decorrere dal giorno gas 1° ottobre 2016 sono entrati in vigore la nuova Disciplina del mercato del gas naturale ed il nuovo Regolamento della Piattaforma per

il Bilanciamento del Gas (Regolamento PB-Gas), modificati al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1 della delibera 312/2016/R/GAS che prevede anche la cessazione dell'attività dei due comparti G+1 e G-1 e l'avvio del Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) e del Mercato dei Prodotti Locali (MPL).

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi con consegna nel 2016

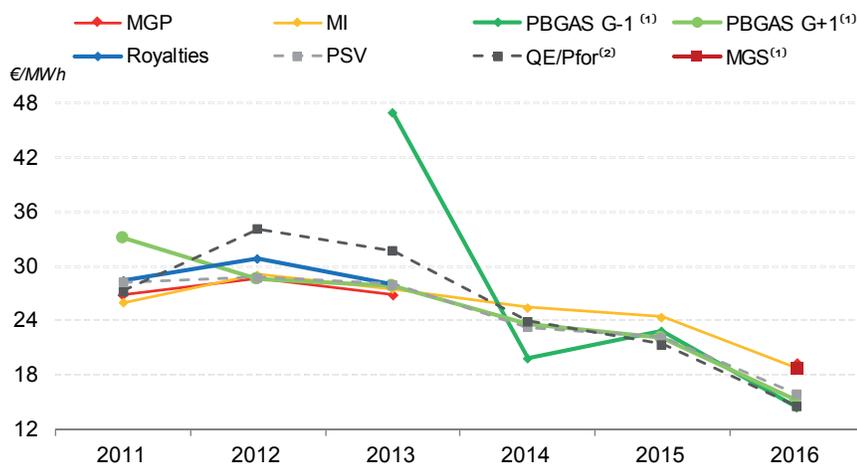
Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	19,26	-	15,63	24,50	334.930
MI	18,72	(24,38)	13,38	26,50	7.089.717
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS*					
Comparto G-1	14,46	(22,92)	0,00	27,71	6.218.251
Comparto G+1	15,11	(22,12)	13,23	17,62	30.568.460
MGS	18,69	-	16,00	20,55	3.269.012
MPL	-	-	-	-	-

* Per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi del 2016, per MGS e MPL agli ultimi tre
Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters



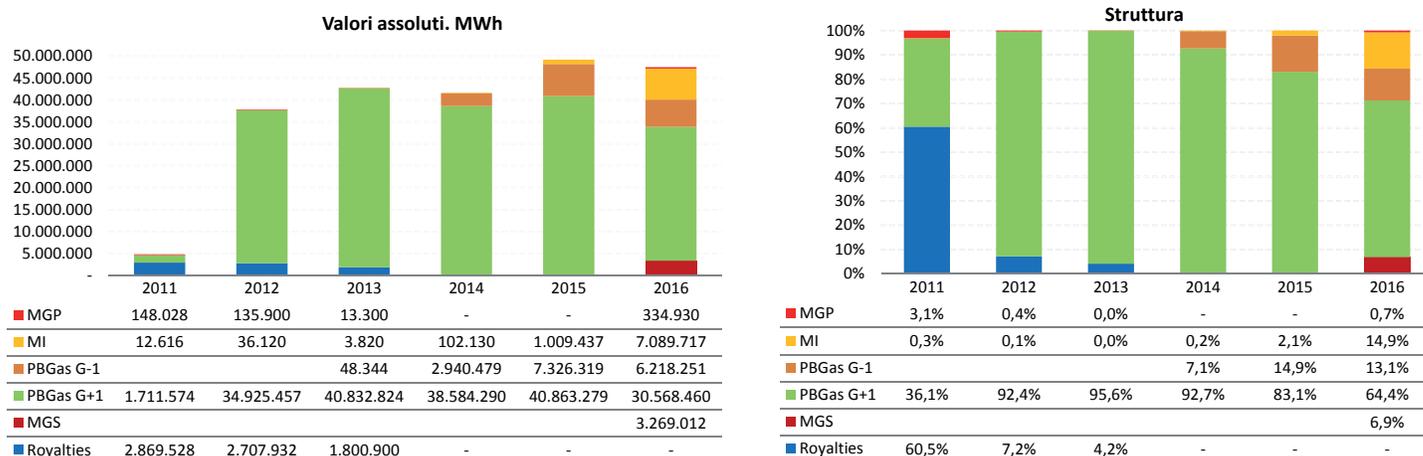
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor** un indice

(¹) Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre

(²) Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 4: Mercati del gas naturale, volumi

Fonte: dati GME

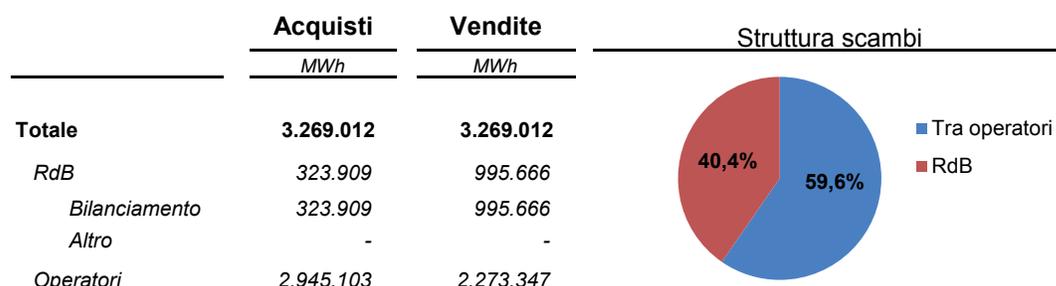


Nel contesto del nuovo quadro normativo nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), dopo due anni di inattività, sono stati scambiati 0,3 milioni di MWh, tutti negli ultimi tre mesi, ad un prezzo medio di 19,26 €/MWh, in linea con la quotazione al PSV nello stesso periodo (19,15 €/MWh). Anche nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) le transazioni registrate, pari a 7,1 milioni di MWh, segnano un deciso incremento sull'anno precedente evidenziando, anche in questo caso, un significativo incremento della liquidità nell'ultima parte dell'anno in cui si sono concentrati oltre il 97,4% dei volumi. Il prezzo medio si è attestato a 18,72 €/MWh in flessione del

23,2% sul 2015. Nei primi tre mesi di operatività del nuovo Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PBGas sono stati scambiati 3,3 milioni MWh. I volumi scambiati tra operatori, pari a 1,9 milioni di MWh, hanno rappresentato il 59,6% del totale scambiato, mentre l'attività di SRG ha movimentato 1,0 milione di MWh sul lato vendite e 0,3 milioni di MWh sul lato acquisti. Il prezzo medio mensile si è attestato a 18,69 €/MWh, lievemente inferiore alla quotazione al PSV nell'ultimo trimestre. Nel nuovo Mercato dei Prodotti Locational (MPL) per il quale è prevista l'attivazione delle sessioni a "chiamata" da parte di SNAM rete gas, non è stata attivata alcuna sessione.

Figura 5: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS). Ott-Dic 2016

Fonte: dati GME



Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), che ha cessato la sua attività a fine settembre, si sono scambiati 30,6 milioni di MWh (ovvero il 64,4% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gestiti dal GME), in aumento del 4,6% rispetto ai primi nove mesi del 2015. Ancora in calo, invece, il prezzo medio che nei primi nove mesi dell'anno si attesta a 15,11 €/MWh, con un calo del 34,5% rispetto allo stesso periodo del 2015 e pressoché in linea con la quotazione al PSV (14,76 €/MWh nello stesso periodo). Nei 124 giorni, sui 274, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento

Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 13,5 milioni di MWh, in crescita del 2,5%, di cui il 68,7%, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 15,04 €/MWh (-34,4%). Nei restanti 150 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 17,0 milioni di MWh (+6,3%), di cui il 71,6% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 15,17 €/MWh (-34,6%). Complessivamente il 70,3% dei volumi scambiati (21,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 29,7% (9,1 milioni MWh) da scambi tra operatori.

Tabella 3: Piattaforma di Bilanciamento Comparto G + 1. Gen-Sett 2016

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)			
			positivo		negativo	
	Prezzo. €/MWh		n.giorni 124/274		n.giorni 150/274	
Prezzo. €/MWh	15,11	(-34,5%)	15,04	(-34,4%)	15,17	(-34,6%)
Acquisti. MWh	30.568.460	(+4,6%)	13.538.670	(+2,5%)	17.029.790	(+6,3%)
RdB	12.193.306	(+4,0%)			12.193.306	(+6,5%)
Operatori	18.375.154	(-25,3%)	13.538.670	(+2,5%)	4.836.485	(+6,0%)
Vendite. MWh	30.568.460	(+4,6%)	13.538.670	(+2,5%)	17.029.790	(+6,3%)
RdB	9.306.819	(+10,1%)	9.306.819	(+6,9%)		
Operatori	21.261.640	(-27,1%)	4.231.850	(-6,0%)	17.029.790	(+6,3%)
Partecipazione al mercato						
	Totale		lato acquisto		lato vendita	
Operatori attivi. N°	70	(+1)	68	(+4)	58	(-5)

* Tra parentesi la variazione con lo stesso periodo dell'anno precedente

Nel Comparto G-1, anch'esso attivo solo nei primi nove mesi dell'anno, sono stati scambiati 6,2 milioni di MWh in crescita del 22,8%, ad un prezzo medio di 14,46 €/MWh quasi dimezzato rispetto allo stesso periodo del 2015. Gli scambi si sono distribuiti sulle zone Stogit (1,9 milioni di MWh), Import

(1,8 milioni di MWh), LNG (1,4 milioni di MWh) ed Edison stoccaggio (1,1 milioni di MWh). Nessuno scambio sulla zona G+N (erano 0,7 milioni di MWh nello stesso periodo del 2015). I prezzi sono variati tra 14,28 €/MWh della zona Edison Stoccaggio e 16,11 €/MWh di G+1.

Tabella 3: Piattaforma di Bilanciamento Comparto G - 1. Gen-Sett 2016

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo. €/MWh	14,35 (24,60)	14,28 (20,10)	14,56 (22,71)	15,31 (23,41)	16,11 (25,57)	- (25,53)	14,46 (23,66)
Volumi. MWh	1.792.045 (858.249)	1.094.936 (111.479)	1.412.614 (785.641)	1.895.010 (2.010.994)	23.646 (605.876)	- (671.806)	6.218.251 (5.044.045)
Operatori. N.	13 10	6 5	1 1	30 30	2 20	- 17	1 1

Tra parentesi i valori dello stesso periodo dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il 2016 segna l'ennesimo ribasso tendenziale delle quotazioni medie annue registrate dalle principali commodities energetiche europee, scese in maniera piuttosto generalizzata al loro livello più basso dal 2010. Le dinamiche osservate in corso d'anno mostrano tuttavia una lieve ma progressiva ripresa dei prezzi dai valori minimi toccati a gennaio, che si

consolida anche nelle aspettative moderatamente rialziste espresse dai futures per il 2017. Particolarmente significativa la crescita rilevata nel corso dell'ultimo trimestre sulle borse del gas e dell'energia elettrica, fenomeno in quest'ultimo caso parzialmente connesso alle tensioni manifestatesi nel mercato francese.

Le dinamiche tendenziali ribassiste osservate nell'ultimo triennio sui riferimenti internazionali del petrolio si consolidano nel 2016, durante il quale si osserva tuttavia una progressiva moderata ripresa delle quotazioni dai valori minimi di gennaio al massimo di dicembre. In Europa, in particolare, il prezzo del Brent scende a 43 \$/bbl (-17%), oscillando tra i 30 \$/bbl di inizio anno e i 53 \$/bbl toccati nella parte conclusiva del 2016. L'andamento infra-annuale si riflette anche sulle aspettative dei mercati a termine, lievemente rialziste per il 2017. Andamenti analoghi interessano le quotazioni dei derivati petroliferi che si attestano in media annua sui 391 \$/MT per il gasolio (-20% sul 2015) e sui 205 \$/MT per l'olio combustibile (-20%), con prospettive di crescita per il prossimo anno stimate attorno ad alcuni punti percentuali rispetto alle quotazioni di dicembre.

Unica eccezione al generalizzato panorama ribassista si osserva

sul mercato del carbone, il cui prezzo interrompe nel 2016 la serie quadriennale di riduzioni, posizionandosi in Europa sui 58 \$/MT (+2%). La dinamica appare conseguenza di una spinta progressiva alimentatasi nel corso dell'anno che ha portato tra novembre e dicembre le quotazioni sui livelli mensili più alti dal 2013, all'apice di una ripresa che i mercati a termine sembrano gradualmente spegnere nel 2017.

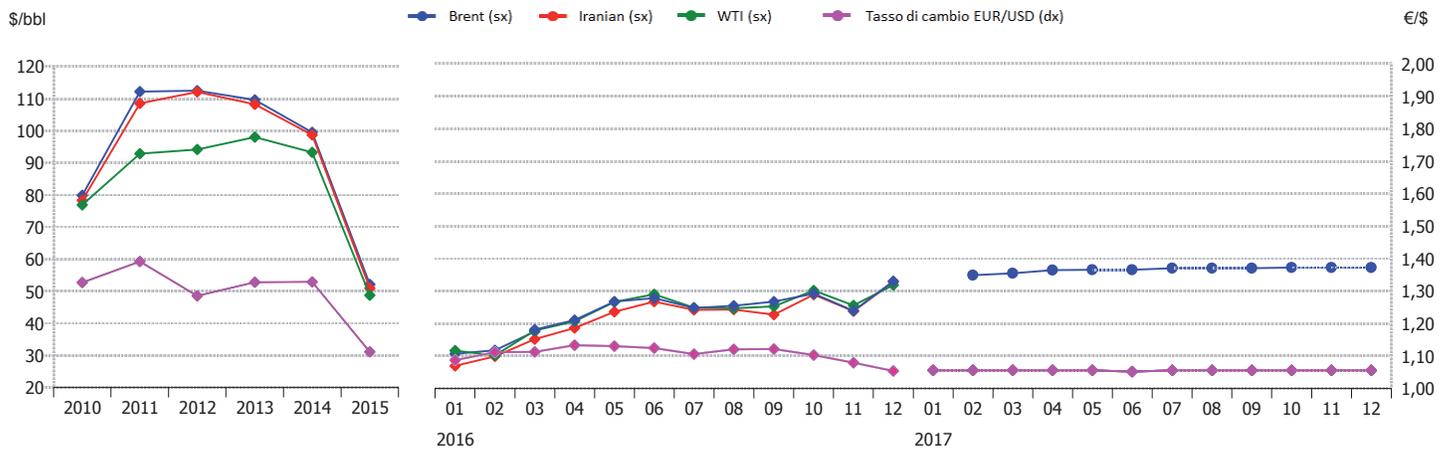
Sulle importazioni in Europa dei combustibili sopracitati non ha influito il tasso di cambio EUR/USD, la cui media annuale di 1,1 rimane perfettamente stabile rispetto all'anno scorso, non alterando le variazioni tendenziali osservate sulle commodities; anche sul tasso di cambio si osserva tuttavia una dinamica ribassista nell'ultimo trimestre dell'anno che porta l'euro a svalutare fino a 1,05 \$, valore che viene confermato nelle aspettative per tutto il 2017.

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

Quotazioni annuali						Quotazioni mensili			
FUEL	UdM	2016	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2017	Dicembre 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PETROLIO	\$/bbl	43,35	- 17 %	-	-	52,99	+ 21 %	+ 39 %	43,61
	€/bbl	39,16	- 16%	-	-	50,29	+ 20 %	+ 46 %	-
OLIO COMB.	\$/MT	204,92	- 20 %	175,49	319,26	293,14	+ 19 %	+ 103 %	196,16
	€/MT	185,13	- 20%	-	303,86	278,18	+ 19 %	+ 108 %	-
GASOLIO	\$/MT	391,33	- 20 %	-	517,01	471,36	+ 13 %	+ 41 %	426,25
	€/MT	353,54	- 20%	-	492,07	447,31	+ 13 %	+ 48 %	-
CARBONE	\$/MT	57,76	+ 2 %	43,95	69,66	86,61	- 1 %	+ 81 %	51,35
	€/MT	52,18	+ 3%	-	66,30	82,19	+ 1 %	- 13 %	-
CAMBIO €/€	EUR/USD	1,11	- 0 %	1,10	1,05	1,05	- 2 %	- 3 %	1,08

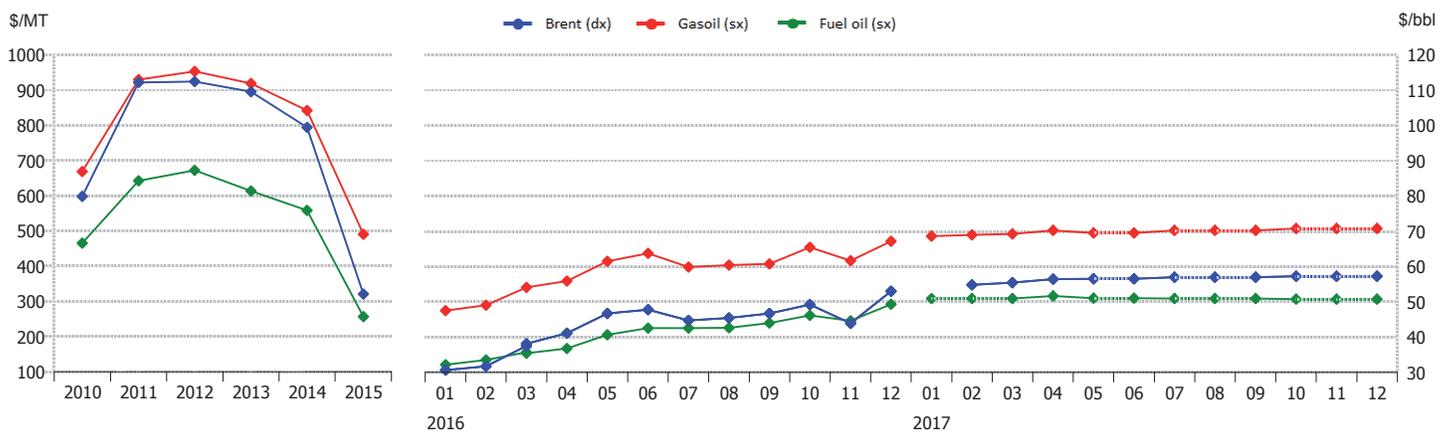
Fonte: Thomson-Reuters

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



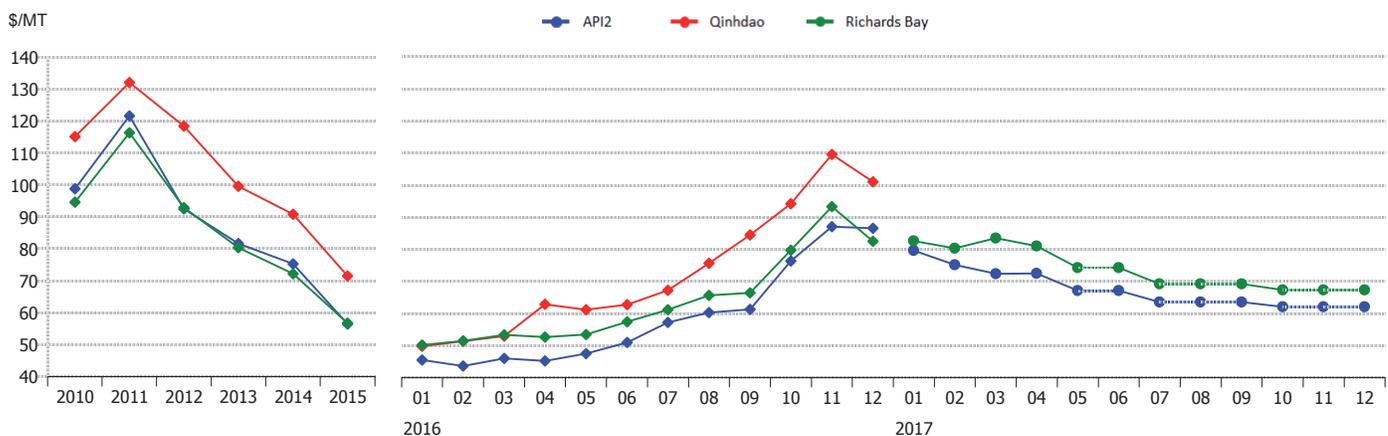
Fonte: Thomson-Reuters

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

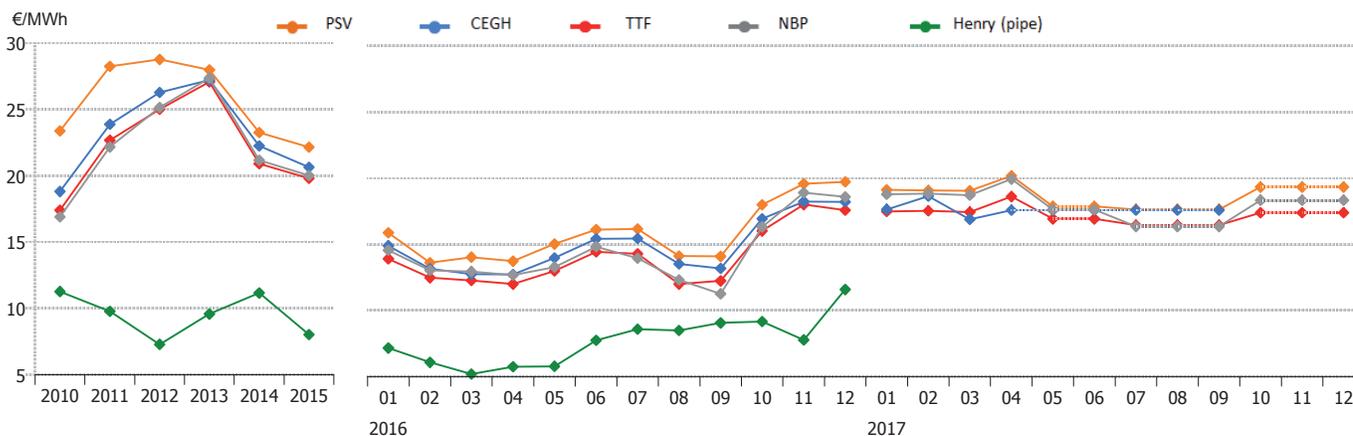
Anche sui principali hub europei del gas persiste il trend negativo registrato negli ultimi due anni, con quotazioni che nel 2016 si attestano su valori compresi tra i 13,8 €/MWh del TTF (-30%) e i 15,7 €/MWh del PSV (-29%). Questa tendenza sembra tuttavia interrompersi nell'ultimo trimestre dell'anno nel quale, anche in virtù di una fisiologica ripresa stagionale, i prezzi muovono al rialzo sui 17-20 €/MWh, livelli confermati anche

nelle aspettative per i periodi invernali del 2017. La quotazione italiana, pur replicando l'andamento mensile degli altri riferimenti continentali, si conferma la più elevata in Europa, mantenendo uno spread di circa 2 €/MWh con il TTF. In diminuzione anche i prezzi oltreoceano, approssimati dalla quotazione dell'Henry Hub statunitense, che si posiziona nel 2016 sui 7,7 €/MWh, mostrando una decisa ripresa nell'ultimo mese dell'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)						Quotazioni mensili (€/MWh)			
GAS	Area	2016	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2017	Dicembre 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PSV	IT	15,67	-29 %	-	-	19,73	+1 %	+4 %	19,60
TTF	NL	13,85	-30 %	15,55	17,94	17,59	-2 %	+11 %	18,02
CEGH	AT	14,68	-29 %	-	-	18,20	-0 %	+7 %	-
NBP	UK	14,25	-29 %	15,62	18,76	18,59	-2 %	+15 %	19,55
Henry (pipe)	US	7,69	-4 %	-	-	11,58	+49 %	+94 %	-



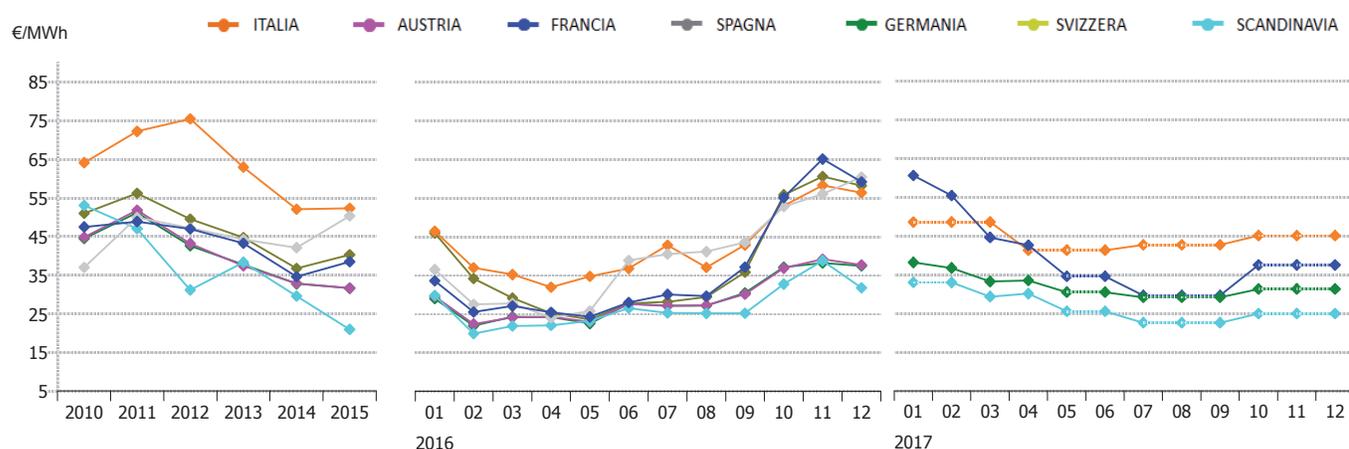
In questo contesto si inserisce inoltre il generale calo del prezzo dell'energia elettrica che nel 2016 registra valori medi annui compresi tra 27 €/MWh dell'area scandinava e 43 €/MWh dell'Italia, toccando in quest'ultimo caso il minimo storico dall'avvio del mercato. Le riduzioni, ancora molto forti fino a settembre, risultano attenuate dalla decisa crescita osservata nel trimestre finale dell'anno, in corrispondenza anche delle criticità osservate nel mercato francese per l'indisponibilità di alcuni centrali nucleari. Tra ottobre e dicembre, la scarsità di offerta termoelettrica transalpina spinge al rialzo le quotazioni sulla relativa borsa dell'energia (55/65 €/MWh) e,

nell'ambito del market coupling europeo, delle borse limitrofe, rendendo inoltre la Francia, solitamente esportatrice verso l'estero, più dipendente dall'energia proveniente dai paesi confinanti. La forte crescita dei prezzi francesi favorisce peraltro un allargamento della forbice con la Germania, con un differenziale tra le due principali quotazioni centroeuropee che sale al massimo storico di 8 €/MWh (FR 37 €/MWh; AT/DE 29 €/MWh). La contingente ripresa dei prezzi incide solo parzialmente sulle aspettative per il 2017, caratterizzate da una progressiva riduzione delle quotazioni futures in corso d'anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)					Quotazioni mensili (€/MWh)			
Area	2016	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2017	Dicembre 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
ITALIA	42,78	- 18 %	-	47,00	56,44	- 3 %	+ 1 %	-
FRANCIA	36,75	- 4 %	33,78	39,80	59,26	- 9 %	+ 69 %	84,15
GERMANIA	28,98	- 8 %	28,08	34,04	37,48	- 2 %	+ 35 %	38,18
SPAGNA	39,66	- 21 %	46,90	-	60,49	+ 8 %	+ 15 %	-
AREA SCANDINAVA	26,91	+ 28 %	18,75	27,85	31,79	- 18 %	+ 69 %	35,80
AUSTRIA	29,15	- 8 %	-	-	37,75	- 4 %	+ 33 %	-
SVIZZERA	37,88	- 6 %	-	-	58,26	- 4 %	+ 12 %	-



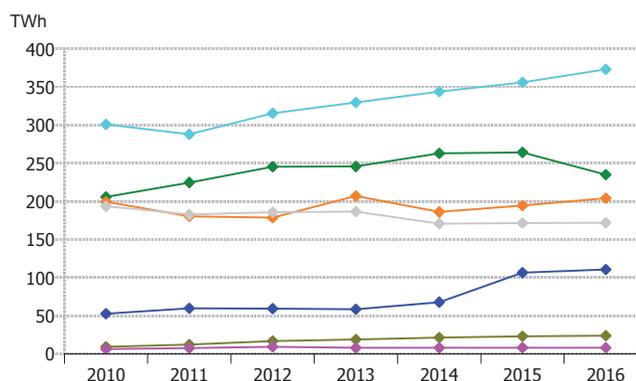
Quanto ai volumi scambiati su base spot, la borsa di riferimento per l'area scandinava continua il trend rialzista iniziato nel 2012, arrivando a gestire 373 TWh (+5%), valore sostanzialmente in linea con quello movimentato su Epex, listino di riferimento per il centro Europa. In quest'ultimo caso si osservano tuttavia dinamiche contrastanti tra la Germania, caratterizzata dalla

prima flessione tendenziale dei volumi dopo anni di crescita (235 TWh, -11%), e la Francia che invece continua la sua crescita, seppur a ritmi meno intensi (111 TWh, +4%). In aumento anche le quantità scambiate sulla borsa italiana, salite a 204 TWh (+5%) e posizionate attorno ai valori massimi degli ultimi sei anni.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2016	Var Y-1 (%)	Dicembre 16
ITALIA	204,0	+ 5 %	17,0
FRANCIA	110,7	+ 4 %	8,6
GERMANIA	234,9	- 11 %	19,6
SPAGNA	172,0	+ 0 %	15,8
AREA SCANDINAVA	372,9	+ 5 %	35,6
AUSTRIA	8,0	- 3 %	0,7
SVIZZERA	23,8	+ 4 %	1,8



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel 2016, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica ha registrato, rispetto allo scorso anno, un aumento dei volumi pari a 1.761.694 TEE, per un totale di 5.541.871 TEE scambiati sul mercato, (3.780.177 TEE nel 2015) ed ha confermato, la netta preferenza degli operatori, rispetto alle transazioni bilaterali (3.837.020 i TEE scambiati sul Registro, rispetto ai 4.947.083 TEE relativi al 2015). L'eliminazione del rischio di controparte

e l'introduzione della semplificazione negli adempimenti amministrativo-contabili, in seguito al conferimento, in data 6 ottobre 2015, del ruolo di Controparte Centrale al GME, ha contribuito allo spostamento dei volumi sulla piattaforma organizzata.

Di seguito le tabelle riassuntive del 2016 relative al mercato e ai bilaterali TEE.

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>	1.792.924	255.923.165,72	105,00	245,00	142,74
<i>Tipo II</i>	2.516.254	356.779.308,04	105,00	249,00	141,79
<i>Tipo II-CAR</i>	584.459	88.523.848,34	106,00	244,00	151,46
<i>Tipo III</i>	648.234	116.416.148,98	105,80	250,00	179,59
Totale	5.541.871	817.642.471,08	105,80	249,00	147,54

TEE risultati bilaterali - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	933.688	98.781.922,09	0,00	238,82	105,80
<i>Tipo II</i>	1.933.619	214.363.333,49	0,00	245,50	110,86
<i>Tipo II-CAR</i>	813.446	98.113.617,44	0,00	240,00	120,61
<i>Tipo III</i>	156.267	21.762.704,46	0,00	237,57	139,27
Totale	3.837.020	433.021.577,48	0,00	245,50	112,85

L'andamento dei volumi sul mercato è risultato abbastanza sostenuto nel 2016, tranne che a ridosso della pausa estiva, ed ha raggiunto due picchi a marzo e ottobre superando, in ciascuno dei due mesi, i 600.000 TEE scambiati sulla piattaforma.

In costante aumento, invece, l'evoluzione dei prezzi di mercato, in crescita dal mese di gennaio (pari a circa 106,00 €/TEE), sino al mese di dicembre (pari a circa 227,00 €/TEE).

Sulla piattaforma dei bilaterali si registra, invece, come già evidenziato, oltre ad un andamento meno sostenuto dei volumi, un livello dei prezzi oscillante, durante tutto il corso del 2016. Infine, negli ultimi mesi del 2016, è circolato tra gli operatori, ed è in via di approvazione, lo Schema di Decreto sulle

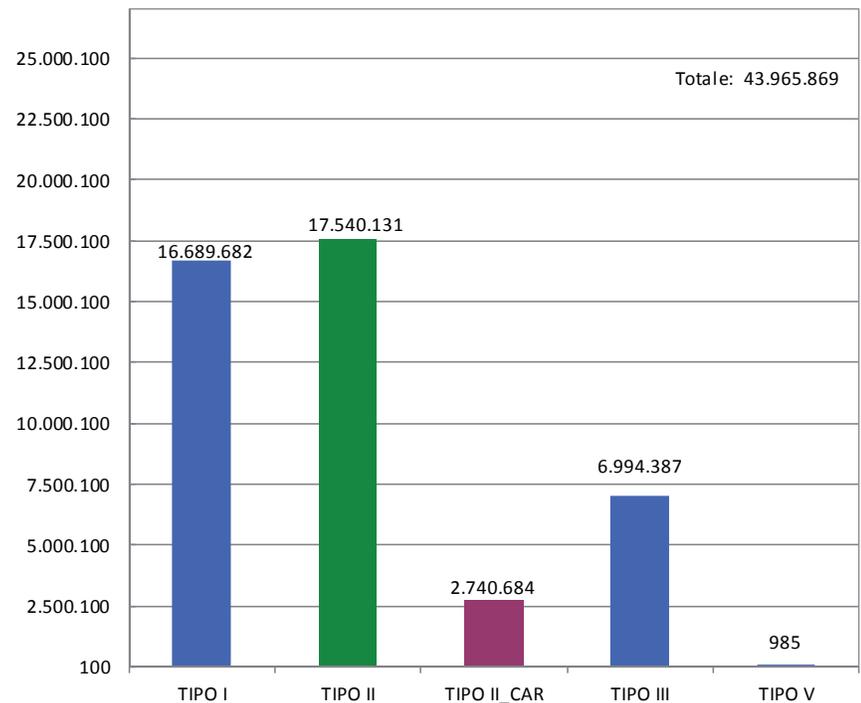
nuove Linee Guida relative ai Certificati bianchi, ai sensi del Decreto Interministeriale del 28 dicembre 2012 e del Decreto Legislativo 102/14, recante la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020. Si segnala in merito, la pubblicazione del parere AEEGSI 748/2016/I/EFER, in data 22 dicembre 2016.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 6.232.596 TEE di cui, 1.849.293 TEE di Tipo I, 2.773.350 TEE di Tipo II, 776.977 TEE di Tipo II CAR, 832.976 TEE di Tipo III, 0 di Tipo V.

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pertanto pari a 43.965.869, di cui 16.689.682 di Tipo I, 17.540.131 di Tipo II, 2.740.684 di Tipo II CAR, 6.994.387 di Tipo III, 985 di Tipo V.

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

Fonte: GME



Nel mese di dicembre, nel consueto confronto con il mese precedente, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 508.760 TEE, in diminuzione rispetto ai 530.480 TEE scambiati a novembre.

TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2016

Fonte: GME

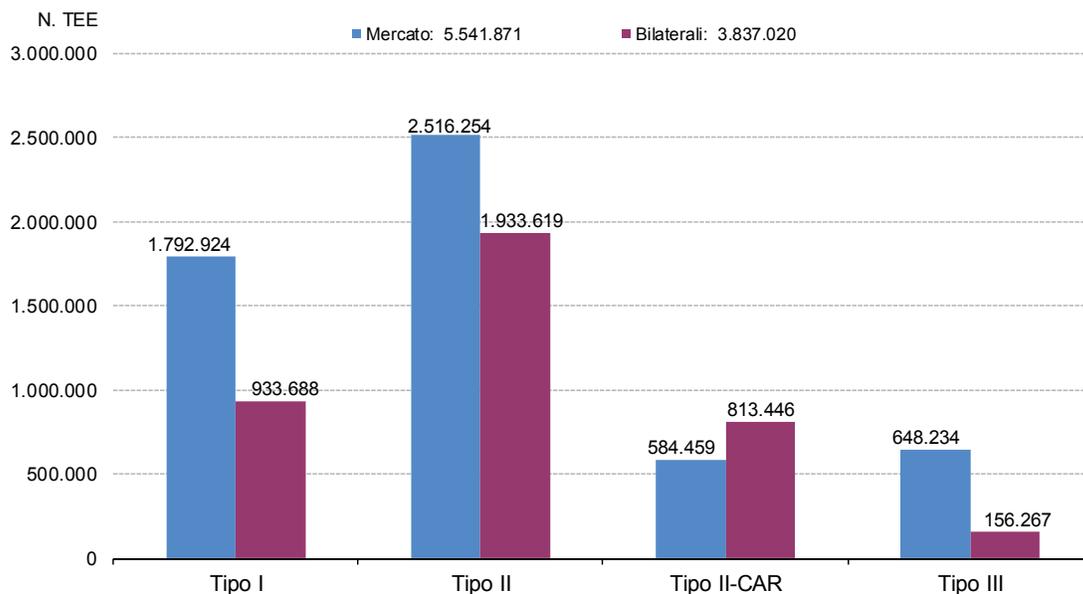
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	76.063	17.246.432,47	180,00	245,00	226,74
<i>Tipo II</i>	83.916	18.971.735,57	180,00	249,00	226,08
<i>Tipo II-CAR</i>	48.085	10.942.807,20	224,15	240,50	227,57
<i>Tipo III</i>	300.696	67.928.443,41	223,00	240,00	225,90
Totale	508.760	115.089.418,65	180,00	249,00	226,22

Dei 508.760 TEE sono stati scambiati 76.063 di Tipo I e 83.916 di Tipo II, 48.085 di Tipo II-CAR e 300.696 di Tipo III. Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 226,74 €/tep (206,86 €/tep a novembre), mentre i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media pari a 226,08 €/tep (205,66 €/tep lo scorso mese), i TEE di Tipo II-CAR sono

stati scambiati ad una media pari a 227,57 €/tep (211,09 €/tep a novembre) e i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 225,90 €/tep (217,34 €/tep, il mese scorso). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stata pari allo 9,61 % per i TEE di Tipo I, di 9,93 % per i TEE di Tipo II, di 7,81 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 3,94 % per i TEE di Tipo III.

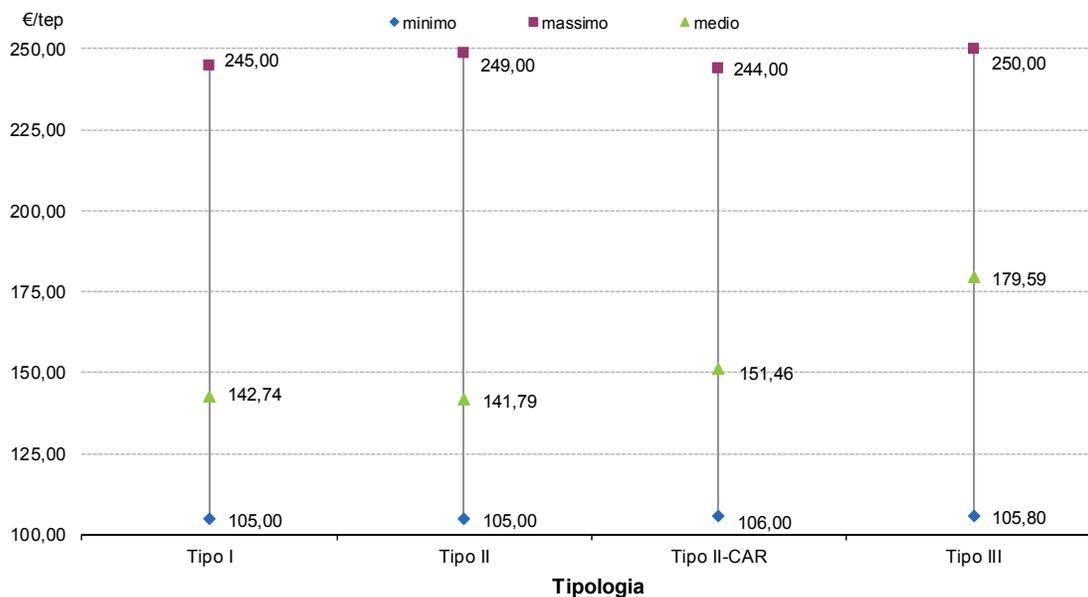
TEE scambiati dal 1 gennaio al 31 dicembre 2015

Fonte: GME



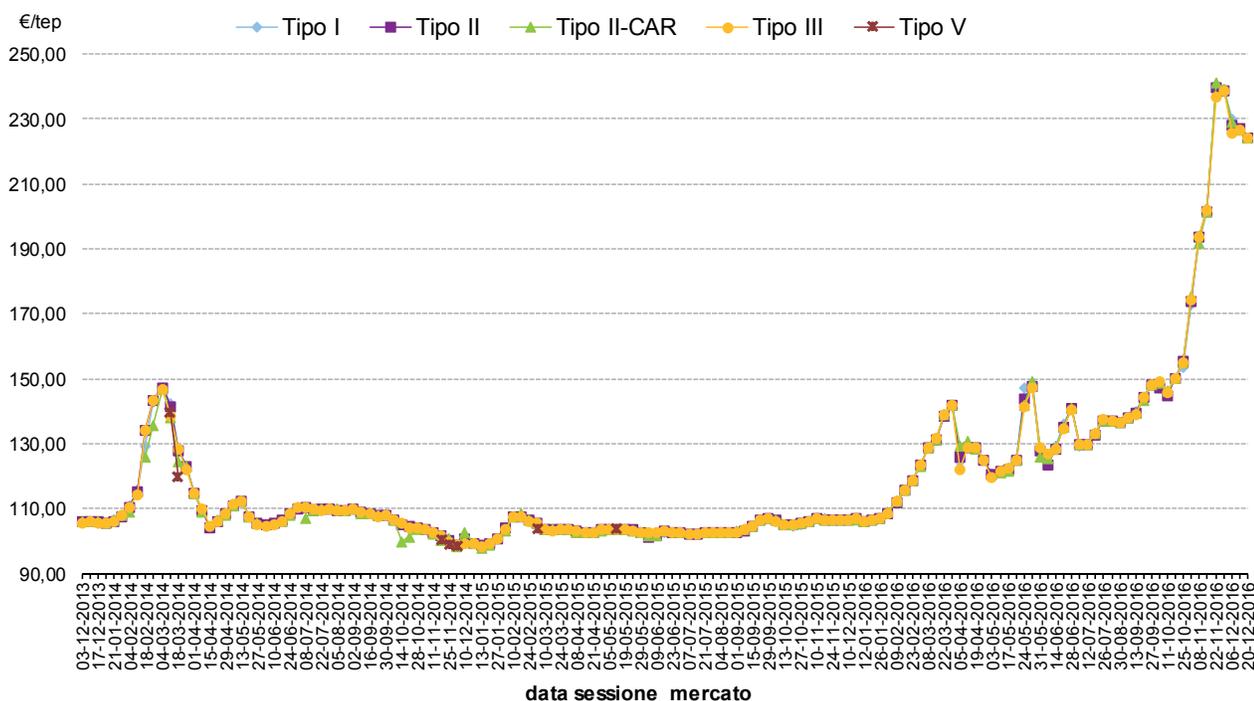
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2013 - 2016)

Fonte: GME



Nel corso del mese di dicembre 2016 sono stati scambiati 640.816 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (371.216 TEE nel mese scorso).

TEE risultati bilaterali - dicembre 2016

Fonte: GME

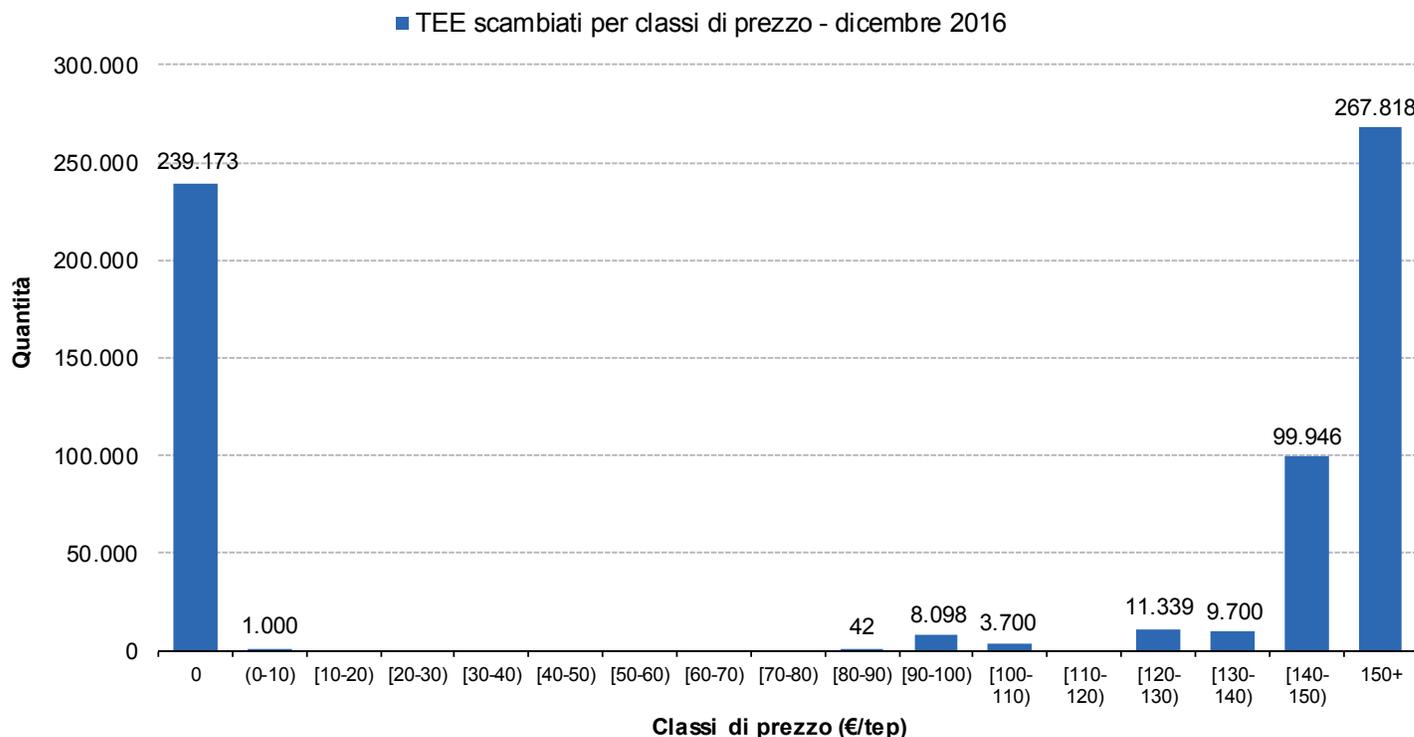
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	239.127	16.498.772,77	0,00	237,57	69,00
Tipo II	283.115	33.583.325,14	0,00	237,57	118,62
Tipo II-CAR	65.544	10.051.258,61	0,00	237,57	153,35
Tipo III	53.030	9.224.205,57	0,00	237,57	173,94
Totale	640.816	69.357.562,09	0,00	237,57	108,23

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di dicembre 2016, è stata pari a 108,23 €/tep (150,42 €/tep lo scorso novembre), minore di 117,98 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (207,58 €/tep

a novembre). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente, per ciascuna classe di prezzo, mensile ed annuale:

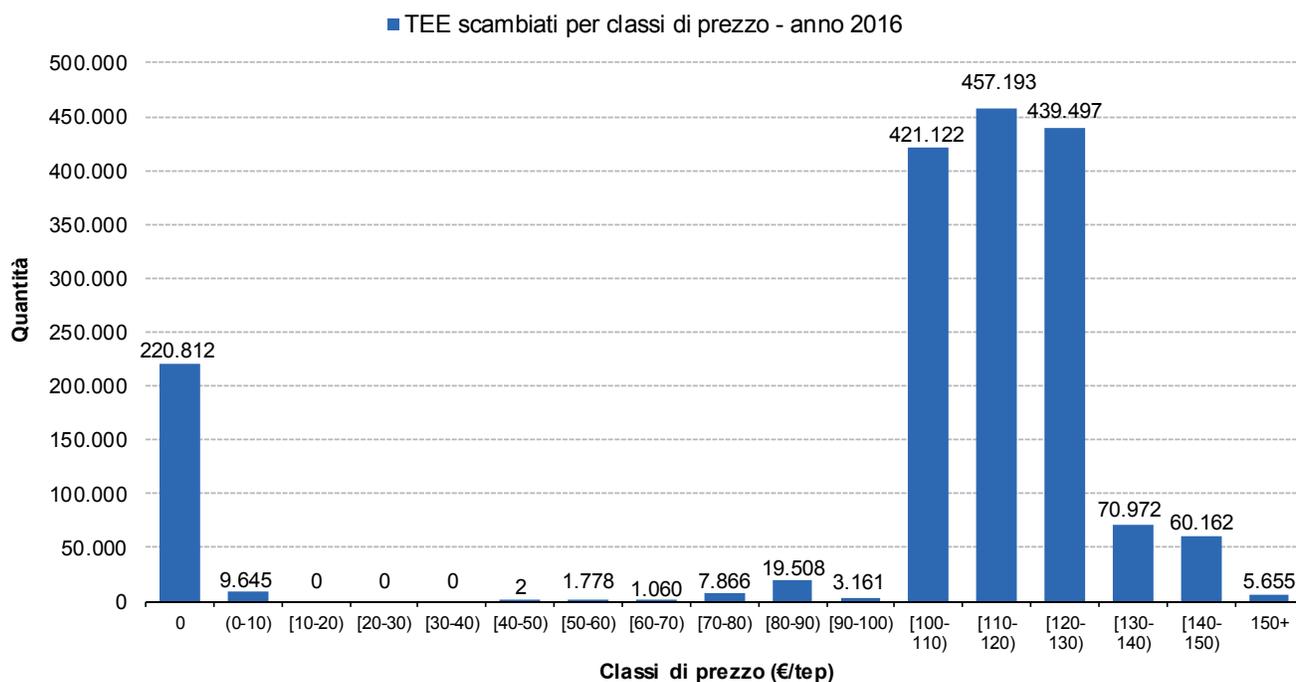
TEE scambiati per classi di prezzo - dicembre 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



Mercato GO GME

A cura del GME

■ Il Mercato delle Garanzie di Origine (GO), nel 2016, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle sessioni mensili organizzate dal GME pari a 112.172 GO, in leggero aumento rispetto alle 105.203 GO scambiate nel 2015. Si

segnala l'incremento del numero di sessioni in cui si è registrata la partecipazione degli operatori (8 sessioni nel 2016, contro le 5 sessioni nel 2015). Di seguito la tabella riassuntiva dei volumi e dei prezzi registrati sulla piattaforma del mercato GO, nel 2016.

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	37.266	10.100,17	0,25	0,30	0,27
	2016	29.956	4.573,56	0,14	0,30	0,15
Eolico	2016	30.867	6.005,76	0,15	0,25	0,19
Geotermico	2015	10	1,60	0,16	0,16	0,16
	2016	5.000	950,00	0,19	0,19	0,19
Idroelettrico	2015	1.573	319,97	0,20	0,50	0,20
	2016	7.500	1.480,00	0,18	0,24	0,20
Totale		112.172	23.431,06			0,21

Il prezzo medio ponderato totale delle GO scambiate sul mercato nel 2016 è aumentato rispetto allo scorso anno di 0,16 €/MWh avendo registrato, infatti, un valore pari a 0,21 €/MWh (0,05 €/MWh nel 2015).

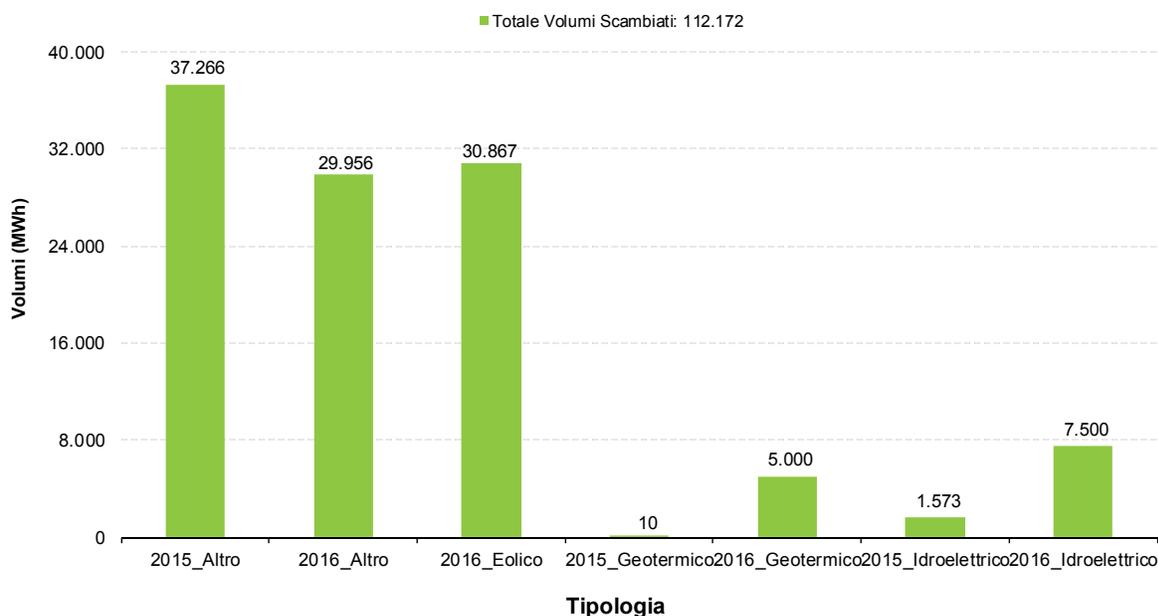
I volumi maggiori sono stati scambiati per la tipologia GO Altro

che, per il periodo di produzione 2015, ha raggiunto il prezzo medio più elevato (0,27 €/MWh).

I Volumi scambiati nel 2016 e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

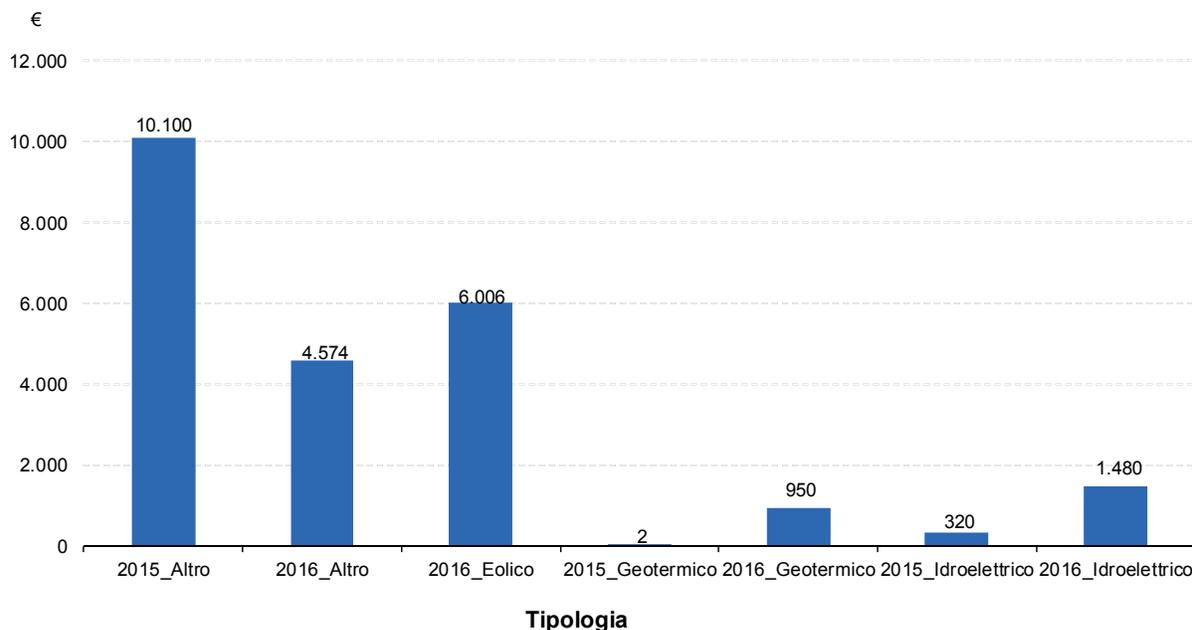
GO, volumi per tipologia (2016)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2016)

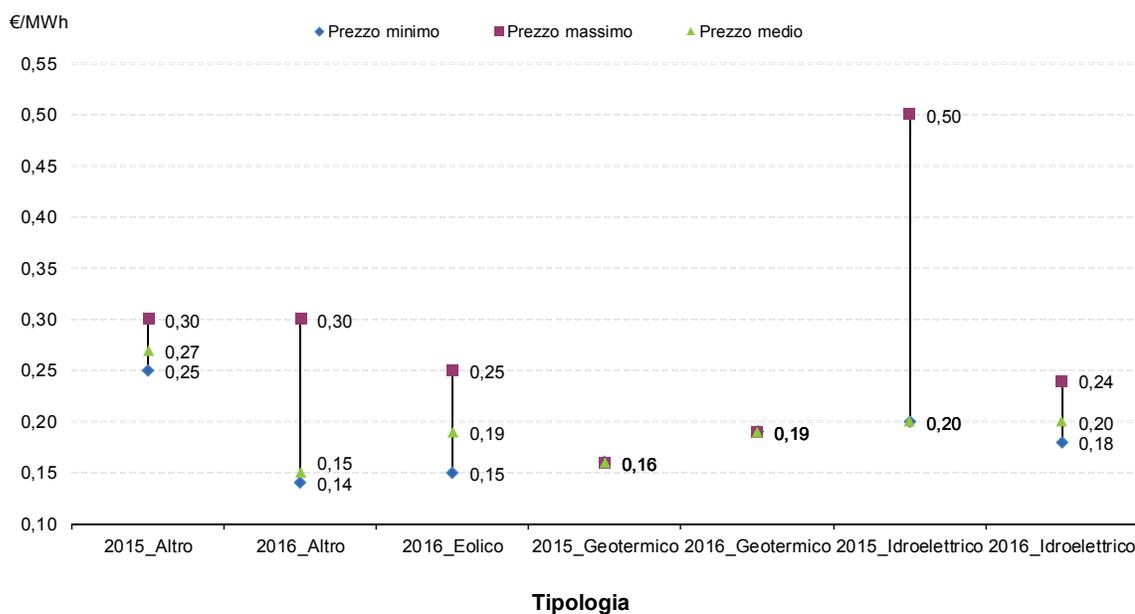
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi, nel 2016, è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2016)

Fonte: GME



Più in particolare, nella consueta analisi trimestrale dell'andamento degli scambi sulla piattaforma di mercato rispetto al mese precedente, si rileva che nel mese di dicembre 2016, le GO scambiate sulla piattaforma di mercato sono state

pari a 20.765 GO (31.814 le GO scambiate a novembre). Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,21 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente di 0,07 €/MWh. Di seguito la tabella di sintesi mensile delle transazioni di mercato.

GO, risultati del mercato GME mese di dicembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2016	3.142	799,60	0,20	0,30	0,25
Eolico	2016	17.623	3.659,04	0,16	0,25	0,21
Totale		20.765	4.458,64			0,21

In relazione all'andamento delle transazioni sulla piattaforma dei bilaterali, nel corso del 2016, sono state scambiate 52.690.082 Garanzie d'Origine in aumento rispetto allo scorso anno (46.077.402 GO nel 2015).

Il prezzo medio registrato nel 2016, è stato pari a 0,14 €/MWh (0,10 €/MWh nel 2015) minore di 0,07 €/MWh, rispetto a quello rilevato sul mercato (0,05 €/MWh il prezzo medio osservato

sul mercato delle GO, nel 2015).

Si segnala, contrariamente a quanto registrato lo scorso anno, la quotazione del prezzo medio di mercato superiore a quello relativo sulla piattaforma dei bilaterali.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente e per ciascuna classe di prezzo, nel 2016.

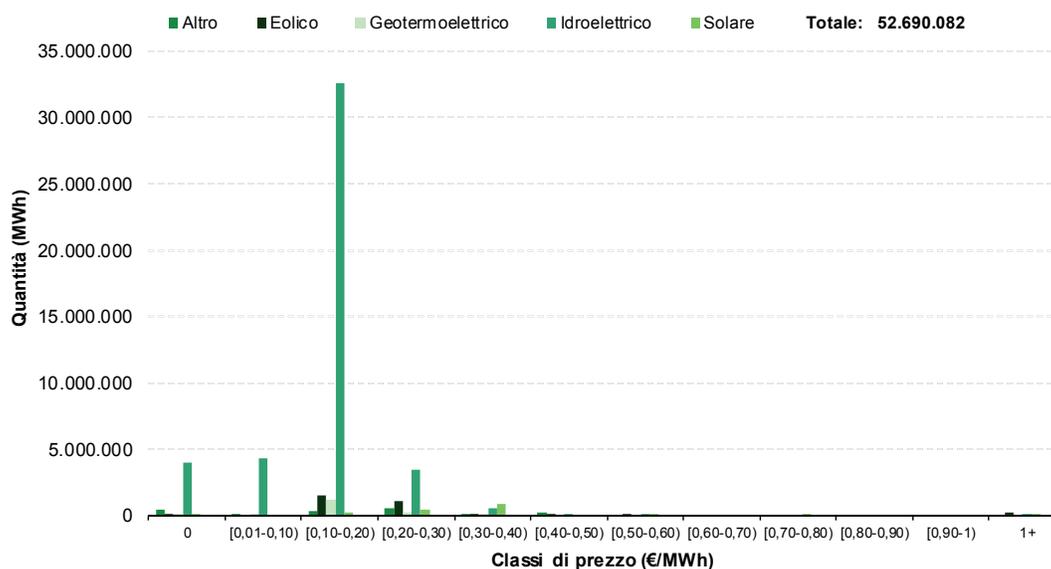
GO, risultati bilaterali anno 2016

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	1.245.428	162.586,87	0,00	0,45	0,13
	2016	406.003	126.493,00	0,00	0,40	0,31
Eolico	2015	1.183.709	153.925,07	0,00	1,40	0,13
	2016	1.854.367	608.452,11	0,16	1,50	0,33
Geotermico	2015	1.156.497	128.161,96	0,00	0,37	0,11
	2016	320.000	72.300,00	0,19	0,24	0,23
Idroelettrico	2015	40.322.180	4.975.411,10	0,00	1,00	0,12
	2016	4.697.675	606.326,30	0,00	1,00	0,13
Solare	2015	1.124.350	315.178,52	0,00	1,00	0,28
	2016	379.873	115.891,28	0,21	2,00	0,31
Totale		52.690.082	7.264.726,21			0,14

GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



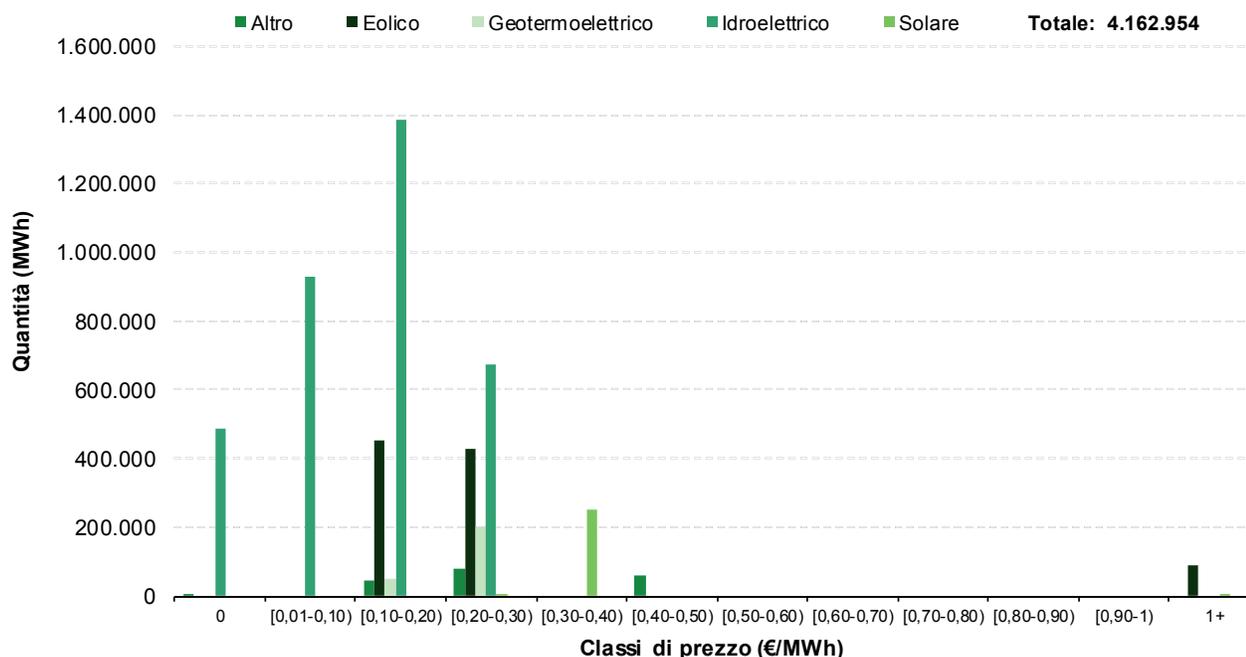
Riguardo inoltre, al confronto trimestrale degli scambi sulla piattaforma dei bilaterali GO rispetto al mese precedente, nel mese di dicembre 2016, sono state scambiate 4.162.954 GO in aumento rispetto alle 556.174 GO scambiate nel mese di

novembre, ad un prezzo medio pari a 0,16 €/MWh (0,27 €/MWh nel mese di novembre).

Di seguito il grafico a blocchi per classi di prezzo relativo al mese di dicembre 2016.

GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - dicembre 2016

Fonte: GME



Infine, le sessioni d'asta GO hanno consentito l'assegnazione, nel 2016, di 18.263.571 GO (4.686.000 nel 2015). Il prezzo medio registrato per tutte le sessioni

d'asta svolte dal GSE è stato pari a 0,25 €/MWh (0,08 €/MWh nel 2015). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

GO risultati Aste 2016

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	136.000	0,15	0,30	0,28
	2016	676.000	0,17	0,28	0,22
Eolico	2015	1.144.000	0,15	0,29	0,20
	2016	1.252.923	0,17	0,33	0,19
Idroelettrico	2015	1.837.000	0,15	0,29	0,17
	2016	1.457.000	0,17	0,28	0,22
Solare	2015	1.955.000	0,15	0,30	0,25
	2016	9.805.648	0,17	0,45	0,29
Totale		18.263.571			0,25

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

di Agata Gugliotta e Chiara Proietti Silvestri - RIE

(continua dalla prima)

Dall'altro lato, le preoccupazioni delle popolazioni locali, avallate dai gruppi ambientalisti, pongono forti pressioni al mondo politico che deve confrontarsi con le diverse istanze: da una parte, garantire alle compagnie un framework legislativo favorevole allo sfruttamento del gas non convenzionale; dall'altra, rispondere alle proteste locali che chiedono di vietarne totalmente le attività. Nel caso della Spagna, la necessità di garantire lo sviluppo delle risorse nazionali ha superato le obiezioni locali, mentre in altri paesi europei sono quest'ultime ad aver avuto la meglio; è il caso della Scozia che nel gennaio 2015 ha imposto una moratoria al fracking e della Germania che, dopo anni di acceso dibattito, nel giugno 2016 ha approvato il divieto alla fratturazione idraulica³. Tali decisioni si aggiungono agli altri “no” allo shale gas pronunciati da Paesi Bassi, Bulgaria e Francia; quest'ultima ha assunto posizioni sempre più oltranziste, come dimostra il dibattito avviato in Parlamento dal Ministro dell'Energia e dell'Ambiente Ségolène Royal per un potenziale divieto di importazione dello shale gas made in USA. Unica eccezione è il Regno Unito, non tanto in termini di risultati, ancora deludenti, quanto per l'impegno profuso dalle istituzioni governative che lo rende l'unico paese europeo attualmente attivo nell'esplorazione dello shale gas. Il 2016 è stato foriero di importanti eventi che potrebbero incoraggiare il mondo politico e imprenditoriale ad accelerare lo sviluppo delle risorse non convenzionali del paese. Rispettivamente a maggio e ottobre 2016⁴, dopo anni di battaglie legali, le compagnie Third Energy e Cuadrilla hanno ricevuto l'approvazione per utilizzare il fracking nel paese, sollevando non poche opposizioni specie dei gruppi ambientalisti che da anni si battono per bloccare le attività. L'altro evento cruciale che, almeno sulla carta, potrebbe dare man forte al settore, è stato il referendum che ha decretato l'uscita di UK dall'Unione Europea: la Brexit e, con essa, la svalutazione della sterlina ha reso più costoso importare il gas, rendendo ancor più prioritario lo sviluppo delle risorse nazionali. Quel che è considerato peraltro uno dei cardini della politica energetica del nuovo Primo Ministro Theresa May, che si è più volte pronunciata sulla necessità di un massiccio sfruttamento dello shale gas, proponendo anche l'introduzione di nuove misure compensative per le comunità interessate dalle attività di drilling. Al di fuori dei confini europei, ad eccezione di Argentina e USA a cui è dedicato un focus nel corso dell'articolo, progressi in ambito shale sono riscontrabili solo in Cina. Nonostante un 2015 sottotono che non ha restituito i risultati sperati, l'anno appena conclusosi ha seguito un trend decisamente migliore per il colosso cinese, alimentando nuove aspettative sul raggiungimento dei target produttivi di 30 mld mc al 2020 e 80-100 mld di mc al 2030⁵.

Secondo i dati rilasciati dal National Bureau of Statistics, nei primi nove mesi del 2016 sono stati estratti 6,3 mld mc (800 mil. pc/g) in aumento rispetto ai 4,5 mld mc (430 mil. pc/g) prodotti complessivamente nel 2015, per un ammontare pari al 6,3% della produzione totale di gas cinese⁶. Anche l'attività esplorativa ha dato i suoi frutti e, a luglio, la China Geological Survey ha annunciato la scoperta di un nuovo giacimento nella provincia di Guizhou che potrebbe contenere un ammontare di risorse superiore ai 13.000 mld mc (460.000 mld pc) di shale gas⁷. Si segnala inoltre la firma a settembre 2016 di un secondo contratto di production sharing – il primo era stato firmato a marzo⁸ – fra BP e la compagnia di stato China National Petroleum Corp. (CNPC) per lo sfruttamento dello shale gas nel bacino di Sichuan; una notizia ancora più positiva se si considera il trend degli ultimi anni che aveva visto diverse major internazionali uscire dal business dello shale.

Nel resto del mondo, lo sviluppo di questa risorsa è rimasto confinato prevalentemente tra le righe della pianificazione energetica, eccezion fatta per alcuni paesi che hanno avviato i primi test esplorativi. È il caso dell'Algeria, dove Sonatrach ha lanciato nel 2014 un progetto pilota nel bacino di Ahent, del Marocco e dell'Australia; tuttavia, risultati ancora poco soddisfacenti uniti ad un'intensa opposizione interna costituiscono un pesante deterrente allo sviluppo, come dimostra la decisione di vietare permanentemente il fracking da parte dello stato australiano di Victoria nell'agosto 2016⁹.

Nord America: lo shale gas resta resiliente

Il Nord America ospita i maggiori produttori di shale gas a livello globale: gli Stati Uniti, protagonisti indiscussi della shale revolution, e il Canada, con uno sviluppo avviato seppur meno marcato. In Messico, invece, lo sfruttamento delle risorse unconventional è ancora in una fase di pianificazione, prevedendo un ruolo più attivo nel prossimo decennio.

In Canada, la produzione di shale gas è stata avviata nel 2008; nel 2015 l'output ha raggiunto 4,1 mld pc/g, appena il 10% del totale prodotto negli Stati Uniti nello stesso anno. Il paese, infatti, sconta la vicinanza con gli Stati Uniti, il cui boom produttivo ha determinato una diminuzione dei prezzi del gas per tutta la regione e un'inevitabile contrazione delle esportazioni canadesi di gas a tutto il Nord America. Pertanto in questo contesto, diventa difficile e poco profittevole per gli investitori impegnarsi in nuove attività di sfruttamento.

Tuttavia, previsioni di crescita sia della domanda che dei prezzi fanno ritenere verosimile un incremento dei volumi di shale gas estratti dopo il 2020, che, secondo le previsioni EIA DOE, raggiungeranno il 30% del totale di gas prodotto al 2040 - compensando la quota di gas convenzionale sempre

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

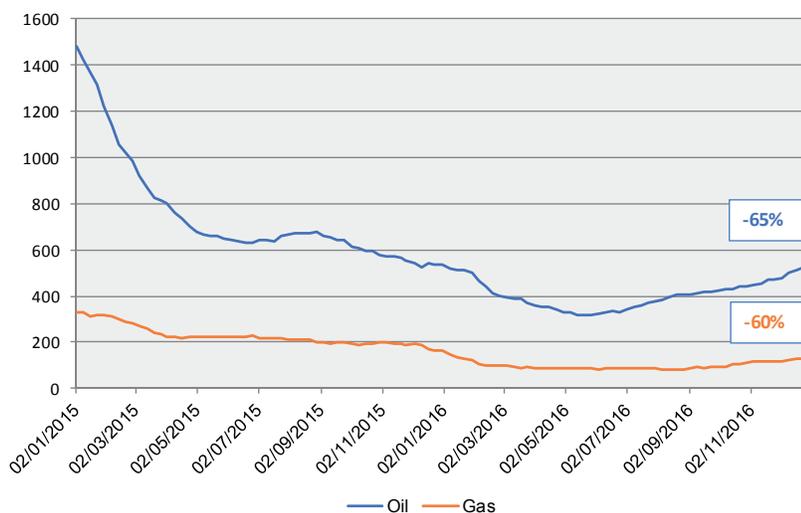
più in declino.

In Canada, la produzione di shale gas è stata avviata nel 2008; nel 2015 l'output ha raggiunto 4,1 mld pc/g, appena il 10% del totale prodotto negli Stati Uniti nello stesso anno. Secondo le previsioni EIA DOE la produzione di shale gas è destinata a crescere - raggiungendo il 30% del totale di gas prodotto al 2040 - e a compensare la quota di gas convenzionale sempre più in declino. Tuttavia, una serie di criticità induce a ritenere verosimile un incremento dei volumi estratti dopo il 2020; in particolare, il paese sconta la vicinanza con gli Stati Uniti, il cui boom produttivo ha determinato una diminuzione dei prezzi del gas per tutta la regione e un'inevitabile contrazione delle esportazioni canadesi di gas a tutto il Nord America. In questo contesto, diventa difficile e poco profittevole per gli investitori impegnarsi in nuove attività di sfruttamento. In Messico, la spinta alla produzione di shale gas muove principalmente da due fattori: il declino dell'output convenzionale e la nuova politica governativa diretta ad un pieno sfruttamento delle risorse nazionali, come dimostra l'approvazione della riforma energetica nel 2014. Il paese può contare su un ammontare consistente di risorse pari a 545.200 mld pc (circa 15.000 mld mc) ed una favorevole conformazione geologica, simile agli shale plays statunitensi. Eppure, ad oggi, il settore è ancora al palo. Nonostante i risultati soddisfacenti dei primi test esplorativi condotti da Pemex a partire dal 2011, i capitali esteri faticano ancora ad arrivare. Inoltre, il lancio del primo round per l'assegnazione dei permessi, atteso inizialmente nel 2016, è stato posticipato al 2017. La concomitante presenza di alcune criticità - aspetti regolatori pochi chiari, un contesto di bassi prezzi oil, l'assoluta mancanza di dialogo con le popolazioni indigene residenti nei luoghi di potenziale estrazione - insieme

al piano di espansione della rete di gasdotti che collegano il paese con gli Stati Uniti e che consentirà di importare gas a prezzi contenuti, fa ritenere probabile un avvio di produzione dopo il 2030. Guardando agli Stati Uniti, il 2016 si è rivelato un anno particolarmente difficile per l'industria dello shale americano, colpita soprattutto dal significativo calo dei prezzi delle commodity energetiche. Nella prima parte del 2016, il Brent e il WTI - i prezzi petroliferi internazionali di riferimento - hanno segnato livelli minimi storici, portandosi al di sotto dei 30 doll./bbl, mentre le quotazioni dell'Henry Hub - il prezzo del gas naturale di riferimento in Nord America - sono scesi sotto alla soglia di 1,5 doll./MBTu (marzo 2016), il livello più basso degli ultimi 20 anni. Prezzi così deboli e al di sotto del prezzo di breakeven hanno messo sotto pressione l'attività dei producers; alcuni di questi, in avanzato stato di indebitamento, sono stati costretti a presentare istanza di bancarotta o a ricorrere all'amministrazione controllata: 70 imprese sono entrate in crisi nel 2016 - per un ammontare complessivo di debito che supera i 56 mld di dollari - contro le 44 del 2015¹⁰. Pertanto non stupisce che nell'ultimo anno le performance di settore siano state poco entusiasmanti: gli investimenti programmati nell'upstream USA hanno subito una riduzione del 40%¹¹ rispetto al 2015; inoltre, il numero dei rig perforati (sia oil che gas) ha registrato un progressivo declino, con un calo rispetto al gennaio 2015 del 65% per l'oil e del 60% per il gas. Infine non si è riscontrata alcuna decisione finale di investimento per nuove infrastrutture di liquefazione, principali destinatarie dello shale gas prodotto che, una volta convertito in GNL, è destinato all'esportazione.

Fig. 1 Rig count negli USA (gennaio 2015-dicembre 2016)

Fonte: Rie su dati Baker Hughes



Nonostante la convergenza di questi fattori, la produzione di shale gas si è dimostrata resiliente e non ha mostrato evidenti contraccolpi. Diversamente dal tight oil, che ha subito un calo produttivo del 6,5% nei primi 11 mesi del

2016 rispetto allo stesso periodo del 2015¹², la produzione di shale gas¹³ ha registrato un aumento nel medesimo periodo del 5,6%, toccando ad agosto il picco produttivo di 43,6 mld pc/g.

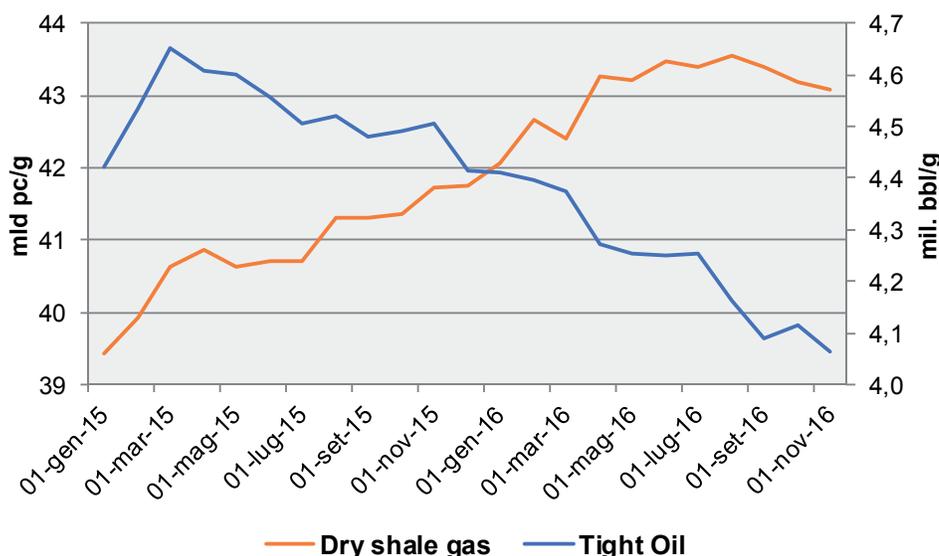
SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

Merita però segnalare una lieve contrazione dell’output a partire da settembre 2016 ma che può definirsi lieve (appena l’1% se si confronta il livello produttivo di novembre con quello di agosto). La maggiore resilienza dello shale gas può spiegarsi in ragione dei miglioramenti di efficienza delle tecniche di estrazione e della tenuta dei giacimenti di shale gas non

associati al petrolio come Marcellus e Utica; questi bacini, grazie alla conformazione geologica poco profonda e alla vicinanza ai mercati di consumo, hanno restituito una produzione in grado di compensare il declino degli shale plays in cui il gas si trova associato al greggio, come Bakken e Eagle Ford.

Fig. 2 Produzione tight oil e dry shale gas negli Usa

Fonte: Elaborazioni Rie su dati EIA DOE



Quale sarà l’evoluzione nei prossimi mesi è difficile a dirsi e l’incertezza pare essere la parola d’ordine che guida qualsiasi tipo di previsione, almeno sul breve termine. Nonostante alcuni ritengano che la crisi che sta attraversando il settore dello shale sia strutturale e destinata ad amplificarsi, per altri, fra cui il Dipartimento per l’Energia (DOE) statunitense, ha solo natura temporanea. Le previsioni EIA DOE indicano una crescita dello shale gas nel 2017, contro un ulteriore assottigliamento della produzione del tight oil che inizierà una fase di recupero solo a partire dal 2018. Le variabili che potrebbero fare la differenza sono:

- 1) i prezzi delle commodity: sia le quotazioni internazionali del greggio che quelle dell’Henry Hub sono in ripresa e le previsioni sono di crescita¹⁴, seppur moderata, anche per i prossimi mesi¹⁵.
- 2) un aumento degli investimenti upstream e la ripresa dell’attività di drilling: quest’ultima dopo mesi di risultati deludenti, pare stia invertendo rotta con il numero di rig perforati in continua, seppur lenta, ripresa tanto per il gas quanto per il petrolio;
- 3) l’espansione della rete di interconnessione fra i centri produttivi e quello di consumo;
- 4) “l’effettiva” volontà politica del nuovo Presidente Trump di accelerare il recupero degli idrocarburi intrappolati

nelle rocce shale, eliminando le restrizioni in materia di costruzione di nuove infrastrutture di trasporto e esplorazione e produzione del gas. In questo caso, però, il dubbio sulla concretezza delle azioni del nuovo inquilino della Casa Bianca è legittimo, basti pensare che la regolamentazione del fracking è di competenza statale e non del governo federale. Qualsiasi previsione, quindi, risulta azzardata senza aver chiaro prima quali saranno le scelte di politica economica, energetica ed estera della nuova dirigenza a stelle e strisce.

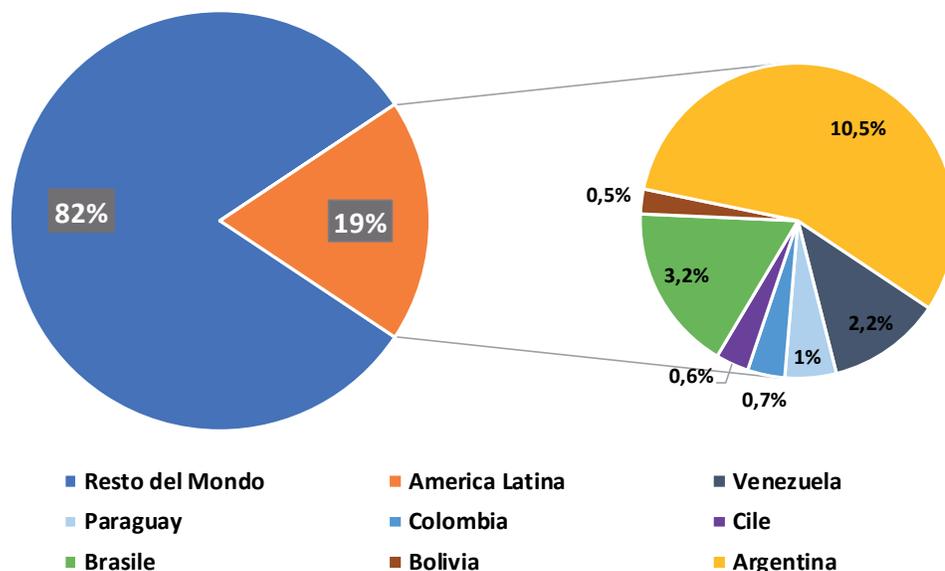
In Sud America, la “revolution” stenta a decollare

L’America Latina ospita il 19% delle risorse mondiali di shale gas nel mondo. La quasi totalità è attribuibile all’Argentina, il secondo paese al mondo per risorse tecnicamente recuperabili con 801.500 mld pc (circa 22.000 mld mc), superato solo dalla Cina. L’Argentina è anche la sola ad avere avviato una minima produzione commerciale di shale gas; gli altri paesi della regione, pur possedendo risorse shale, non hanno ancora avviato alcuna attività E&P di rilievo. dalla Cina. L’Argentina è anche la sola ad avere avviato una minima produzione commerciale di shale gas; gli altri paesi della regione, pur possedendo risorse shale, non hanno ancora avviato alcuna attività E&P di rilievo.

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

Fig. 3 Risorse di Shale gas: America Latina vs Mondo

Fonte: Elaborazioni RIE su EIA DOE



In generale, la maggior parte dei paesi nella regione sono sostanzialmente fermi sul fronte unconventional, facendo presagire un loro contributo irrilevante in futuro. Il Brasile è il secondo paese per risorse di shale gas dell’America Latina, con un ammontare pari a circa 245.000 mld pc (7.000 mld mc); tuttavia, è attraversato da forti proteste contro il fracking che hanno portato diverse autorità locali a proibire questa tecnica di estrazione. Ad agosto 2016, il Consiglio comunale di Arapongas nello Stato di Parana ha persino esteso il divieto ai test sismici. Il Venezuela è il terzo paese del Sud America in termini di risorse shale gas ma non ha ancora avviato alcun programma di sfruttamento dei depositi unconventional. Nel 2014, il governo ha approvato il lancio di una campagna esplorativa nel bacino Maracaibo da parte di una JV composta dalla venezuelana PDVSA (60%), la brasiliana Petrobras (36%) e l’americana Williams Partner (4%); tuttavia, l’assenza di tempistiche certe evidenzia il generale stallo in cui si trova il paese sul fronte unconventional.

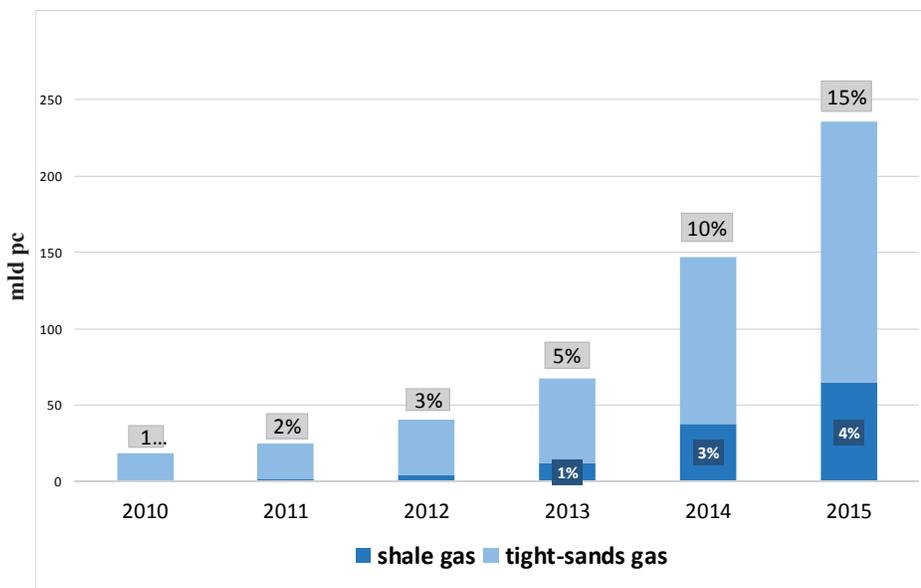
Negli ultimi anni, la Colombia ha espresso la volontà di sfruttare il potenziale di risorse non convenzionali ed è stata oggetto di interesse di importanti compagnie O&G, tra cui ExxonMobil e Shell. Nel 2012, il governo ha assegnato la sua prima licenza esplorativa per un deposito di shale gas e, due anni più tardi, ha stabilito un framework regolatorio per l’utilizzo del fracking. Tuttavia, lo sfruttamento avanzato dei depositi di shale gas è ancora lontano dall’essere avviato, complici sia i bassi prezzi energetici sui mercati internazionali,

sia l’incertezza su alcuni aspetti regolatori e la presenza di opposizioni locali che ha portato le compagnie a rallentare i propri piani di esplorazione.

La Bolivia ha risorse recuperabili nell’intorno dei 36.400 mld pc (1.000 mld mc), tra le meno elevate della regione; tuttavia, vi è una forte volontà politica di sfruttare il potenziale di shale gas con l’obiettivo di far fronte al progressivo esaurimento delle risorse interne convenzionali. Attualmente, la compagnia di stato YPFB ha avviato i primi studi e ha siglato un accordo con l’argentina YPF al fine di quantificare l’ammontare di gas non convenzionale sfruttabile e acquisire l’expertise necessaria per operare. Tuttavia, le questioni da affrontare sono numerose, data l’assenza di una legislazione che regolamenti in modo chiaro il settore e le iniziali proteste di ambientalisti e della popolazione locale che risiede nelle aree di potenziale sfruttamento. L’unico paese che potrebbe mutare le sorti dello shale gas in America Latina è l’Argentina. A partire dal 2009-2010, il Neuquén - una delle aree più importanti per la produzione di gas convenzionale, ospitando circa il 57% dell’output nazionale - è diventato il fulcro delle attività E&P in ambito unconventional. Nel 2015, il gas non convenzionale ha rappresentato il 15% del totale prodotto, prevalentemente tight-sands gas¹⁶: difatti, i minori costi di produzione rispetto allo shale gas ne hanno permesso un più rapido sviluppo. Attualmente, il tight gas copre oltre il 10% della produzione totale di gas, mentre lo shale gas si ferma intorno al 4%.

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

Fig. 4 Produzione di gas non convenzionale in Argentina e % sul totale prodotto



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Oxford Institute e EIA DOE

Il primo pozzo di shale gas è stato perforato nel 2010, ma solo a partire dal 2013 le attività hanno preso vigore attraverso un programma intensivo lanciato dalla compagnia di stato YPF. La formazione più promettente di shale gas è il bacino di Vaca Muerta, nella provincia meridionale di Neuquén, dove sono

attualmente in corso 15 progetti, di cui 2 in fase avanzata di sviluppo. In questi anni, si è rafforzata la presenza di imprese estere tra cui diverse major internazionali - quali Chevron, ExxonMobil, Shell - compagnie indipendenti e operatori argentini.

Tab. 1 Principali progetti che comprendono lo sviluppo dello shale gas nel bacino di Vaca Muerta

Progetti in fase di sviluppo	
Loma Campana (oil)	YPF/Chevron
El Orejano (gas)	YPF/Dow
Progetti pilota	
La Amarga Chica	YPF/Petronas
Bajada de Anelo	YPF/Ysur
Bandurria Norte	Wintershall
Bandurria Centro	PAE/YPF
Bandurria Sur	YPF
Cruz de Lorena	GyP/Shell
Sierras Blancas (oil)	GyP/Shell/Medanito
La Invernada/Bajo el Choique (oil)	GyP/Exxon
Aguada Federal (oil)	GyP/Wintershall
La Escalonada/Rincon de la Ceniza (gas e condensati)	GyP/Total/Shell
Aguada Pinchada (dry gas)	Total
Fortin de Piedra	TecPetrol
Los Toldos	TecPetrol/Exxon/GyP

Fonte: Oxford Institute, “Unconventional Gas in Argentina: Will it become a Game Changer?” 2016

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

Nonostante i volumi prodotti siano ancora modesti, il cospicuo ammontare delle risorse ha portato il paese ad essere considerato una “next best bet”, vale a dire una scommessa vincente con buone prospettive di crescita in futuro. Non è un caso che negli ultimi due anni altre compagnie internazionali si siano mostrate interessate all’ampio potenziale argentino: nel 2015, la cinese Sinopec e la russa Gazprom hanno siglato accordi di JV con YPF. Inoltre, ExxonMobil, già presente nel paese, ha recentemente annunciato il piano di investire in un nuovo progetto pilota per un valore di 250 milioni di dollari.

Tale direzione è stata avallata dal nuovo governo del Presidente Macri, eletto nel novembre 2015, intenzionato ad aprire il paese agli investimenti esteri e a consolidare lo sviluppo delle risorse di shale gas. L’interesse nazionale verso lo sfruttamento delle risorse energetiche non convenzionali deriva dalla necessità di far fronte a diverse sfide: da una parte, compensare il declino produttivo dei pozzi di gas convenzionale e, dall’altra, soddisfare una domanda in costante crescita riducendo il ricorso alle importazioni dalla vicina Bolivia che incidono notevolmente sul bilancio statale. L’Argentina può contare non solo su un quadro geologico favorevole ma anche su una serie di vantaggi derivanti da: la presenza di un sistema infrastrutturale consolidato, seppur datato, nel bacino di Vaca Muerta; abbondanza di riserve di acqua, dato che la regione di Neuquén è attraversata da tre importanti fiumi; una bassa densità di popolazione che riduce, peraltro, il rischio di opposizioni locali. A fronte di numerosi fattori positivi, nondimeno si sottolinea la presenza di una serie di ostacoli da superare che richiedono notevoli investimenti in termini di: potenziamento del quadro infrastrutturale, specialmente la rete di gasdotti; miglioramento del know how tecnologico e operativo; garanzia di un supporto politico duraturo e costituzione di un framework regolatorio chiaro e incentivante. Certamente, il contesto internazionale non ha contribuito a supportare gli investimenti nello shale gas argentino: il 2016, infatti, è stato un anno di rallentamento delle attività E&P nell’area di

Vaca Muerta, causato prevalentemente dal crollo dei prezzi del greggio che ha indotto le imprese O&G ad importanti tagli degli investimenti e congelato di fatto gli accordi di collaborazione non ancora concretizzati.

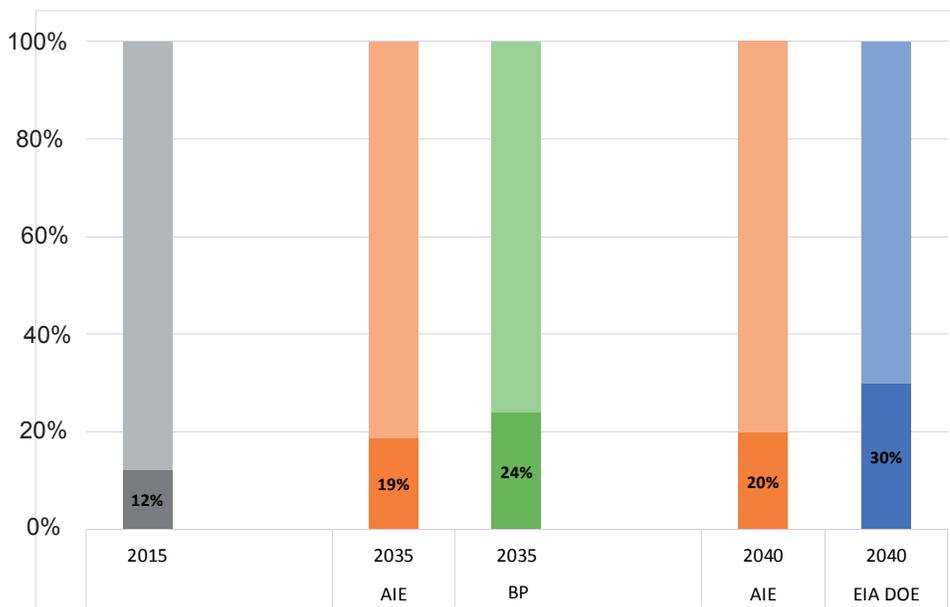
Pur con la dovuta cautela si può affermare che l’unconventional argentino ha il potenziale per diventare un vero e proprio “game changer” nel prossimo futuro. Ad ottobre 2016, il Presidente Macri ha annunciato un piano per eliminare i sussidi al consumo di gas entro il 2022 al fine di ridurre il deficit di bilancio e attrarre gli investimenti. Un segnale che evidenzia la volontà politica di proseguire verso una maggiore apertura al mercato e che potrebbe giovare allo sfruttamento delle risorse energetiche del paese; il timing è ancora tutto da definire anche se l’attenzione è rivolta al prossimo decennio.

Scenari a confronto: tra prospettive di crescita e sfide da affrontare

Nell’ultimo decennio, la shale revolution ha dimostrato come l’innovazione e la riduzione dei costi non siano una prerogativa solo delle energie rinnovabili. Fattori tecnologici ed economici sono intervenuti vigorosamente nello sviluppo massiccio delle risorse di gas non convenzionale; quel che ha contribuito a determinare un mutamento epocale nei mercati energetici internazionali, i cui effetti sono attesi continuare anche nei prossimi anni. Dall’analisi degli scenari internazionali, emerge la prospettiva condivisa di un ruolo sempre più importante delle risorse unconventional nella produzione mondiale di gas naturale. Lo shale gas, in particolare, viene considerato il principale driver della crescita produttiva globale: mentre l’AIE resta più cauta indicando un apporto atteso nell’intorno del 40%, l’EIA DOE propone uno scenario più ottimista in cui lo shale gas è previsto contribuire per quasi il 60% della crescita produttiva mondiale di gas al 2040. Tale prospettiva è in linea con lo scenario di base elaborato da BP nel quale la previsione intermedia al 2035 evidenzia un apporto dello shale gas alla crescita produttiva del gas naturale superiore al 50%.

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

Fig. 5 Apporto dello shale gas sulla produzione mondiale di gas al 2040 (scenari a confronto)



Fonte: elaborazioni RIE su dati EIA DOE, AIE e BP

Come mostra la figura 5, il ruolo dello shale gas sulla produzione mondiale di gas naturale è in crescita, potendo rappresentare fino a quasi un terzo dell'output totale di gas al 2040. In particolare, il range previsivo che si ricava da questa analisi è compreso tra la stima più conservativa dell'AIE del 20% e quella più ottimista dell'EIA DOE del 30%; d'altra parte, la previsione di BP, che si ferma al 2035, può essere confrontata con quella dell'AIE dalla quale si distacca di ben 5 punti percentuali, mostrando anche in questo caso un maggior allineamento con il trend stimato dal Dipartimento dell'energia statunitense al 2040.

Dal punto di vista regionale, gli Stati Uniti si confermano protagonisti indiscussi della produzione di shale gas a livello globale, sebbene si prospetti un ridimensionamento del loro ruolo rispetto altre aree di produzione. Pertanto, si stima che il contributo statunitense sulla produzione mondiale di shale gas, attualmente prossimo al 90%, subisca un calo per attestarsi nell'intorno del 50-60%. Una serie di variabili potranno incidere sul ruolo che giocheranno gli Stati Uniti nel prossimo futuro, tra cui il prezzo del gas sui mercati internazionali, le revisioni sull'ammontare delle risorse tecnicamente recuperabili nonché il grado di sviluppo dello shale gas nelle altre aree del pianeta. Al di là delle diverse previsioni che possono scaturire dall'interagire di tali fattori e dai mutamenti di contesto, l'AIE ritiene che l'elevato tasso di crescita produttiva finora registrato sarà in ogni caso difficilmente sostenibile nel lungo periodo; è probabile che,

anche nelle condizioni più favorevoli, la produzione di shale gas statunitense raggiungerà il plateau nella seconda metà dell'orizzonte temporale considerato.

Guardando agli altri produttori, la Cina è tra i principali paesi sotto la lente di ingrandimento delle maggiori agenzie internazionali; il colosso asiatico è considerato il più dinamico tra quelli che hanno avviato una produzione commerciale di gas non convenzionale al di fuori degli USA. Secondo l'AIE, lo shale gas è previsto coprire oltre un quarto della produzione di gas cinese al 2040, percentuale che sale al 40% nel caso dello scenario dell'EIA DOE che eleva il paese a secondo maggiore produttore mondiale dopo gli Stati Uniti. BP, da parte sua, azzarda persino che nel 2035 il paese sarà diventato il principale motore dell'aumento della produzione mondiale di shale gas.

Il governo cinese è fortemente interessato a sviluppare le risorse nazionali di gas non convenzionale per ragioni non solo energetiche ma anche ambientali: un maggior consumo di gas è necessario per far fronte ad un inquinamento che ha raggiunto livelli insostenibili. Tuttavia, restano le incertezze sull'effettivo sviluppo dell'unconventional in Cina derivanti dalle numerose sfide da affrontare quali: costi di esplorazione elevati, inadeguatezza delle infrastrutture, la natura geologica poco favorevole, densità di popolazione elevata, la scarsità di acqua e aspetti regolatori da chiarire come la politica tariffaria; a queste, si è aggiunto negli ultimi due anni il crollo delle quotazioni petrolifere che ha

SHALE GAS: “EPPUR SI MUOVE”, NONOSTANTE LE INCERTEZZE

determinato tagli agli investimenti da parte di molte major. Quel che è certo è che la Cina sarà uno dei più importanti banchi di prova a livello internazionale, potendo incidere notevolmente sulle sorti dello shale gas e decretare la natura regionale o globale del suo sviluppo.

Medesime incertezze sono affrontate dagli altri paesi interessati allo sviluppo delle risorse di shale gas nazionali. L'Argentina è il principale detentore di risorse di shale gas dell'America Latina e secondo su scala mondiale; attualmente, la produzione è irrisoria ma le stime internazionali indicano un forte aumento fino a superare i 40 mld mc (1.400 mld pc), con la possibilità di rappresentare oltre la metà della produzione nazionale di gas al 2040. In Canada, la produzione di shale gas è destinata a crescere e a compensare la quota di gas convenzionale sempre più in declino. Tuttavia, la vicinanza con gli Stati Uniti ostacola

inevitabilmente la produzione interna canadese, inducendo a ritenere verosimile una partenza dei progetti di sfruttamento nella seconda metà dell'orizzonte previsivo. Tra gli altri, anche Messico e Algeria rientrano tra i paesi più promettenti per lo sviluppo dello shale gas, considerato l'impegno politico dei governi nazionali verso il pieno sfruttamento delle risorse nazionali al fine di compensare il declino della produzione di gas convenzionale. Tuttavia, le prospettive di un avvio della produzione sono attese con più probabilità nella seconda metà del periodo previsivo, data l'assenza di progetti di sfruttamento avanzato in corso.

In conclusione, resta l'incertezza sugli effettivi sviluppi delle risorse unconventional nei diversi paesi, evidenziando la difficile replicabilità della rivoluzionaria esperienza nordamericana per lo specifico contesto geologico, regolatorio ed economico nel quale è maturata.

¹ Per una disamina degli eventi antecedenti si rimanda all'articolo Shale gas in Europa: prospettive di Agata Gugliotta e Chiara Proietti Silvestri, in Newsletter GME, n. 70 aprile 2014.

² Gli scenari di riferimento analizzati sono: il New Policies Scenario del World Energy Outlook 2016 (AIE), il Reference case dell'International Energy Outlook 2016 (EIA DOE), il Base case del BP Energy Outlook 2016. I primi due contemplano un orizzonte temporale di previsione fino al 2040, mentre il terzo arriva fino al 2035.

³ Secondo le statuizioni della nuova legge, tale divieto è a tempo indeterminato, pur essendo soggetto a nuovo esame nel 2021; sono comunque consentiti fino a 4 test esplorativi per scopi scientifici previa accettazione da parte del Land interessato. Annette Elisabeth Töller e Michael Böcher, Varieties of fracking regulation in Germany, settembre 2016.

⁴ A maggio per la prima volta dal 2011, è stato dato il via libera a Third Energy di utilizzare il fracking nel North Yorkshire, mentre ad ottobre, dopo due anni e mezzo di battaglie legali con le autorità locali, tocca a Cuadrilla vedersi riconosciuta l'approvazione a perforare 4 pozzi nel sito di Preston New Road nella parte nord occidentale dell'Inghilterra. I piani nel dettaglio dovranno essere concordati con il Consiglio locale, ma il primo fracking potrebbe già avvenire nel 2017.

⁵ Il target al 2020 è stato rivisto al ribasso dal governo cinese alla fine del 2014, dato che originariamente l'obiettivo era di 60-100 mld mc. I target attuali convertiti in piedi cubi sono: 2,9 mld pc/g al 2020 e 7,7-9,7 mld pc/g al 2030.

⁶ World Gas Intelligence, Does China Have Recipe for Shale Success?, 26 ottobre 2016

⁷ Shale Gas International, New shale gas discovery in south-west China adds to already prolific Fuling field, 12 luglio 2016

⁸ Natural Gas World, Bp, Cnpc sign 2nd Shale Gas deal, 1 Settembre 2016

⁹ Reuters, Australia steps up gas fracking bans despite supply crunch, 30 agosto 2016.

¹⁰ Haynes and Boone LLP, Oil Patch Bankruptcy Monitor, 14 dicembre 2016.

¹¹ Jake Nakano, Rivoluzione shale. Una storia ancora da scrivere, in Abo About Oil, 21 dicembre 2016.

¹² EIA DOE, US Tight Oil production selected play, aggiornato a novembre 2016. https://www.eia.gov/energy_in_brief/data/U.S.%20tight%20oil%20production_November2016.xlsx I dati degli ultimi mesi non essendo ancora a consuntivo potrebbero conoscere delle revisioni nei mesi a venire.

¹³ Si tratta di dry shale gas (la produzione totale al netto delle perdite di estrazione). EIA DOE, Monthly dry shale gas production, aggiornato a novembre 2016 <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/> I dati degli ultimi mesi non essendo ancora a consuntivo potrebbero conoscere delle revisioni nei mesi a venire.

¹⁴ Previsione dei principali istituti di ricerca

¹⁵ EIA DOE, Short-Term Energy Outlook, Dicembre 2016

¹⁶ Si tratta di un tipo di gas non convenzionale intrappolato all'interno di sabbie compatte. La tecnologia utilizzata per la perforazione è la stessa dello shale gas.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Documento per la consultazione 1 dicembre 2016 713/2016/R/EEL | “Mercato italiano della capacità. Orientamenti specifici” | pubblicato il 1 dicembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/713-16.jsp>**

Con il documento per la consultazione n.713/2016/R/EEL, l'AEEGSI ha illustrato i propri orientamenti relativamente ad alcuni aspetti di regolazione afferenti il costituendo mercato della capacità, già disciplinato dalla precedente Delibera n.98/11. Tale consultazione si inserisce nel più ampio processo di modifica ed integrazione della disciplina del mercato della capacità, già avviato mediante la pubblicazione di specifica proposta di disciplina dello stesso elaborata da Terna¹.

In particolare, la consultazione si concentra sui seguenti aspetti:

- la definizione, ai sensi dell'articolo 12 della delibera 98/11, del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente e nuova;
- la modifica degli obblighi contrattuali previsti per i sottoscrittori dei contratti di approvvigionamento di capacità, con particolare riferimento all'articolazione dei prezzi di riferimento di cui all'articolo 8 della delibera 98/11;
- la definizione dei criteri per il calcolo del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, di cui all'Articolo 14 della predetta deliberazione, applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo titolari di unità di consumo con impegni di capacità.

Inoltre, in considerazione della possibilità per la domanda di partecipare attivamente al mercato della capacità (c.d. “demand side response”), l'AEEGSI ha proposto una revisione dei criteri di raccolta del gettito necessario a finanziare le risorse approvvigionate ai fini dell'adeguatezza del sistema.

Nell'ambito della regolazione vigente, gli oneri di approvvigionamento della capacità sono ripartiti tra gli utenti del dispacciamento in prelievo titolari di unità di consumo, in ragione della loro differente responsabilità nel determinare il picco di carico del sistema. A tal proposito, l'Autorità propone di rivedere tale criterio per esentare dal pagamento del corrispettivo, limitatamente alla quota parte della capacità impegnata, gli utenti del dispacciamento in prelievo che assumono impegni di fornitura di capacità mediante disponibilità alla riduzione del prelievo.

Deliberazione 22 dicembre 2016 785/2016/R/EEL | “Approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alla Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) per l'anno 2017 e del preventivo dei costi per l'anno 2017, relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, da parte del Gestore dei Mercati Energetici” | pubblicata il 23 dicembre 2016 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/785-16.htm>

Con la delibera 785/2016/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato il preventivo dei costi per l'anno 2017 relativi allo svolgimento, da parte del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, nonché la proposta di corrispettivi per l'anno 2017 relativi alla partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (di seguito: PCE).

In particolare, la proposta di corrispettivi per la partecipazione alla PCE si sostanzia nella conferma dei corrispettivi vigenti per l'anno 2016, in considerazione del fatto che le stime condotte dal GME per l'anno 2017, sia con riferimento all'incremento degli operatori sulla piattaforma che ai volumi complessivi, risultano in linea con i valori registrati per l'anno 2016.

Deliberazione 28 dicembre 2016 800/2016/R/EEL | “Ulteriori interventi per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per l'anno 2017, nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla deliberazione dell'Autorità 444/2016/R/eel” | pubblicata il 29 dicembre 2016 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/800-16.htm>

Con la delibera 800/2016/R/EEL, l'AEEGSI ha definito le modifiche da apportare al meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per l'anno 2017 in considerazione degli esiti della recente consultazione condotta sul medesimo tema dallo stesso Regolatore (cfr. DCO n.684/2016/R/EEL).

A tal proposito, si ricorda che l'AEEGSI, con il richiamato DCO n.684/2016/R/EEL, aveva sottoposto all'attenzione dei soggetti interessati possibili aggiustamenti alla disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti introdotta, in via transitoria, con la precedente delibera 444/2016/R/EEL. Segnatamente, l'Autorità proponeva di confermare, per il 2017, le modalità di applicazione del sistema misto “single-dual price” già in vigore per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate ma programmabili e, al contempo, di posticipare la data di avvio del sistema misto “single-dual price” per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: FRNP), mantenendo inalterata, per quest'ultime unità, la regolazione vigente senza applicazione del regime dei prezzi duali. Inoltre, l'AEEGSI proponeva anche una revisione delle attuali modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento

¹ Terna ha recentemente avviato una consultazione avente ad oggetto una proposta di disciplina per la fase di prima attuazione del mercato della capacità.

aggregato zonale.

In considerazione delle risultanze della predetta consultazione, con la delibera in oggetto, l'AEEGSI ha previsto due fasi temporali di applicazione delle regole di valorizzazione degli sbilanciamenti per l'anno 2017:

i. Per il primo periodo (gennaio 2017 - aprile 2017), in presenza delle vigenti modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basate sulle movimentazioni disposte da Terna su MSD, l'Autorità ha deciso di:

- o confermare l'applicazione del sistema misto "single-dual price" (con range del $\pm 15\%$) per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate ma programmabili;
- o non estendere il meccanismo di cui sopra alle unità di produzione FRNP.

ii. Per la seconda fase, a partire dal mese di maggio 2017, in considerazione degli effetti che produrrà l'entrata in esercizio delle nuove modalità di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basate sulle misure effettive (che Terna dovrà sviluppare e sottoporre al Regolatore per l'approvazione entro il 31 marzo p.v.), l'Autorità ha deciso di:

- o innalzare a $\pm 30\%$ il range per le unità di consumo;
- o esentare le unità di produzione non abilitate ma programmabili dall'applicazione del sistema misto "single-dual pricing";
- o confermare (in continuità con quanto previsto fino ad aprile 2017) la non applicazione del sistema misto "single-dual pricing" alle unità di produzione FRNP.

Infine, in linea con quanto prospettato nel DCO 684/2016/R/EEL, con riferimento alla disciplina di determinazione degli sbilanciamenti effettivi da adottare "a regime", la delibera de qua prevede l'avvio delle attività propedeutiche alla definizione di una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi basata sui c.d. "prezzi nodali", i quali forniscono segnali di prezzo maggiormente coerenti consentendo, inoltre, il superamento delle convenzioni che caratterizzano l'attuale disciplina degli sbilanciamenti.

A tal fine, l'Autorità prevede di avviare, ai fini della valutazione degli esiti del MSD, un monitoraggio dei prezzi nodali mediante un apposito registro dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale realizzato da Terna, che contenga informazioni sugli utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo attivi in ciascun nodo.

Tutti i soggetti interessati possono far pervenire le proprie osservazioni all'Autorità entro il 31 gennaio 2017.

■ **Documento per la consultazione 28 dicembre 2016 798/2016/R/EEL | "Mercato intraday ai sensi del Regolamento (UE) 1222/2015 (CACM) e coordinamento**

con il mercato per il servizio di dispacciamento primi orientamenti" | pubblicato il 28 dicembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/798-16.jsp>

Con il documento per la consultazione 798/2016/R/EEL, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha illustrato i primi orientamenti in merito all'evoluzione del mercato elettrico infragiornaliero (di seguito: mercato intraday) e ai relativi impatti sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) conseguenti al recepimento delle disposizioni del Regolamento europeo n. 1222/2015 (di seguito: Regolamento CACM).

In particolare, l'Autorità ritiene opportuno attivare sin da subito una riflessione, che coinvolga tutti i soggetti interessati, in considerazione del recepimento delle predette disposizioni a livello nazionale tenendo conto delle peculiarità del sistema elettrico italiano.

Nelle premesse del documento di consultazione in oggetto, il Regolatore descrive gli sviluppi, in corso a livello europeo, relativi all'implementazione del Regolamento CACM richiamando l'attenzione, in particolare, sulle disposizioni relative alla gestione coordinata del mercato intraday europeo, quali:

- l'introduzione della contrattazione continua di cui all'articolo 51, comma 51.1, del Regolamento CACM;
- la chiusura delle contrattazioni (c.d. "gate closure") nel mercato intraday a ridosso del tempo reale, ossia al massimo un'ora prima del tempo di consegna (h-1), di cui all'articolo 59, comma 59.3, del predetto Regolamento.

Secondo le valutazioni dell'AEEGSI, tali previsioni si discostano significativamente dalla struttura del mercato intraday attualmente operativo in Italia (basato su aste implicite) e sui confini esteri (basato su aste esplicite e, sulla sola frontiera slovena, sul meccanismo di market coupling ad asta implicita). Inoltre, l'obbligo di chiusura delle contrattazioni del mercato intraday così a ridosso del tempo reale, in particolare, imporrebbe anche una profonda revisione delle modalità di svolgimento del MSD.

A tal proposito, l'Autorità ha illustrato l'ipotesi – peraltro già avanzata ed anticipata nel documento di consultazione² recentemente pubblicato nell'ambito del progetto XBID LIP project³ da parte dei TSO e dei NEMO attivi sulle frontiere italiane - di introdurre un modello ibrido in grado di combinare la contrattazione in continuo con l'asta (in particolare, si propongono due aste implicite per gli scambi transfrontalieri seguite dalla contrattazione continua con riferimento alle ore non più oggetto di negoziazione tramite asta successiva).

Più in dettaglio, una delle opzioni prospettate nel predetto documento del LIP project prevede l'allineamento temporale delle sessioni d'asta relative alle zone nazionali con quelle che si andrebbero a svolgere sulle frontiere, introducendo una riforma sostanziale nella struttura del mercato italiano (tale soluzione

² "Consultation Paper on Intra day Coupling model for Italian Borders", pubblicato il 6 dicembre 2016 -<http://www.jao.eu/press/news/view?parameters=%7B%22NewsId%22%3A%22a6be7f87-e9bc-4fe8-8193-a6d400f8b89b%22%7D>.

³ I gestori delle reti di trasmissione e i Nominated Electricity Market Operators (tra i quali il GME) di 12 Paesi europei hanno lanciato un'iniziativa denominata XBID Market Project con lo scopo di creare un mercato interzonale infragiornaliero congiunto e integrato per lo sviluppo della piattaforma europea per la contrattazione continua intraday.

Novità normative di settore

cancellerebbe, di fatto, alcune delle sessioni infragiornaliere in asta implicita attualmente operative nel mercato nazionale).

Nelle determinazioni dell'AEEGSI, tali modifiche, se da un lato permetterebbero una piena integrazione del mercato intraday italiano con i meccanismi adottati sulle interconnessioni con l'estero, dall'altro lato potrebbero avere impatti rilevanti sulle strategie di copertura e di aggiustamento degli operatori. Pertanto, l'AEEGSI, nell'ambito del DCO in oggetto, chiede ai soggetti interessati se ritengono appropriato rivedere l'attuale numero di sessioni del mercato intraday nazionale in considerazione delle possibili modifiche di cui sopra.

Nel documento di consultazione de quo, viene prospettata altresì l'opportunità, nell'ambito della contrattazione continua, di superare la presentazione di offerte per unità (c.d. "unit bidding") passando alla presentazione di offerte secondo lo schema del portfolio bidding per zona di offerta (separatamente per generazione e per carico). Tale modifica comporterebbe sicuramente la necessità di introdurre, a valle della negoziazione continua, un processo di nomina che permetta all'operatore di suddividere tra le singole unità la propria posizione complessiva, attraverso una piattaforma dedicata alla gestione di tale processo. In ogni caso, i predetti sviluppi troverebbero eventualmente applicazione solo a seguito del go-live del progetto XBID sulle frontiere italiane.

Da ultimo, il Regolatore ha avviato un'ulteriore riflessione in merito alla sostanziale incompatibilità della chiusura del mercato intraday all'ora h-1 (prevista dal Regolamento CACM) con l'attuale struttura del sistema elettrico italiano. Ad oggi, per questioni di efficienza, il MSD è organizzato a valle del mercato intraday e, pertanto, in ottica correttiva rispetto agli esiti del mercato dell'energia (day ahead e intraday). L'introduzione di una sessione di contrattazione continua intraday con vincolo di negoziazione fino all'h-1 (ossia tra il MSD ex-ante ed il tempo reale) può alterare i programmi di dispacciamento fisico definiti ex-ante compromettendo, pertanto, la sicurezza del sistema.

In tale ambito, l'Autorità propone di introdurre l'obbligo per le unità abilitate su MSD di rinunciare alle contrattazioni nel mercato intraday (successive a MSD ex-ante), con riferimento ai periodi rilevanti per i quali è stato già definito da Terna un programma vincolante. In particolare, le unità abilitate al MSD potranno chiudere contrattazioni nel mercato intraday solo con riferimento a periodi rilevanti per i quali Terna, a livello di MSD ex-ante, non abbia ancora stabilito un programma vincolante definitivo (ciò permetterebbe a Terna di definire ex-ante i programmi fisici per il tempo reale e di mantenerli fino alla consegna). Tutte le altre risorse non abilitate al MSD potranno partecipare al mercato intraday senza limitazioni sugli orizzonti temporali di contrattazione.

Sul tema, l'Autorità ritiene inoltre opportuno valutare la revisione dei criteri di abilitazione al MSD ed il passaggio, a tendere, ad una logica di "abilitazione volontaria". In tal modo, agli operatori sarebbe riconosciuta la possibilità di valutare la scelta più conveniente tra la partecipazione al MSD - che implicherebbe come detto vincoli all'operatività sull'intraday - oppure la non

partecipazione, a fronte di una operatività non vincolata sui mercati dell'energia.

Tutti i soggetti interessati possono far pervenire le proprie osservazioni in merito alle misure prospettate, entro il termine fissato al 28 febbraio p.v..

GAS

■ **Decreto ministeriale 16 novembre 2016** | **"Modifiche alla disciplina mercato gas naturale"** | **pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 282 del 02 dicembre 2016** | **Download <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2035566-decreto-ministeriale-16-novembre-2016-modifiche-alla-disciplina-mercato-gas-naturale>**

Con il Decreto ministeriale del 16 novembre 2016, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentito il parere favorevole dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Parere 20 ottobre 2016 - 586/2016//GAS), ha approvato le modifiche urgenti alla Disciplina del mercato del gas naturale (di seguito: Disciplina MGAS), predisposte dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, della predetta Disciplina MGAS, al fine di avviare il sistema di bilanciamento secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1, della delibera 312/2016/R/GAS.

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

La Disciplina MGAS è entrata in vigore il 30 settembre 2016.

Deliberazione 6 dicembre 2016 737/2016/R/GAS | **"Approvazione dei corrispettivi, per l'anno 2017, per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale e del contributo previsto dalla disciplina del mercato del gas"** | **pubblicata il 12 dicembre 2016** **Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/737-16.htm>**

Con la delibera 737/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato, per l'anno 2017, la proposta trasmessa dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) per la valorizzazione dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS) previsti dall'articolo 7, comma 7.1, del Regolamento PB-GAS e la misura del contributo per le negoziazioni nel mercato del gas (MGAS) previsto dall'articolo 8 della Disciplina MGAS.

In particolare, per l'anno 2017, viene confermata l'attuale valorizzazione del corrispettivo per i quantitativi negoziati sulla PB-GAS (0,0108 €/MWh) e del contributo di cui all'articolo 8

della Disciplina MGAS (0,0025 €/MWh).

Consultazione pubblica del Ministero dello Sviluppo Economico | “Consultazione pubblica sull'utilizzo del biometano e dei biocarburanti” | 13 dicembre 2016
Download <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/per-i-media/notizie/2035669-consultazione-pubblica-sull-utilizzo-del-biometano-e-dei-biocarburanti>

Il Ministero per lo Sviluppo Economico (di seguito: MISE) ha posto in consultazione pubblica una bozza di decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti, al fine di avere un confronto preliminare con i soggetti interessati alle materie disciplinate dal decreto in questione. La bozza di decreto è stata predisposta dal MISE in considerazione dei numerosi vantaggi insiti nell'utilizzo su larga scala del biometano, in quanto: i) risorsa utile ai fini della sostituzione dell'utilizzo dei combustibili e dei carburanti di origine fossile e quindi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra; ii) deriva dal biogas, fonte energetica rinnovabile programmabile che consente la gestione degli impianti in regime di programmazione flessibile; iii) può essere prodotto e consumato nella forma di gas naturale compresso (GNC) o di gas naturale liquefatto (GNL).

Il MISE ha ritenuto opportuno definire un quadro normativo volto a favorire la produzione e l'utilizzo del biometano nel settore dei trasporti, nell'ottica di contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti (ossia favorire il raggiungimento del target europeo al 2020 del 10% di fonti rinnovabili nei trasporti). In particolare, la bozza di decreto incentiva prioritariamente l'utilizzo del biometano come carburante per autotrazione e definisce anche norme volte allo sviluppo di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione.

Inoltre, è stato privilegiato il biometano avanzato e la sua produzione a partire da rifiuti e sottoprodotti, sia per coerenza con la disciplina vigente in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica e dei biocarburanti, sia per favorire l'integrazione delle attività agricole tradizionali con la produzione di energia da biomasse. In particolare, il MISE intende favorire lo sviluppo del ciclo virtuoso dei rifiuti con particolare riferimento alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (c.d. "FORSU"), che porta ad una valorizzazione economica degli stessi che riduce il costo complessivo dello smaltimento dei rifiuti.

Deliberazione 28 dicembre 2016 806/2016/R/GAS | “Approvazione di proposte di aggiornamento del codice di rete della Società Snam Rete Gas S.p.A.” | pubblicata il 28 dicembre 2016
Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/806-16.htm>

Con la delibera 806/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice

di Rete inviata da Snam Rete Gas (di seguito: SRG) ai fini del recepimento delle disposizioni di cui alla delibera 210/2015/R/GAS (“Direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale. Prima attuazione”).

In particolare, le modifiche al Codice di Rete proposte da SRG prevedono che il biometano prodotto nei diversi impianti connessi alle reti di distribuzione del gas naturale venga considerato come consegnato virtualmente in un unico punto di immissione della rete di trasporto (c.d. “PIV”), con lo scopo di favorire un ampio utilizzo del biometano stesso indipendentemente dalla localizzazione geografica dell'impianto di produzione.

Pertanto, al fine di garantire una corretta contabilizzazione e allocazione dei quantitativi di gas trasportati, SRG considererà, nell'ambito della voce “immissioni in rete” dell'equazione di bilancio della rete di trasporto, i quantitativi da produzione di biometano immessi fisicamente presso le reti di distribuzione del gas naturale (e consegnati virtualmente al PIV), provvedendo al contempo ad attribuire, nell'ambito della voce “prelievi della rete” della medesima equazione di bilancio, i predetti quantitativi ai punti di riconsegna della rete di trasporto a monte della rete di distribuzione presso la quale è connesso l'impianto di biometano.

AMBIENTALI

Deliberazione 6 dicembre 2016 739/2016/R/EFR | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2017, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.a.” | pubblicata il 12 dicembre 2016
Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/739-16.htm>

Con la delibera 739/2016/R/EFR, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: AEEGSI) ha approvato, per l'anno 2017, la proposta, trasmessa dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME), dei corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (di seguito: GO) e dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE).

In particolare, per l'anno 2017, l'AEEGSI ha approvato la proposta di riduzione del valore dei corrispettivi (da € 0,004 a € 0,003) per ogni GO negoziata sul mercato organizzato delle GO (M-GO) ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle GO (PB-GO), e confermato l'attuale valorizzazione dei corrispettivi (€ 0,1) per ogni TEE scambiato sul mercato organizzato dei TEE (M-TEE) ovvero oggetto di transazioni bilaterali concluse presso il Registro TEE (RTB-TEE).

Gli appuntamenti

18 gennaio

Accise nell'Energia Elettrica ed il Gas

Milano, Italia

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

<http://www.utilitenergy.it>

18 gennaio

Guarantee National Meeting: Network italiano ed europeo dei facilitatori EPC (Energy Performance Contracting- ontratti di prestazione energetica)

Roma, Italia

Organizzato da Enea e Guarantee Building Energy Services in europa

<http://www.enea.it>

19 gennaio

Riquilibratura energetica dall'interno: diagnosi, intervento e verifica.

Milano, Italia

Organizzato da ANIT

<http://www.anit.it>

19 gennaio

Determinazione ANAC n. 831/2016- Piano Nazionale Anticorruzione 2016: quale applicazione per gli Enti di Governo d'Ambito?

Roma, Italia

Organizzato da AneA

<http://www.associazioneanea.it>

20 gennaio

Il biometano e la riconversione di impianti di biogas esistenti

Gonzaga (MN), Italia

Organizzato da Agroenergia

<http://agroenergia.eu>

20 gennaio

Efficienza energetica nelle strutture assistenziali private italiane.

Padova, Italia

Organizzato da Energia Media

<http://www.energiamedia.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>

24 gennaio

Le responsabilità ambientali aziendali. Come prevenire le sanzioni ambientali?(Corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzato da Tuttoambiente

<http://www.tuttoambiente.it>

25-26 gennaio

International Conference on Oil & Gas, Energy & Mining

Dubai, EAU

Organizzato da Ilac

<http://sriweb.org/dubaiconf/dubai1/>

25-26 gennaio

La realizzazione di un sistema di gestione dell'energia ISO 50001 (corso di formazione)

Como, Italia

Organizzato da Ordine degli Ingegneri della Provincia di Como

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

26 gennaio

E-Mobility Report 2016

Milano, Italia

Organizzato da Energy & Strategy Group del Politecnico

<http://www.energystrategy.it>

26 gennaio

Concorrenza e regolazione nella gestione dei rifiuti

Roma, Italia

Organizzato da Conai e Luiss

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

26 gennaio

105 buone pratiche di efficienza energetica made in Italy.

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto club

<https://www.kyotoclub.org/>

26-29 gennaio

Klimahouse 2017

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera di Bolzano

www.fierabolzano.it/klimahouse/index.htm

30 gennaio – 2 febbraio

Advanced Automotive Battery Conference Europe

Mainz, Germania

Organizzato da Cambridge EnerTech

<http://advancedautobat.com/europe>

31 gennaio

Il biometano fatto bene: la gestione virtuosa del ciclo dei rifiuti

Civitavecchia (RM), Italia

Organizzato da Agroenergia

<http://agroenergia.eu>

2 febbraio

La riforma dei rifiuti compie 20 anni: analisi e prospettive future.

Roma, Italia

Organizzato da fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

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

2-4 febbraio

International Conference on New and Renewable Energy Resources for Sustainable Future

Jaipur, Rajasthan, India

Organizzato da Skit

<http://www.iconrer2017.org>

7- 9 febbraio

E-World energy and water

Essen, Germania

Organizzato da Conenergy

<https://www.e-world-essen.com>

8-9 febbraio

Energy & Reliability Days

Brescia, Italia

Organizzato da MIPU, acceleratore di imprese certificate da Regione Lombardia

<https://www.eventbrite.it/>

8-10 febbraio

6th International Conference on Clean and Green Energy

Francoforte, Germania

Organizzato da CBEEES

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

8-10 febbraio

8th International Conference on Environmental Science and Development

Francoforte, Germania

Organizzato da Frankfurt University of Applied Sciences, Germany

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

13-14 febbraio

Floating LNG 2017

Londra, Regno Unito

Organizzato da SMi Group

<http://go.evnnt.com/70406-0>

16-17 febbraio

Commercial Application of Grid-Level Storage Solutions

Berlino, Germania

Organizzato da Marcus Evans

<http://bit.ly/2cJ6akV>

16-17 febbraio

International Conference on Climate Change 2017

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da The International Institute of Knowledge Management

<http://climatechangeconferences.com>

23-24 febbraio

Biogas italy

Roma, Italia

Organizzato da Consorzio Italiano Biogas

<http://www.biogasitaly.com>



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.