

APPROFONDIMENTI

L'INTENSITÀ ENERGETICA E LA RIPRESA: TRA RIMBALZI CONGIUNTURALI ED EFFETTI STRUTTURALI

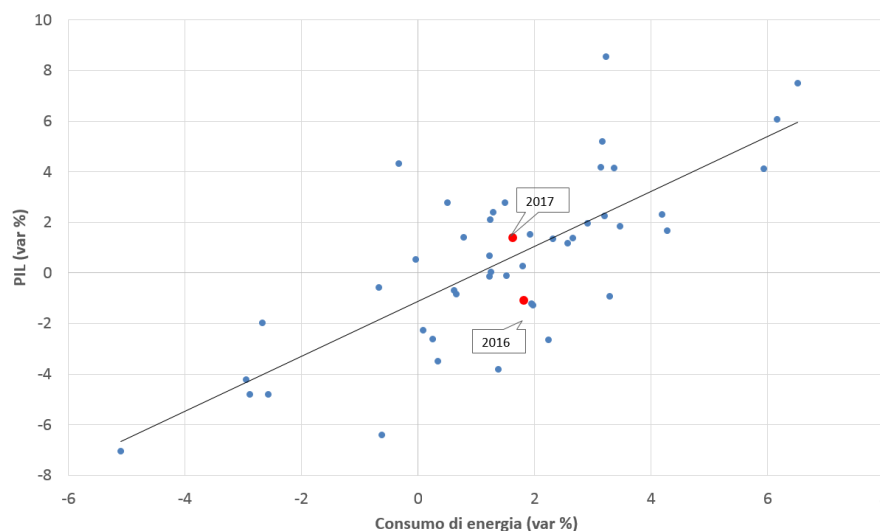
Claudia Checchi, Pia Saraceno - REF-E

Il 2018 è l'anno in cui dovrebbero essere realizzate le prime bozze dei Piani Energia e Clima, gli strumenti con cui i Paesi Membri dell'Unione Europea illustreranno le politiche e le strategie per il raggiungimento degli obiettivi 2030 (in parte ancora da ufficializzare) e che, per l'Italia, rappresentano l'occasione per mettere in atto la Strategia Energetica Nazionale, predisposta oramai da quasi un anno. Una delle sfide più importanti è quella del decoupling tra crescita economica e livello dei consumi di energia, che riporta al centro dell'attenzione il tema dell'efficienza energetica. Nell'ultimo biennio l'Italia ha in parte eroso i risultati, in termini di miglioramento dell'efficienza energetica, quantificati nel

2015, anno di partenza per le proposte contenute nella SEN. I dati provvisori del 2017 rivelano che la domanda di energia per usi finali è aumentata nell'ultimo triennio e che l'elasticità della domanda di energia rispetto al PIL, al di là delle oscillazioni accidentali, continua a rimanere sul trend storico. La Figura 1 illustra le variazioni del consumo procapite di energia al variare del PIL per il periodo 1970-2017: sia il 2016 che il 2017 (evidenziati in rosso nel grafico) mostrano valori in linea con quelli osservati in passato. In che misura queste tendenze sono dunque compatibili con il decoupling atteso? E quanto del rimbalzo nei consumi primari è strutturale e quanto invece può essere spiegato da una componente ciclica?

Figura 1: PIL e energia pro-capite (1970-2017)

Fonte: World Bank e Mise



continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2018

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 13
Mercati energetici Europa
pag 18
Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

L'intensità energetica e la ripresa:
tra rimbalzi congiunturali ed effetti
strutturali
Claudia Checchi, Pia Saraceno -
REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile il PUN, pari a 49,39 €/MWh, registra una riduzione su marzo, in linea con le dinamiche stagionali del periodo, confermandosi invece in rialzo su base annuale (+15,2%). Quest'ultima dinamica, coerente con il più elevato livello degli acquisti nazionali (rispetto al valore molto basso di aprile dello scorso anno) e con i maggiori costi del gas, appare in parte mitigata dall'incremento delle importazioni e dalla più ampia disponibilità di offerta idrica (quasi 6.500 MWh medi orari), soprattutto al Nord. In tale contesto i volumi contrattati nel MGP si confermano in crescita annuale (22,2 TWh, +2,2%), con la liquidità del mercato ai massimi da maggio 2017 (73,8%).

A livello zonale si osserva l'inversione del differenziale tra il prezzo di vendita del Nord e quello del Sud (48,52 €/MWh e 50,35 €/MWh, rispettivamente), registrata l'ultima volta a maggio 2017, con la quotazione siciliana, sostanzialmente stabile su base annua, che torna a mostrare il livello più alto del Sistema (54,27 €/MWh).

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica mostra ancora aspettative di prezzi in aumento, con il prodotto Maggio 2018 che chiude sul baseload a 49,12 €/MWh (+10,3%). Ai minimi da giugno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), risultate stabili su base annuale.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Ad aprile il prezzo medio di acquisto (PUN) si attesta a 49,39 €/MWh, registrando su base annuale un incremento (+6,53 €/MWh, +15,2%) che riflette la crescita delle quotazioni del gas al PSV (+4 €/MWh) e l'aumento degli acquisti, concentrato al Nord, i cui impatti risultano solo parzialmente attenuati dalla maggiore offerta competitiva nazionale, soprattutto idrica, ed estera. L'analisi per gruppi di ore mostra rispetto al 2017

rialzi dei prezzi più intensi nelle ore di picco (+8,72 €/MWh; +19,0%) che in quelle fuori picco (+5,41 €/MWh; +13,0%), con aumento del rapporto picco/baseload a 1,11 (+0,04). Su base mensile, invece, il PUN mostra la consueta flessione (-7,52 €/MWh, -13,2%), guidata soprattutto dai ribassi stagionali della domanda di energia elettrica (-3.450 MWh) (Grafico 1 e Tabella 1).

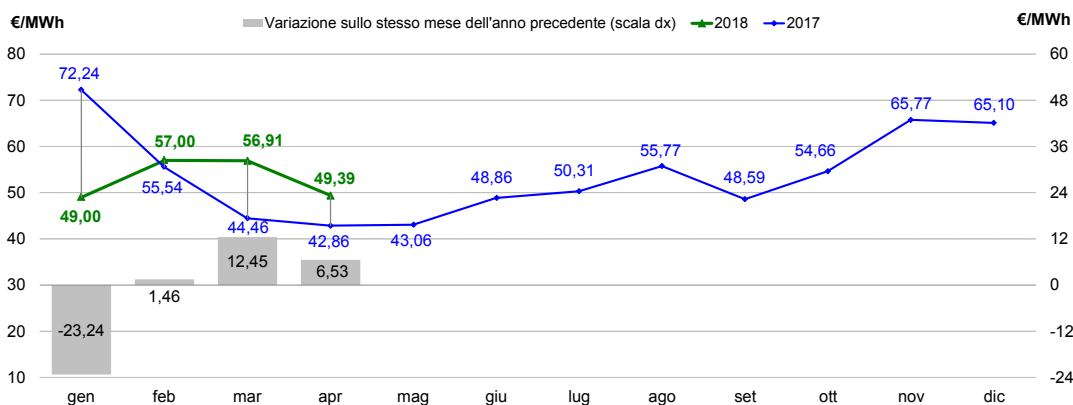
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	49,39	42,86	+6,53	+15,2%	22.724	+0,6%	30.779	+2,2%	73,8%	75,0%
<i>Picco</i>	54,71	45,99	+8,72	+19,0%	27.911	-0,9%	37.719	+1,1%	74,0%	75,5%
<i>Fuori picco</i>	46,93	41,52	+5,41	+13,0%	20.321	+0,6%	27.563	+2,0%	73,7%	74,7%
<i>Minimo orario</i>	6,97	10,00			14.289		19.617		61,4%	62,8%
<i>Massimo orario</i>	100,53	72,11			30.688		41.436		82,8%	83,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

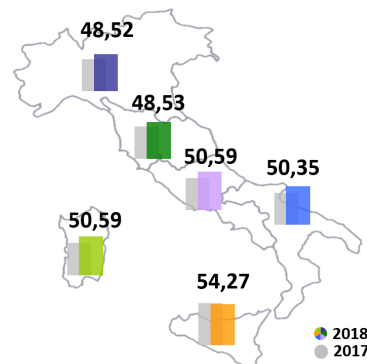
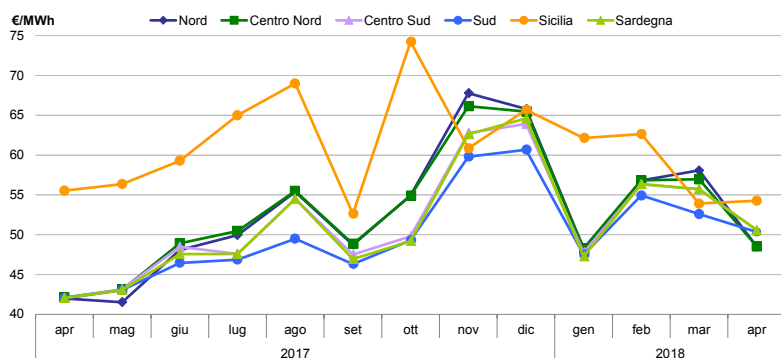


Dinamiche analoghe al PUN si registrano a livello zonale, con prezzi di vendita che al Nord si portano sotto i 49 €/MWh, tornando, dopo quasi un anno, leggermente inferiori alle quotazioni del Sud, attestatesi poco sopra i 50 €/MWh. Le variazioni mostrano quasi ovunque una crescita in doppia cifra su base annuale e un calo rispetto al mese di marzo, più forte al Nord (-10 €/MWh), favorito dal calo degli acquisti

e dalla raddoppiata disponibilità di offerta idrica, che al Sud (-2 €/MWh), penalizzato da una netta flessione dell'offerta eolica. Unica eccezione in Sicilia, dove il prezzo si posiziona sui 54 €/MWh, con oscillazioni modeste sia rispetto al 2017 che al mese precedente (Grafico 2). Si segnalano, inoltre, prezzi nulli in tutte le zone, ad esclusione del Nord, in alcune ore della domenica di Pasqua.

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 22,2 TWh, cresce del 2,2% sul minimo storico registrato per il mese di aprile nel 2017. In debole rialzo i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 16,4 TWh (+0,6%), sostenuti, lato domanda, solo dallo sbilanciamento a programma nei conti energia in immissione e, lato offerta, dalle vendite degli operatori

non istituzionali nazionali ed esteri. Più intensa la crescita delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, rispetto al livello molto esiguo di un anno fa (5,8 TWh, +6,9%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali movimentazioni la liquidità del mercato, pari a 73,8%, si riduce su base annuale di oltre un punto percentuale, mantenendosi tuttavia ai massimi da giugno (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

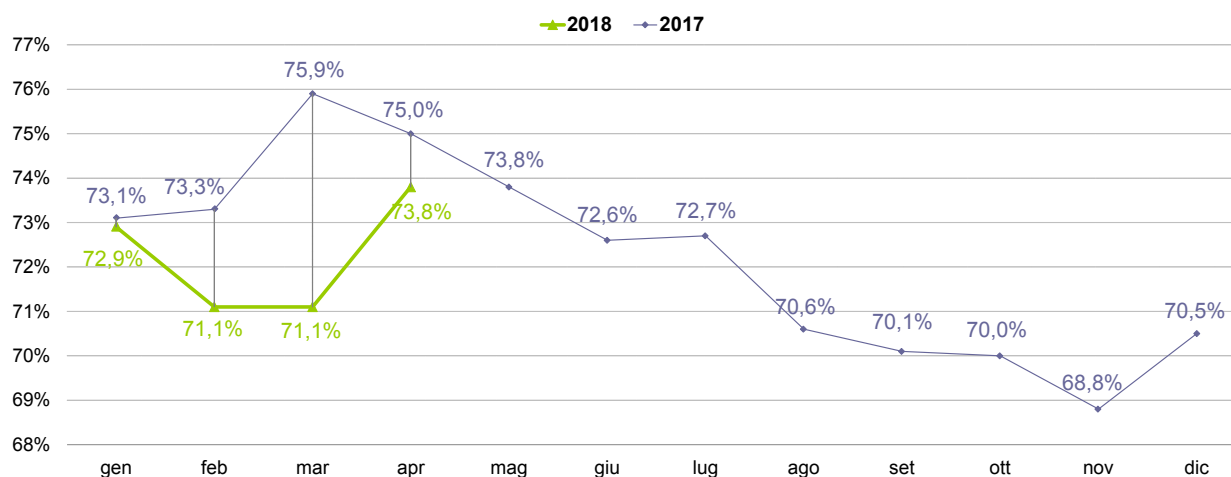
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.361.550	+0,6%	73,8%
Operatori	9.670.605	+1,9%	43,6%
GSE	2.932.979	-16,5%	13,2%
Zone estere	3.757.967	+15,5%	17,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.799.551	+6,9%	26,2%
Zone estere	193.429	-27,3%	0,9%
Zone nazionali	5.606.122	+8,7%	25,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.161.101	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.571.394	-0,7%	
OFFERTA TOTALE	39.732.495	+0,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.361.550	+0,6%	73,8%
Acquirente Unico	3.320.292	-10,5%	15,0%
Altri operatori	7.866.111	-1,0%	35,5%
Pompaggi	9.325	-28,2%	0,0%
Zone estere	253.428	-41,4%	1,1%
Saldo programmi PCE	4.912.394	+18,2%	22,2%
PCE (incluso MTE)	5.799.551	+6,9%	26,2%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	377.436	+23,6%	1,7%
Zone nazionali altri operatori	10.334.509	+11,5%	46,6%
Saldo programmi PCE	-4.912.394	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.161.101	+2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	428.152	-2,0%	
DOMANDA TOTALE	22.589.254	+2,1%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra acquisti nazionali, che in costante crescita annua da ottobre, salgono a 21,9 TWh, in aumento del 3,1% su aprile 2017, con un incremento concentrato al Nord (+7,9%). Ai minimi da quasi tre anni gli acquisti esteri (esportazioni), pari a meno di 0,3 TWh (-42,7%) (Tabella 4).

La crescente domanda di energia del Nord è stata

soddisfatta dalle maggiori vendite delle unità di produzione collocate al centro settentrione - che compensano le flessioni complessivamente registrate dalle altre unità nazionali, lasciando complessivamente invariate le vendite di energia elettrica nazionali (20,6 TWh, +0,2%) - e dalle importazioni di energia dall'estero, pari a 4,0 TWh (+12,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
	MWh								
Nord	18.615.538	25.855	-3,2%	9.958.732	13.832	+8,6%	12.431.029	17.265	+7,9%
Centro Nord	2.517.685	3.497	-1,1%	1.689.256	2.346	+6,6%	2.355.462	3.271	-4,7%
Centro Sud	3.928.082	5.456	+3,5%	1.905.782	2.647	-12,7%	3.425.007	4.757	-3,1%
Sud	6.505.808	9.036	+5,6%	3.129.001	4.346	-9,6%	1.733.796	2.408	-0,4%
Sicilia	2.871.940	3.989	+11,9%	852.486	1.184	+0,7%	1.298.228	1.803	+1,8%
Sardegna	1.312.175	1.822	-12,4%	674.448	937	-26,6%	664.152	922	-4,5%
Totale nazionale	35.751.228	49.654	-0,1%	18.209.705	25.291	+0,2%	21.907.673	30.427	+3,1%
Estero	3.981.267	5.530	+11,0%	3.951.396	5.488	+12,3%	253.428	352	-42,7%
Sistema Italia	39.732.495	55.184	+0,9%	22.161.101	30.779	+2,2%	22.161.101	30.779	+2,2%

In termini di fonti, invece, la stabilità delle vendite nazionali è il frutto di una decisa riduzione di quelle degli impianti a fonte tradizionale (-16,0%), che ha interessato il gas in tutte le zone e il carbone al Centro Sud, e di una netta ripresa di quelli a fonte rinnovabile (+23,2%), sorretti soprattutto

dal diffuso incremento dell'idrico (quasi 6.500 MWh medi orari, massimo da quasi due anni), che torna a superare un quarto del totale venduto, riportando, dopo un biennio, la quota complessiva delle vendite rinnovabili vicina al 50% dei volumi provenienti da unità nazionali (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.328	-2,7%	674	-20,5%	1.201	-41,6%	2.514	-23,3%	612	-6,9%	565	-42,4%	12.895	-16,0%
Gas	6.052	-2,1%	615	-22,2%	373	-37,3%	1.813	-33,6%	569	-5,0%	441	-21,2%	9.862	-13,9%
Carbone	435	+28,8%	-	-	605	-51,2%	-	-	-	-	49	-85,8%	1.088	-43,3%
Altre	842	-17,0%	59	+2,8%	224	+0,2%	701	+28,5%	43	-26,7%	76	-5,3%	1.944	-1,8%
Fonti rinnovabili	6.268	+22,3%	1.672	+23,6%	1.336	+39,5%	1.832	+19,6%	572	+10,3%	371	+26,1%	12.052	+23,2%
Idraulica	4.342	+43,7%	644	+112,0%	717	+90,9%	546	+51,1%	145	+39,5%	74	+40,8%	6.467	+53,3%
Geotermica	-	-	660	-1,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	660	-1,1%
Eolica	5	-27,8%	21	+45,3%	229	+14,0%	824	+25,8%	277	+18,9%	194	+57,6%	1.550	+25,7%
Solare e altre	1.921	-8,4%	347	-5,7%	391	+2,4%	462	-10,3%	150	-17,5%	104	-13,0%	3.375	-7,9%
Pompaggio	235	+181,0%	-	-	109	+536,8%	-	-	-	-	0	-	345	+241,6%
Totale	13.832	+8,6%	2.346	+6,6%	2.647	-12,7%	4.346	-9,6%	1.184	+0,7%	937	-26,6%	25.291	+0,2%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

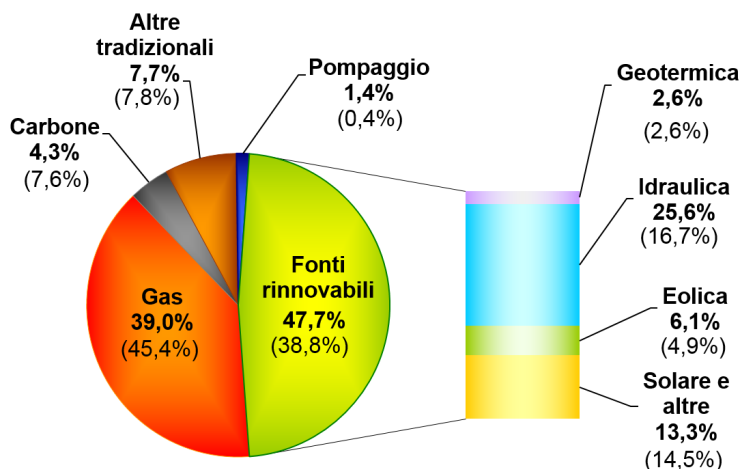
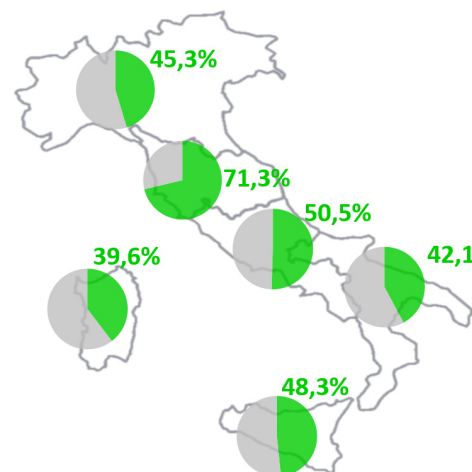


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import incrementata rispetto al 2017 (2.812 MWh, +182 MWh) e concentrata sulla frontiera slovena, dove si registra invece una flessione della capacità allocata in export, al pari di quanto osservato sulla frontiera francese (Tabella

6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce del 5/7% su tutte le frontiere, con il market coupling che ne alloca ovunque la quasi totalità. In evidenza la Slovenia dove si osserva l'azzeramento della capacità non utilizzata, poco inferiore ai due terzi un anno fa (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.148 (2.232)	2.094 (2.101)	93,3% (96,4%)	90,5% (77,1%)	1.168 (1.120)	657 (891)	1,7% (3,5%)	0,4% (1,7%)
Italia - Austria	215 (226)	215 (229)	92,6% (98,1%)	98,2% (97,9%)	134 (122)	138 (138)	1,3% (1,9%)	1,1% (1,8%)
Italia - Slovenia	506 (513)	503 (300)	93,3% (65,4%)	96,9% (34,3%)	670 (670)	280 (349)	0,6% (33,9%)	- (7,8%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

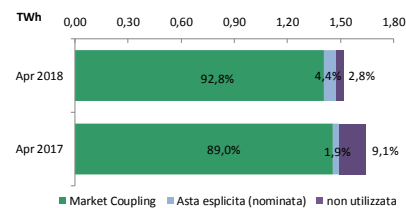
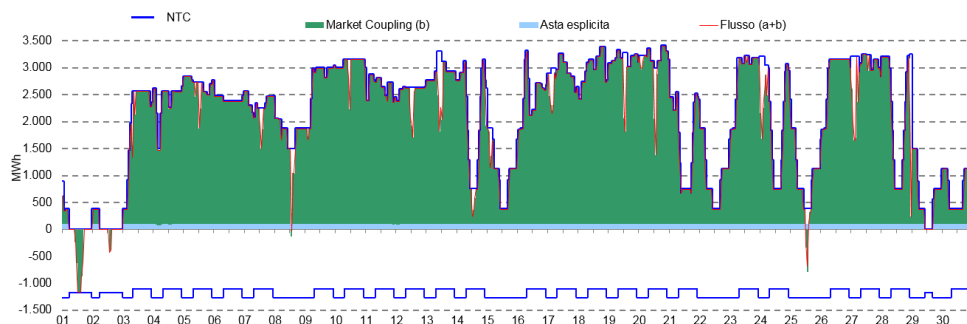


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

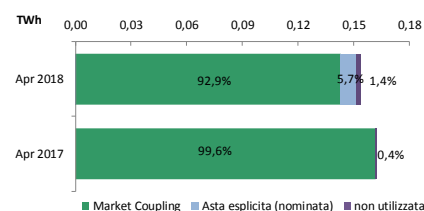
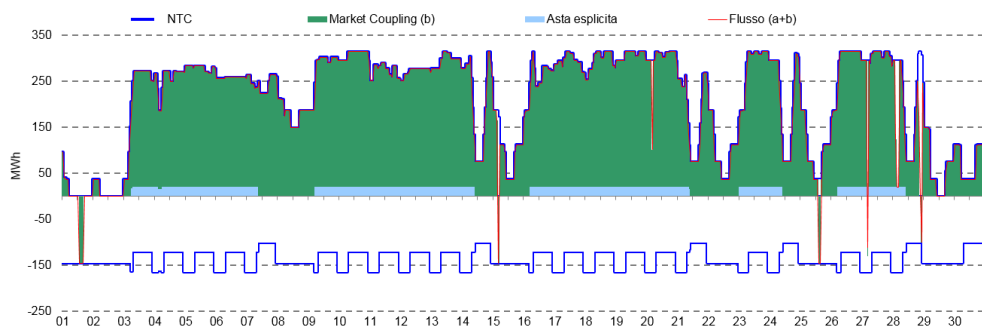
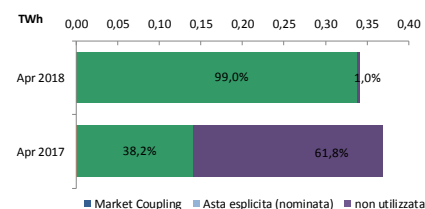
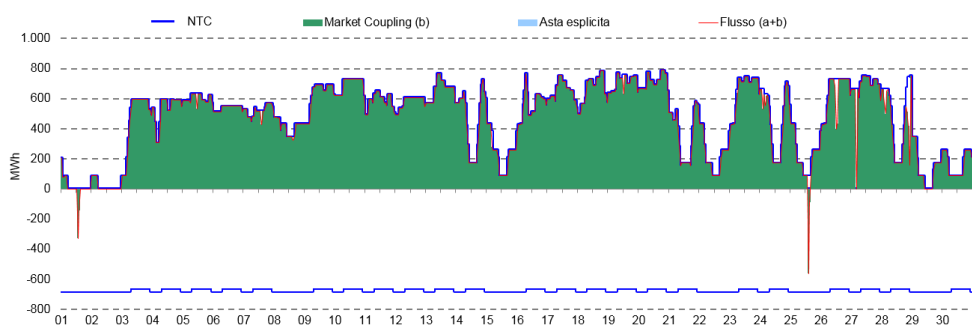


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 49,22 €/MWh, si mostra, in analogia con il PUN, in calo mensile (-12,5%) e in aumento annuale (+15,4%) (Grafico 9). Il confronto con il PUN evidenzia un prezzo di acquisto su MI praticamente allineato, come osservato anche un anno fa (-0,2 €/MWh circa).

A livello di singoli mercati si osservano prezzi ovunque in aumento sul 2017, in doppia cifra nei primi cinque,

mentre il confronto con il PUN mostra quotazioni leggermente superiori su MI1 ed MI2 e inferiori sulle altri mercati, tra cui emerge il dato di MI6 (-6,2%) (Figura 1 e Grafico 10). Per la prima volta da settembre, i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,0 TWh registrano un incremento (+11,3% sul modesto valore di aprile 2017) che ha interessato tutte le sessioni ad eccezione di MI2 (-8,5%) (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

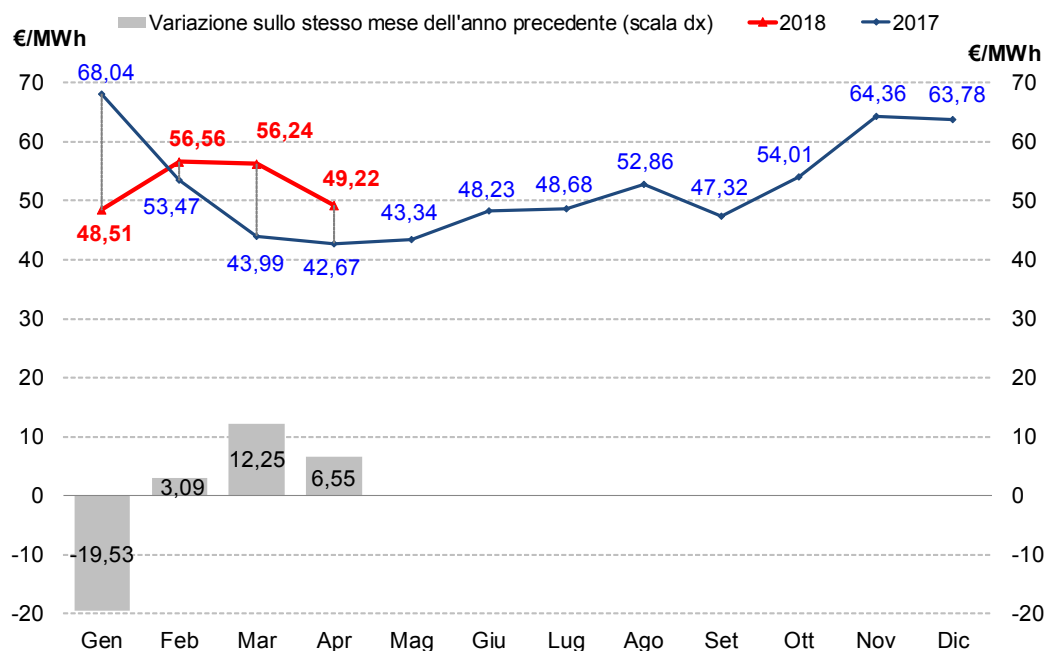
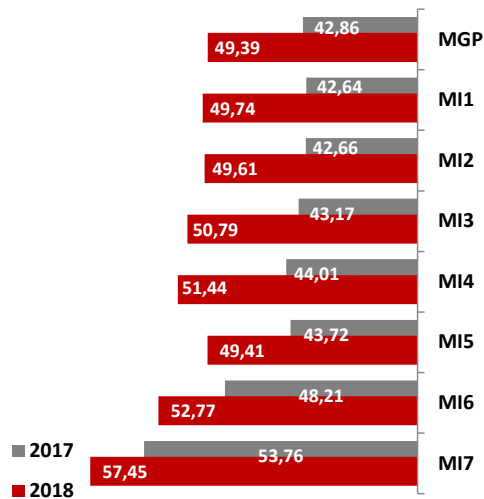


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	49,39	+15,2%	22.161.101	30.779	+2,2%
MI1 (1-24 h)	49,74 (+0,7%)	+16,6%	1.104.090	1.533	+9,9%
MI2 (1-24 h)	49,61 (+0,4%)	+16,3%	351.309	488	-8,5%
MI3 (5-24 h)	50,79 (-0,1%)	+17,7%	253.085	422	+63,7%
MI4 (9-24 h)	51,44 (-0,9%)	+16,9%	74.451	155	+28,6%
MI5 (13-24 h)	49,41 (-3,0%)	+13,0%	78.190	217	+7,9%
MI6 (17-24 h)	52,77 (-6,2%)	+9,5%	132.767	553	+5,3%
MI7 (21-24 h)	57,45 (-3,4%)	+6,9%	41.560	346	+42,7%

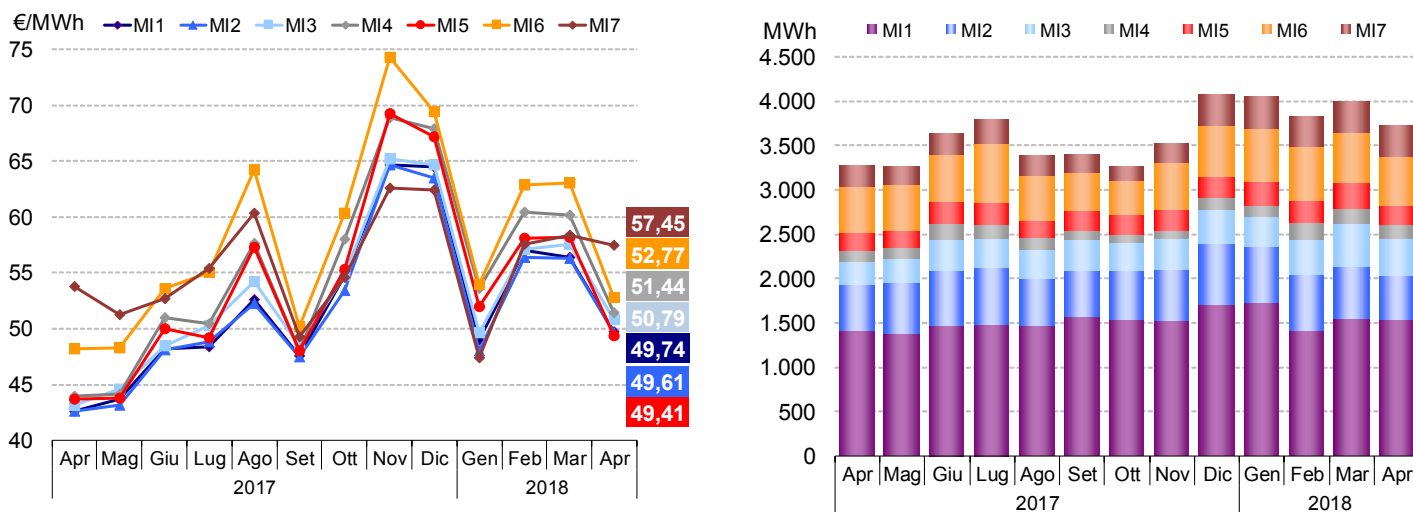
Prezzi. €/MWh



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

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

Fonte: GME



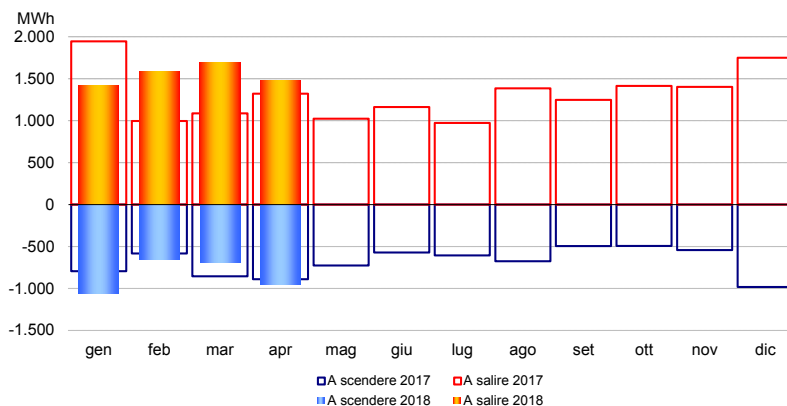
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire si attestano a 1,1 TWh, registrando ancora una crescita tendenziale (+12,1% su aprile 2017). Tornano a

crescere anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,7 TWh (+8,2%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

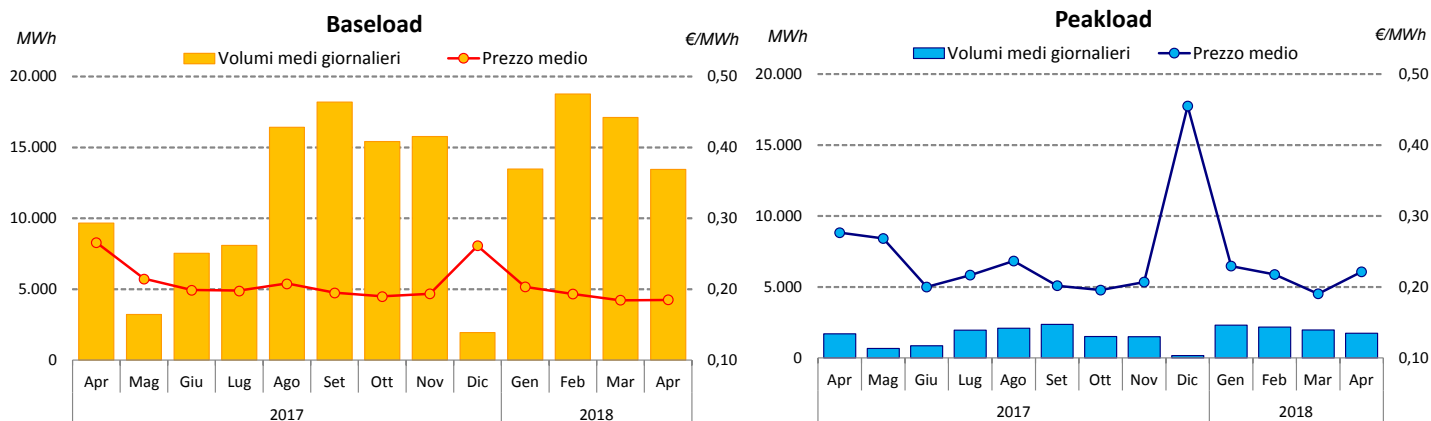
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 288 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 228 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri, in netto calo tendenziale su entrambi i profili, si attesta a 0,18 €/MWh per i baseload ed a 0,22 €/MWh per i peakload,

rispettivamente nei 30 e nei 20 giorni di flusso del mese. I volumi complessivamente scambiati su MPEG risultano pari a 0,4 TWh, circa un terzo in più rispetto ad un anno fa, la maggior parte dei quali, come di consueto, riferiti a prodotti con profilo baseload su cui si concentra l'incremento (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	228	30/30	0,18	0,15	0,20	403.560	13.452
Peakload	60	20/21	0,22	0,18	0,50	34.956	1.748
Totale	288					438.516	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 2 negoziazioni, riferite al prodotto baseload di Giugno, per complessivi 5 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 650 GWh, in calo del 13,7% su marzo. I prezzi appaiono ovunque in netto aumento, più evidente sui

prodotti mensili di entrambi i profili, con Maggio 2018 che chiude il suo periodo di trading a 49,12 €/MWh sul baseload (+10,3%) ed a 54,31 €/MWh sul peakload (+10,3%), ed una posizione aperta pari a 140 MW sul baseload, per complessivi 104 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2018	49,12	+10,3%	-	-	-	-	-	140	104.160
Giugno 2018	54,50	+15,1%	2	7	-	7	-	142	102.240
Luglio 2018	59,65	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2018	55,56	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	56,94	+5,0%	-	-	-	-	-	124	273.792
IV Trimestre 2018	57,80	+2,1%	-	-	-	-	-	99	218.691
I Trimestre 2019	57,83	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	46,89	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	50,77	+5,0%	-	-	-	-	-	6	52.560
Totale			2	7	-	7			647.283

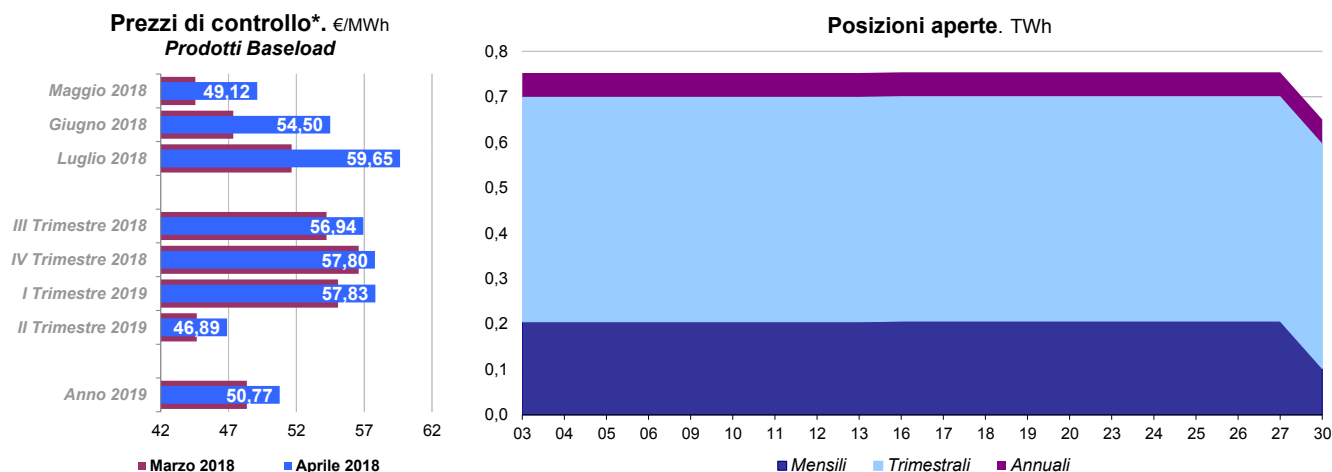
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2018	54,31	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2018	62,11	+15,1%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2018	69,97	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2018	63,91	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	65,96	+5,0%	-	-	-	-	-	3	2.340
IV Trimestre 2018	71,64	+2,1%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	68,53	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	52,05	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	58,09	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			2.340
TOTALE			2	7	-	7			649.623

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia ad aprile 2018, pari a 24,2 TWh e minimo dallo scorso giugno, mostrano un segno solo debolmente positivo (+0,2%) in corrispondenza, da un lato, di una modesta flessione delle consistenti transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 23,9 TWh (-0,3%), e dall'altro, di un incremento delle più modeste negoziazioni concluse su MTE, pari a 101 GWh contro i 92 GWh di un anno fa, e sul MPEG, passate da 324 a 439 GWh (Tabella 8). Sempre in aumento da inizio anno la posizione netta in esito alle

transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,2 TWh (+2,5% su un anno fa). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si attesta 1,83, in flessione congiunturale e tendenziale (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,8 TWh, registrano un aumento del 6,9% sul valore molto basso di aprile 2017, mentre i relativi sbilanciamenti a programma, pari 7,4 TWh, mostrano una debole flessione (-0,6%). Stessi segni, ma di maggiore intensità, per le dinamiche dal lato prelievo, con i programmi registrati, saliti a 10,7 TWh (+11,8%) e i relativi sbilanciamenti a programma, scesi a 2,5 TWh (-24,1%).

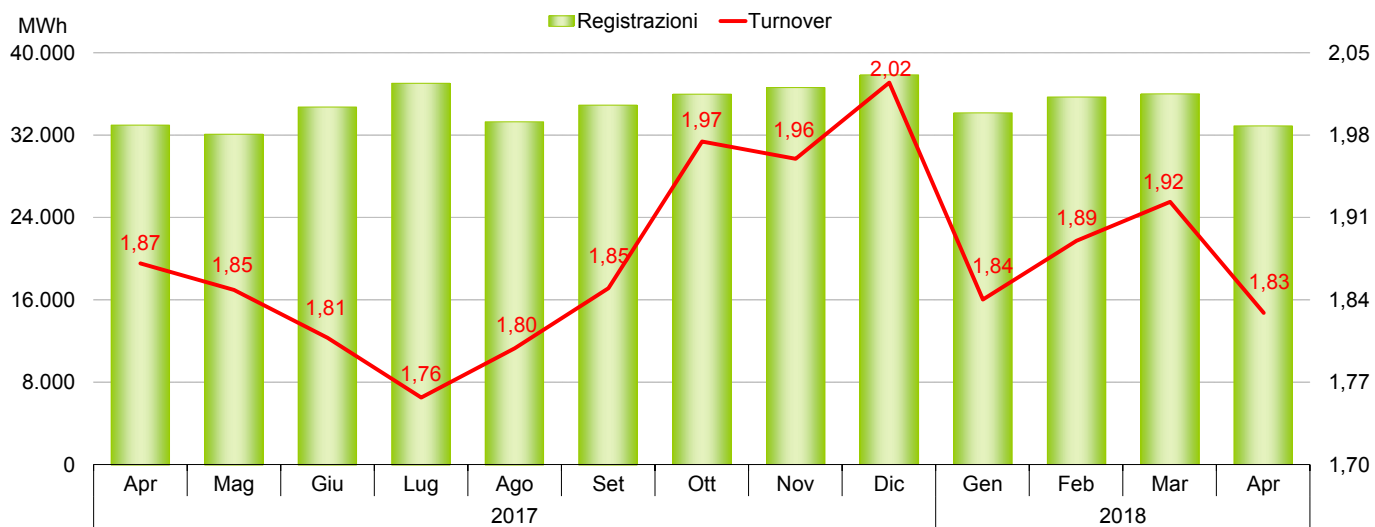
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.762.303	+6,9%	27,9%	Richiesti	8.358.208	+4,4%	100,0%	10.823.496	+10,5%	100,0%
Off Peak	44.772	-66,0%	0,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.893.180	-0,8%	46,6%	281	-97,1%	0,0%
Peak	159.416	+91,0%	0,7%	Rifiutati	2.558.657	-0,9%	30,6%	111.551	-46,5%	1,0%
Week-end	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.557.205	-1,0%	30,6%	0	-100,0%	0,0%
Totale Standard	6.966.490	+6,5%	28,8%							
Totale Non standard	16.717.256	-2,9%	69,0%	Registrati	5.799.551	+6,9%	69,4%	10.711.945	+11,8%	99,0%
PCE bilaterali	23.683.746	-0,3%	97,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.335.975	-0,4%	16,0%	281	-97,1%	0,0%
MTE	100.800	+9,1%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.445.047	-0,6%		2.532.653	-24,1%	
MPEG	438.516	+35,3%	1,8%	Saldo programmi	-	-		4.912.394	+18,2%	
TOTALE PCE	24.223.062	+0,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.244.598	+2,5%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del semestre estivo i consumi di gas naturale in Italia, dopo la buona performance dei due mesi precedenti, registrano un calo su base annua (-3%) legato principalmente all'arretramento dei consumi del settore termoelettrico (-15%), spiazzati dall'avanzamento della produzione rinnovabile idroelettrica e delle importazioni. In crescita invece i consumi del settore civile (+9%), in virtù di temperature più rigide nella prima parte del mese, e quelli del settore industriale (+4%). Sul lato dell'offerta, le importazioni di gas naturale segnano una nuova ripresa, con la produzione nazionale stabile su base annua. Nessuna erogazione dagli stoccaggi, mentre ripartono le iniezioni

(+28%) con la giacenza a fine mese che aumenta rispetto a febbraio, ma risulta ancora più bassa rispetto allo scorso anno (-15%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi complessivamente scambiati presentano una vigorosa ripresa sui livelli più alti per il semestre aprile-settembre, rappresentando il 7,5% della domanda complessiva di gas naturale (era 5,6% nel 2017). Gli scambi crescono sui mercati title, ed in particolare su MGP-Gas, a fronte di prezzi in aumento su base annua e poco sotto i 22 €/MWh, in linea con gli sviluppi della quotazione al PSV(21,84 €/MWh); in calo i volumi su MGS su cui il prezzo sale ai massimi storici, pari a 22,06 €/MWh.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.656 milioni di mc e ripiegano del 2,6% su base annua e. Il calo appare connesso esclusivamente alla riduzione dei consumi del settore termoelettrico che scendono sui livelli minimi da giugno 2015, pari a 1.469 milioni di mc (-15,1%); tale dinamica risulta legata alla crescita tendenziale della produzione di energia elettrica rinnovabile, soprattutto quella da impianti idrici dopo la scarsità del 2017 (+25,6%), e delle importazioni di energia elettrica (+20,2%), su livelli molto bassi lo scorso anno. In crescita, invece, i consumi del settore civile che, in virtù di temperature più rigide rispetto alla media del periodo nella prima metà del mese, si attestano a 1.926 milioni di mc (+9,4%); più contenuto l'incremento dei consumi del settore industriale che confermano il trend positivo degli ultimi mesi e segnano il valore massimo per il mese in analisi dal 2009, pari a 1.166 milioni di mc (+3,6%). Cedono, infine, il 42% le esportazioni, attestatesi

a 95 milioni di mc. Sul lato dell'offerta continuano ad aumentare le importazioni, pari complessivamente a 5.952 milioni di mc (+4,6%), rappresentando circa il 93% dell'approvvigionamento totale, a fronte di una produzione nazionale stabile su base annua a 431 milioni di mc. Le maggiori importazioni hanno indotto un incremento delle iniezioni negli stoccaggi a 1.727 milioni di mc, guadagnando il 28,4% rispetto ad aprile dello scorso anno, in assenza di erogazioni.

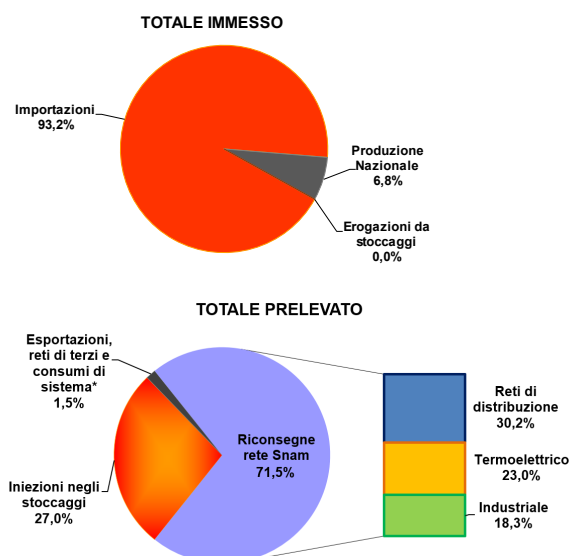
La ripresa delle importazioni è stata sostenuta dai flussi di gas russo a Tarvisio che segnano il valore più alto da gennaio 2014, pari a 3.151 milioni di mc (+15,2%), e di gas dal Nord Europa a Passo Gries, pari a 954 milioni di mc, più che raddoppiati su base annua. In calo le importazioni dai restanti punti di entrata tramite gasdotto, mentre risultano operativi i terminali GNL, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo con 552 milioni di mc (+6,5%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.952	63,0	+4,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.160	12,3	-24,7%
Tarvisio	3.151	33,3	+15,2%
Passo Gries	954	10,1	+142,3%
Gela	14	0,1	-95,5%
Gorizia	4	0,0	-
Panigaglia (GNL)	81	0,9	+15757,0%
Cavarzere (GNL)	552	5,8	+6,5%
Livorno (GNL)	36	0,4	-82,0%
Produzione Nazionale	431	4,6	-0,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.383	67,6	+4,2%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.561	48,3	-1,2%
Industriale	1.166	12,3	+3,6%
Termoelettrico	1.469	15,5	-15,1%
Reti di distribuzione	1.926	20,4	+9,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	95	1,0	-41,8%
TOTALE CONSUMATO	4.656	49,3	-2,6%
Iniezioni negli stoccaggi	1.727	18	+28,4%
TOTALE PRELEVATO	6.383	67,6	+4,2%

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



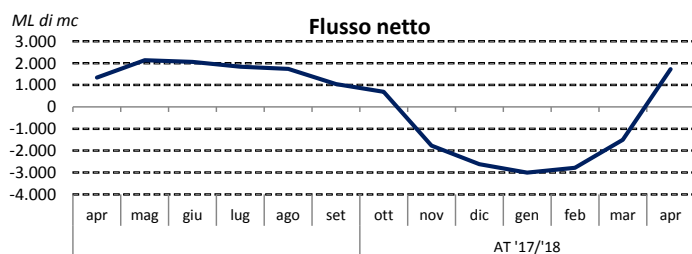
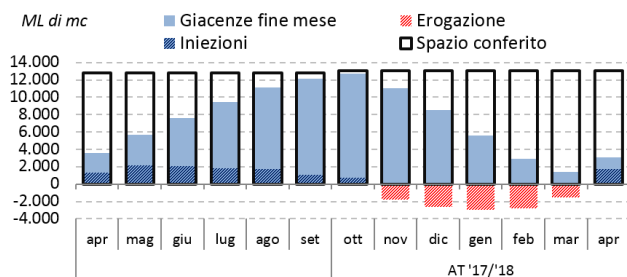
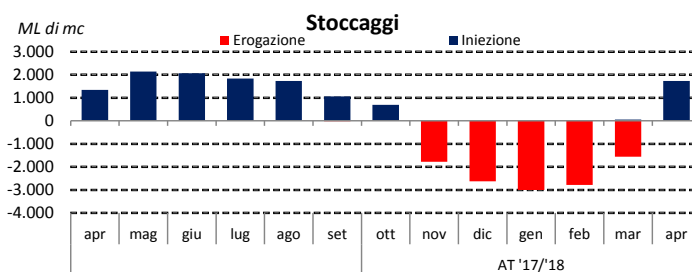
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.074 milioni di mc, duplicata rispetto a marzo, ma ancora inferiore del 14,8% rispetto ai livelli del 30

aprile del 2017. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 23,6%, anch'esso più basso rispetto ad un anno fa (-4,6 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2018)	3.074	-14,8%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.727	+28,4%
Flusso netto	1.727	+28,4%
Spazio conferito	13.045	+1,9%
Giacenza/Spazio conferito	23,6%	-4,6 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) ripiega dai livelli alti dei due mesi precedenti, ma registra ancora una significativa crescita su base annua attestandosi a 21,84 €/MWh (+21,0%).

Analoghe le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei, con il prezzo medio al TTF che sale a 19,58 €/MWh (+22,4%) più basso rispetto a quello al PSV di 2,26 €/MWh (era 2,05 ad aprile 2017).

I MERCATI GESTITI DAL GME

A fronte di un calo dei consumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si posizionano sui livelli più alti per il semestre aprile-settembre e segnano una nuova importante crescita tendenziale, portandosi a 3,7 TWh (+31,4%); tale dinamica spinge la quota sulla domanda totale del sistema al 7,5% (era 5,6% lo scorso anno).

La ripresa è da ricondurre alla performance dei due mercati title ed in particolare all'evoluzione degli scambi su MGP-Gas che negli ultimi mesi ha riscosso una forte spinta al rialzo in concomitanza all'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1. I volumi negoziati su MGP-Gas si confermano sui livelli più alti di sempre, pari a 0,7 TWh (erano 80 mila MWh l'anno precedente), rappresentando una quota sul totale a pronti del 19% (+16 punti percentuali su base annua). In aumento anche i volumi scambiati su MI-Gas, pari a 1,8 TWh (+42%), di questi 0,9 TWh movimentati dal RdB, per una quota

pari al 51% del totale scambiato in forte calo rispetto allo scorso anno (-21 p.p.). Arretrano invece gli scambi su MGS che, con 1,2 TWh, si conferma il secondo mercato più importante per dimensioni, pur registrando una netta riduzione della sua quota rispetto ad aprile 2017 (34%, -20 p.p.).

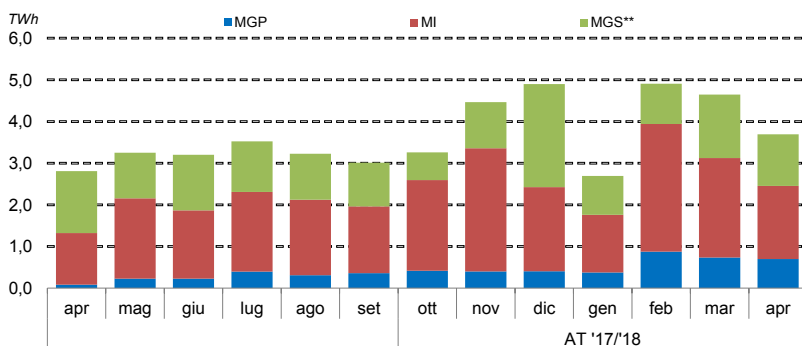
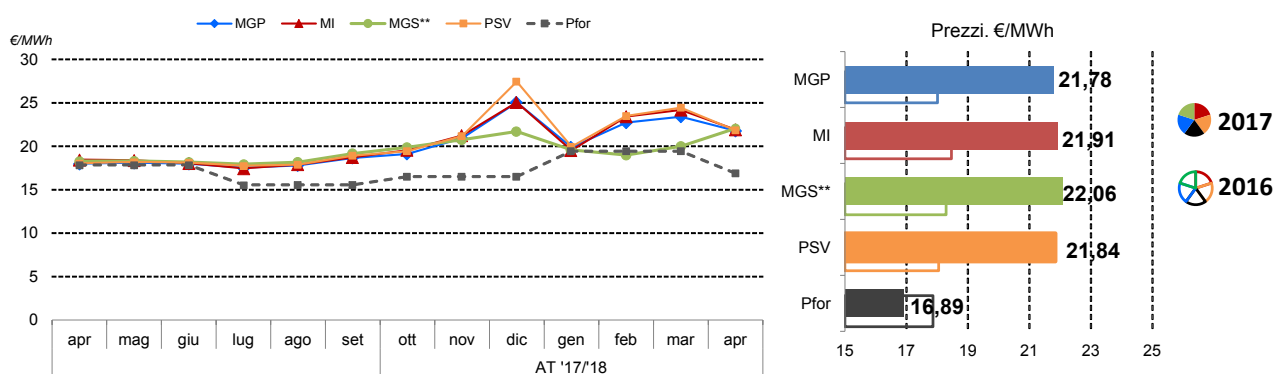
I prezzi presentano ovunque un rincaro tendenziale intorno al 20% e si attestano poco sotto i 22 €/MWh sui due mercati title, in linea con le dinamiche al PSV, ed a 22,06 €/MWh su MGS, livello massimo storico per questo mercato, l'unico a mostrare anche un rialzo delle quotazioni rispetto al mese precedente (+10%). In particolare tale apprezzamento appare evidente a partire dal 9 aprile quando, con un repentino rialzo (+0,70 €/MWh sul giorno precedente), i prezzi si portano sopra la soglia dei 22 €/MWh, permanendoci per l'intero mese, e raggiungono per il giorno gas 15 aprile il valore più alto di sempre, pari a 23,34 €/MWh, in concomitanza ad acquisti da parte di RdB, pari a 55 mila MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	21,78 (18,01)	20,03	23,40	698.040	(80.320)
MI	21,91 (18,46)	18,50	27,00	1.755.840	(1.239.310)
MGS**	22,06 (18,29)	20,21	23,34	1.236.770	(1.489.805)
Stogit	22,06 (18,29)	20,21	23,34	1.236.770	(1.489.805)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

I volumi movimentati da SRG per l'impresa di stoccaggio Stogit, l'unica operativa, mostrano un deciso incremento: gli acquisti, pari a 874 GWh, appaiono favoriti dai maggiori scambi con finalità di Neutralità, pari al 77% del totale; le vendite, più che raddoppiate su base annua, ammontano

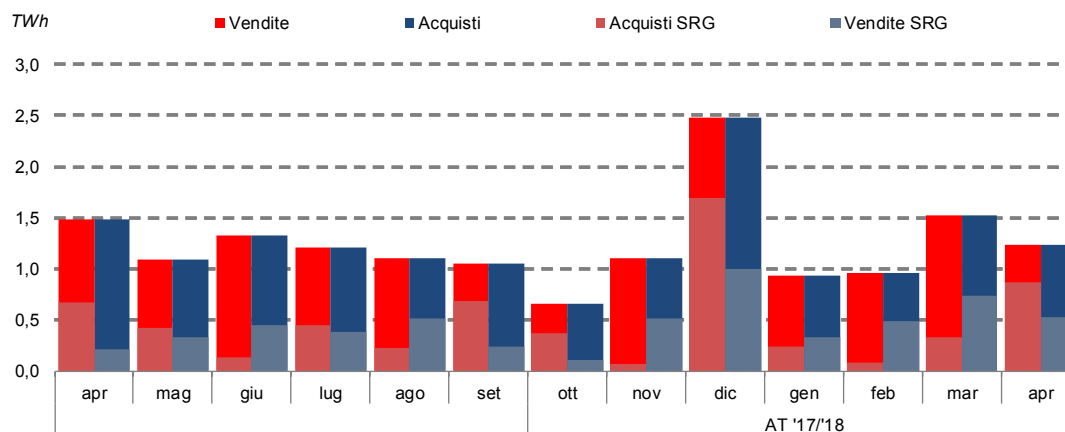
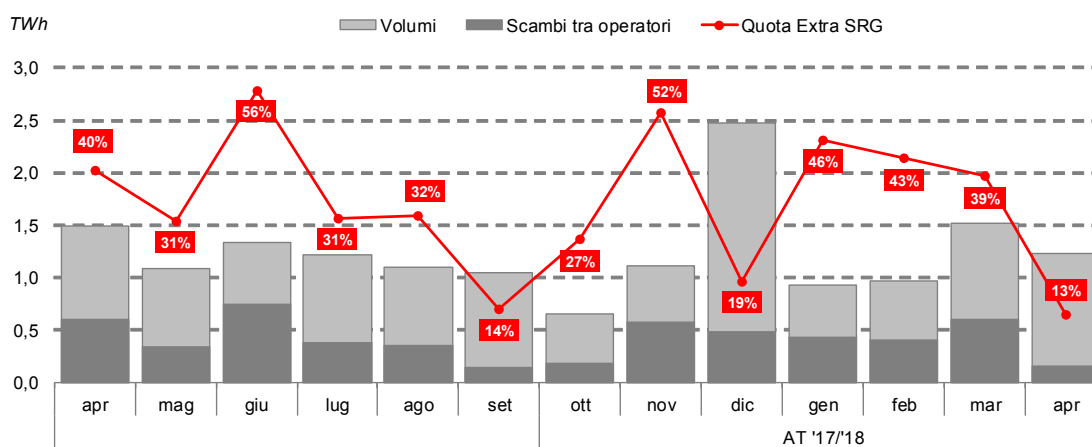
a 534 GWh, di cui il 57% con finalità di Bilanciamento (+40% su base annua); il totale movimentato da SRG sale pertanto all'87%. Gli scambi tra operatori sono stati pari a 161 GWh, in significativo calo su base annua (-73%), con una quota che cede 27 punti percentuali su aprile 2017.

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.236.770	(1.489.805)	1.236.770	(1.489.805)	-	(-)	-	(-)
SRG	874.336	(670.430)	533.636	(217.734)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	205.169	(655.430)	303.826	(217.734)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	669.167	(15.000)	229.810	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	362.433	(819.375)	703.134	(1.272.071)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile è stato registrato un solo scambio in corrispondenza di un prodotto BoM per 10.200 MWh; il prodotto M-2018-05 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 18,90 €/MWh ed una posizione

aperta di 744 MWh. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 1.440 MWh, in netto calo rispetto al mese precedente (-50%). Prezzi di controllo stabili per tutti i prodotti negoziabili con segnali rialzisti solo per il BoM.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-04	-	-	22,08	17,1%	1	10.200	-	-	10.200	-	624	1.248
BoM-2018-05	-	-	25,00	-	-	-	-	-	-	-	24	720
M-2018-05	-	-	18,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	744
M-2018-06	-	-	18,60	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	720
M-2018-07	-	-	18,20	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-08	-	-	19,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,86	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	17,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	20,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	18,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					1	10.200			10.200		48	1.440

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad aprile le quotazioni a pronti del greggio e dei derivati petroliferi si riportano sui livelli più alti da oltre tre anni, mentre più deboli appaiono le dinamiche di crescita registrate dai prezzi del carbone.

Sebbene ancora in aumento su base annua, le quotazioni

del gas e dell'energia elettrica scambiata sulle principali borse europee segnano ampie flessioni congiunturali, in linea con i tipici andamenti stagionali. I mercati a termine indicano nel breve periodo attese al rialzo per tutte le commodities.

Le quotazioni di greggio, olio combustibile e gasolio, dopo i continui rialzi registrati nella seconda metà del 2017, culminati con i livelli record di gennaio, e la frenata di febbraio e marzo, salgono ad aprile ai massimi da fine 2014, pari rispettivamente a 72 \$/bbl, 371 \$/MT e 625 \$/MT, con incrementi annuali del 29/37%. Non molto distanti dagli attuali livelli spot le indicazioni provenienti dai mercati a termine per i prossimi mesi, in rialzo del 6/7% rispetto a quelle di marzo. Più modeste le dinamiche

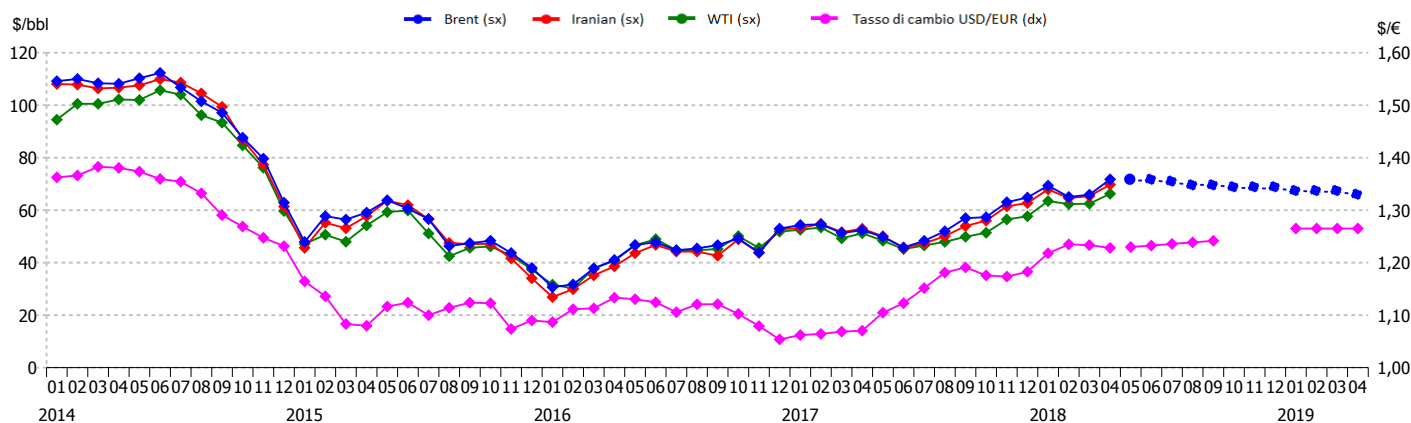
di crescita del carbone che si attesta a 81 \$/MT (+1% e +7%), prospettando anch'esso prezzi a termine in ascesa per i prossimi mesi.

La conversione in euro delle quotazioni, in presenza di un tasso di cambio fermo negli ultimi tre mesi ai massimi da inizio 2015 (1,23 \$/€), mostra anche questo mese impatti esclusivamente su base annua, che attenuano o invertono le variazioni osservate sui prezzi dei combustibili.

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

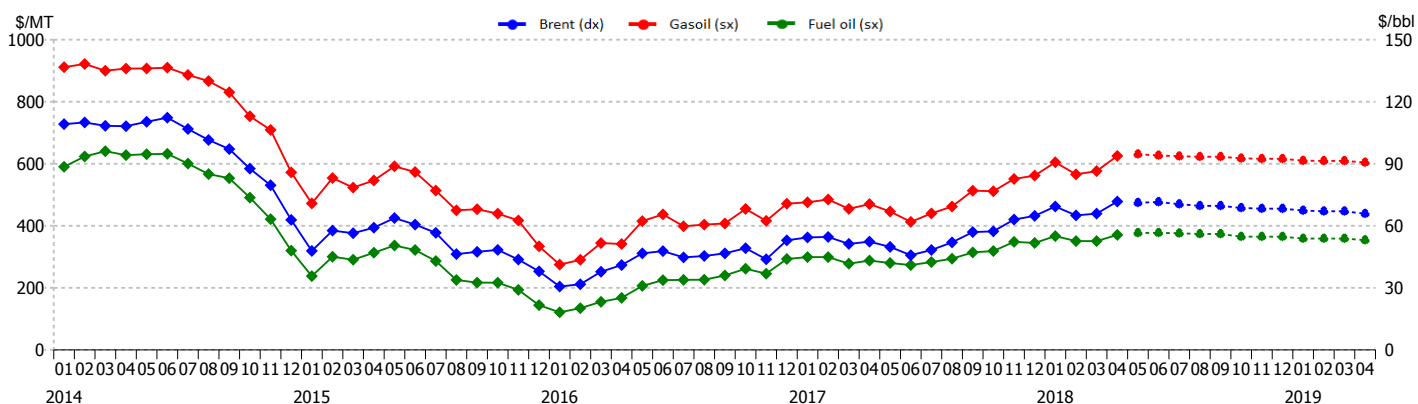
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Apr 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	Lug 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	71,77	+ 9 %	+ 37 %	69,32	70,62	+ 7 %	70,10	+ 7 %	69,16	-	65,30	+ 6 %
	€/bbl	58,43	+ 9 %	+ 19 %	-	57,42	-	56,87	-	55,97	-	51,61	-
OLIO COMB.	\$/MT	370,99	+ 6 %	+ 29 %	361,01	377,20	+ 6 %	377,34	+ 6 %	376,08	-	355,33	+ 4 %
	€/MT	302,07	+ 6 %	+ 12 %	-	306,70	-	306,14	-	304,34	-	280,86	-
GASOLIO	\$/MT	625,61	+ 8 %	+ 33 %	619,46	626,73	+ 7 %	622,38	+ 6 %	618,24	-	605,77	+ 6 %
	€/MT	509,39	+ 9 %	+ 16 %	-	509,60	-	504,94	-	500,30	-	478,82	-
CARBONE	\$/MT	81,43	+ 1 %	+ 7 %	78,21	83,16	+ 4 %	83,85	+ 5 %	84,52	-	80,94	+ 7 %
	€/MT	66,30	+ 2 %	- 6 %	-	67,62	-	68,03	-	68,39	-	63,98	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,23	- 0 %	+ 15 %	-	1,23	- 1 %	1,23	- 1 %	1,24	-	1,27	- 0 %

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



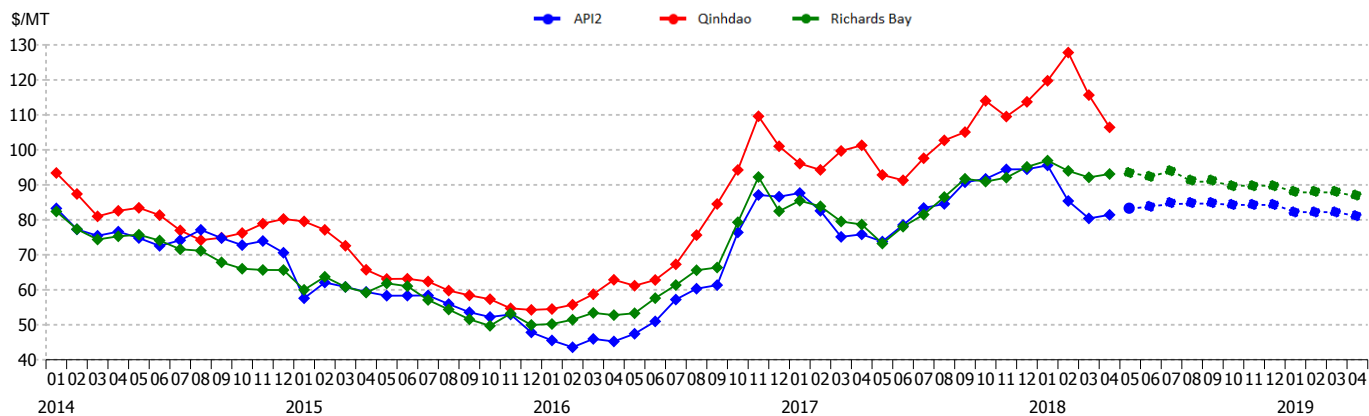
Fonte: Thomson-Reuters

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

Dopo le tensioni di febbraio e marzo, guidate da condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli, ad aprile le quotazioni del gas sulle principali piattaforme continentali registrano una ripida discesa su base mensile, mostrando tuttavia ancora tassi di crescita in doppia cifra nel confronto annuale.

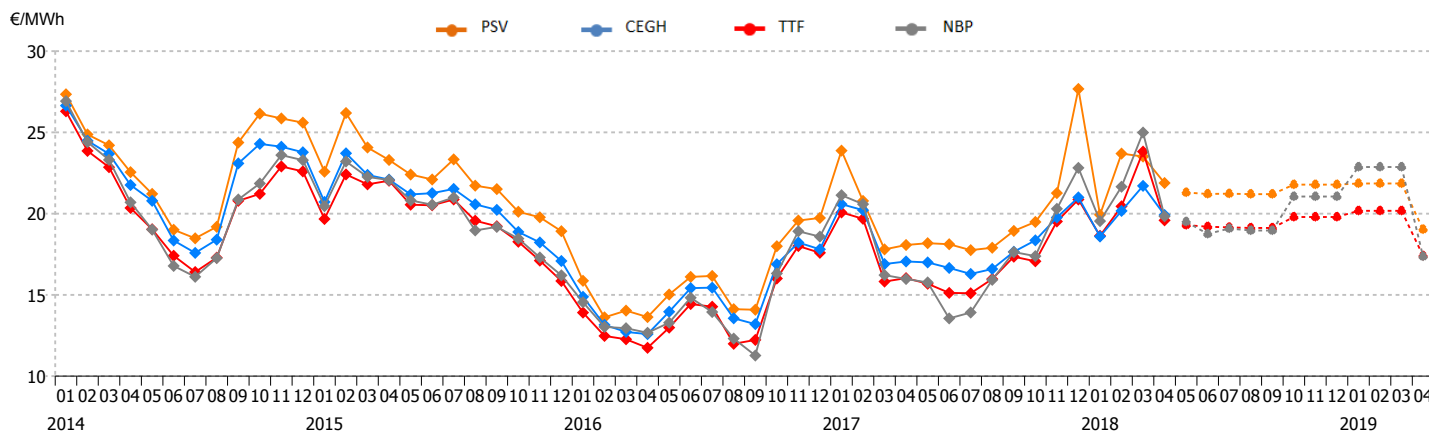
Sul hub italiano il prezzo scende a 21,84 €/MWh (-11/+21%)

e torna a superare di oltre 2 €/MWh il TTF, posizionato a 19,58 €/MWh (-21/+22%), livello lievemente inferiore a quello rilevato in Austria e nel Regno Unito. I mercati a termine mostrano prezzi attesi nel breve periodo non molto distanti dagli attuali spot e ovunque più alti rispetto alle indicazioni di marzo.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Apr 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	Lug 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PSV	IT	21,84	- 11%	+ 21%	20,65	21,30	+ 8%	21,21	+ 8%	21,22	-	19,91	+ 5%
TTF	NL	19,58	- 21%	+ 22%	18,67	19,30	+ 9%	19,20	+ 9%	19,15	-	18,05	+ 6%
CEGH	AT	19,92	- 12%	+ 17%	18,68	20,02	+ 9%	19,89	+ 7%	19,90	-	-	-
NBP	UK	19,85	- 24%	+ 24%	18,92	19,50	+ 9%	18,75	+ 13%	19,08	-	18,72	+ 7%



Anche sui principali mercati elettrici il ritorno a più miti temperature ha favorito la decisa e diffusa flessione congiunturale delle quotazioni elettriche, che tuttavia si confermano generalmente in aumento tendenziale.

Il prezzo italiano resta il più elevato (49 €/MWh) e allarga il suo differenziale dalle limitrofe Francia e Svizzera, attestatesi attorno

ai 34 €/MWh. Nel Nord-Europa l'area scandinava conferma quotazioni decisamente superiori al riferimento tedesco (39 €/MWh contro 32 €/MWh), come raramente osservato in passato. Sempre in crescita le attese sui prezzi provenienti dai mercati a termine, che esprimono per i mesi a venire livelli più elevati rispetto agli attuali spot.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Apr 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 18	Var M-1 (%)	Giu 18	Var M-1 (%)	Lug 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
ITALIA	49,39	- 13 %	+ 15 %	-	47,89	+ 12 %	52,96	+ 11 %	56,54	-	49,68	+ 3 %
FRANCIA	33,60	- 30 %	- 3 %	39,30	32,73	+ 7 %	35,46	+ 6 %	37,21	-	42,52	-
GERMANIA	32,06	- 14 %	+ 11 %	35,35	32,01	+ 6 %	35,19	+ 7 %	36,20	-	37,89	-
AREA SCANDINAVA	39,00	- 10 %	+ 33 %	39,83	47,59	-	54,72	-	56,75	-	50,71	-
SPAGNA	42,67	+ 6 %	- 2 %	38,58	32,29	+ 14 %	31,02	+ 15 %	28,84	-	30,79	-
AUSTRIA	31,94	- 13 %	+ 10 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	34,16	- 36 %	+ 2 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

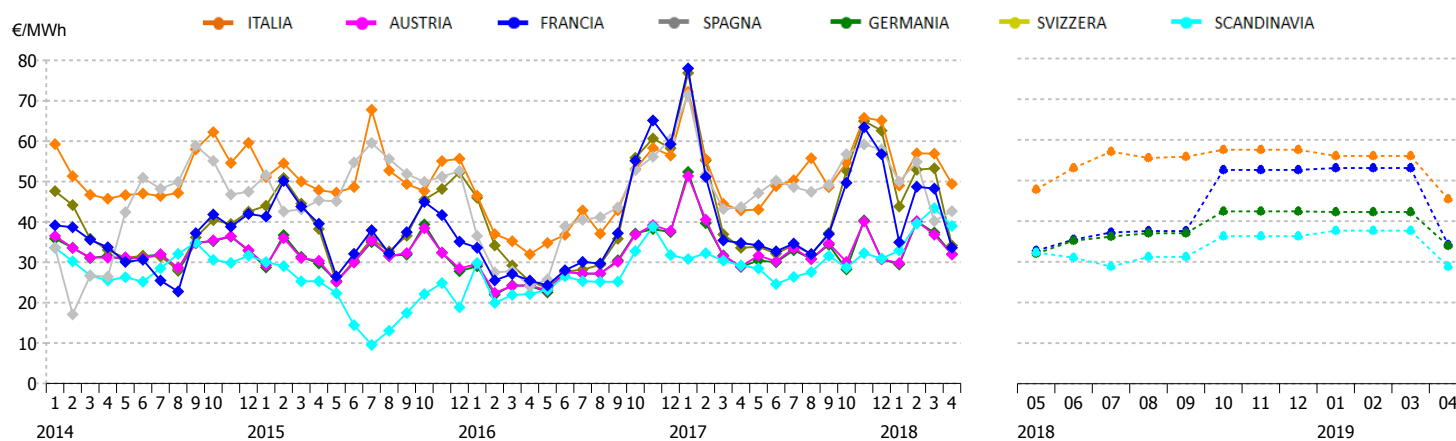
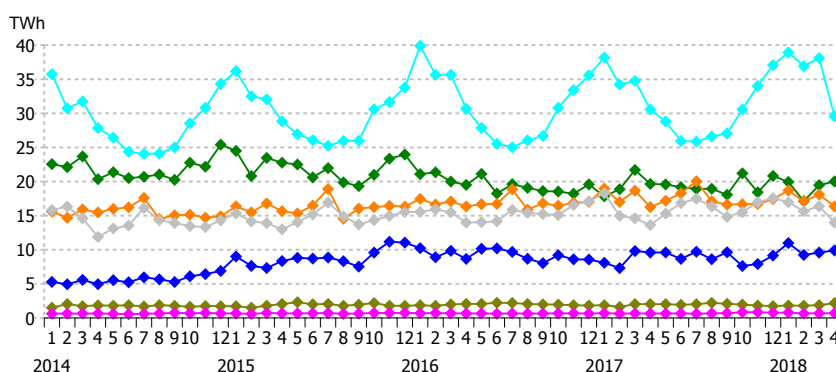


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Apr 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,4	- 7 %	+ 1 %
FRANCIA	9,9	+ 7 %	+ 3 %
GERMANIA	20,0	+ 6 %	+ 2 %
AREA SCANDINAVA	29,6	- 20 %	- 3 %
SPAGNA	14,0	- 12 %	+ 3 %
AUSTRIA	0,7	+ 3 %	+ 6 %
SVIZZERA	2,2	+ 19 %	+ 7 %



Relativamente ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, in evidenza il calo di quelli negoziati su Nordpool (29,6 TWh, -20/-3%), parzialmente riconducibile alla stagionalità della domanda, e l'incremento

di quelli transitati su Epex che torna la piattaforma più liquida (32,1 TWh +7/+3%). In crescita tendenziale, infine, gli scambi sulla piattaforma italiana (16,4 TWh) e spagnola (14,0 TWh).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato ad aprile segna il secondo calo consecutivo dal massimo storico di febbraio e ripiega a 311 €/tep. In calo, anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che, dopo la breve parentesi di marzo, si riporta sotto il corrispondente valore di mercato

di circa 78 €/tep. In netta ripresa gli scambi sul mercato, più che raddoppiati, meno intensa quella sulla piattaforma bilaterale, con la liquidità che guadagna circa 12 punti percentuali e sale al 62%; raddoppiata rispetto al mese precedente anche la quantità destinata al trading, con una quota stabile al 10%.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nella sessione del 17 aprile, la seconda dopo l'intervento del Ministero dello Sviluppo Economico volto a limitare la volatilità delle quotazioni, il prezzo medio sul mercato organizzato registra un nuovo brusco calo e si attesta a 311 €/tep (-11%); in sole due sedute il prezzo ha ceduto 136 €/tep rispetto al livello medio di febbraio.

Il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, che a marzo si era mantenuto stabile sui livelli del mercato organizzato, ad aprile presenta una repentina flessione e si attesta a 234 €/tep (-34%), circa 78 €/tep più basso rispetto al prezzo medio sul MTEE e contestualmente al contributo tariffario. Tale differenziale scende a 40 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota questo mese scende all'86%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul

mercato (280,00-313,00 €/tep) sale rapidamente e si porta al 47% (era 10% a marzo).

I volumi risultano più che raddoppiati rispetto alla sessione di marzo (552 mila tep; +101%) anche in vista della scadenza dell'anno d'obbligo; in aumento anche la quota di mercato sul totale contrattato che, al secondo rialzo consecutivo, supera il 62%.

Dinamiche analoghe per le quantità destinate al trading, duplicate rispetto a marzo (+100%) e stabilmente pari al 10% dei volumi di mercato.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 52.926.348 tep, in aumento di 768.794 tep rispetto a fine marzo 2018, in virtù principalmente delle emissioni trimestrali; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 5.519.679 tep (+16,2% sul periodo precedente).

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	311,34	-11,1%	280,00	313,00	551.550	+101,3%	171,72	+79,1%	53.448	+100,0%	9,7%	-0,1 p.p.	13	+0
Bilaterali	233,63	-34,4%	0,00	382,00	334.000	+19,3%	78,03	-21,8%						
con prezzo >1	270,91	-25,0%	5,00	382,00	288.045	+4,3%	78,03	-21,8%						
Totale	282,03	-20,2%	0,00	382,00	885.550	+59,9%	249,75	+27,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

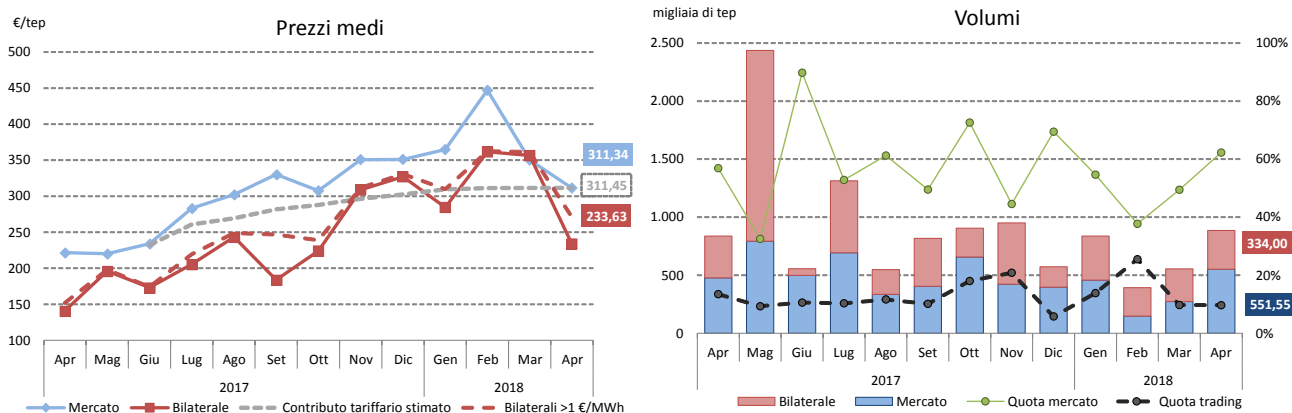


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Aprile	317,88	4.843.044	313,45	3.932.672	81,2%	311,45	5.519.679	52.926.348
Giugno - Marzo	318,72	4.291.494	313,45	3.932.672	91,6%	311,45	4.751.337	52.157.554
	(-0,3%)	(+12,9%)	(+0,0%)	(+0,0%)	(-10,4 p.p.)	(+0,0%)	(+16,2%)	(+1,5%)

* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEESGI con delibera 435/2017/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

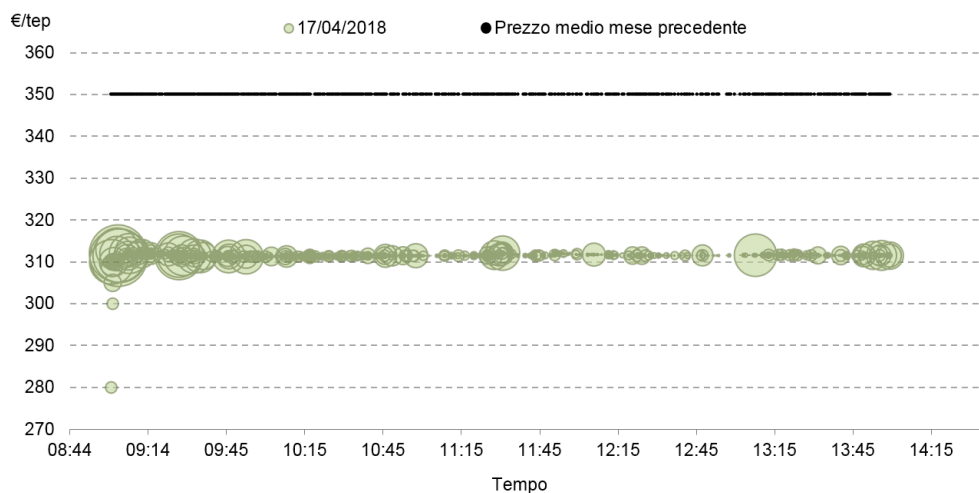
** Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi della seduta mostra come la totalità degli scambi è avvenuta ad un prezzo nettamente inferiore rispetto alla precedente, con i corsi che toccano nei primi minuti il livello minimo a 280 €/tep (-20% rispetto alla seduta di marzo) per poi alzarsi e stabilizzarsi intorno al valore medio, livello

mantenuto fino alla conclusione della sessione. Il numero medio di titoli scambiati per singola transazione continua ad aumentare portandosi sui livelli più alti dell'ultimo anno d'obbligo (288 titoli nella seduta del 17 aprile, era 221 titoli il 13 marzo).

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



L'INTENSITÀ ENERGETICA E LA RIPRESA: TRA RIMBALZI CONGIUNTURALI ED EFFETTI STRUTTURALI

Claudia Checchi, Pia Saraceno - REF-E

(continua dalla prima)

Nelle ipotesi della SEN, maggiore efficienza significa per il 2030 riduzione in valore assoluto del fabbisogno di energia primaria (-13% sul 2015) e dei consumi finali interni (-7%) a fronte di una crescita del PIL cumulata del 30%; tra le fonti per usi finali solo quella elettrica da fonti rinnovabili dovrebbe mantenere i livelli attuali, grazie alla maggiore penetrazione nel settore domestico e nei trasporti. Tra le primarie, la maggior riduzione sarebbe registrata dal petrolio (-27%), oltre che dal carbone per la chiusura di impianti elettrici a carbone dopo il 2025. Perché gli obiettivi si realizzino, è necessario che si manifesti un segno opposto tra dinamica positiva dell'economia e dinamica negativa del fabbisogno. In termini di energia primaria il decoupling dovrebbe iniziare subito, grazie ai guadagni di efficienza ipotizzati nella conversione tra energia primaria ed energia per usi finali (anche per aumento del peso delle rinnovabili), ma l'85% del risultato dovrebbe essere raggiunto nel decennio 2020-30. Negli usi finali tra il 2015 ed il 2020 aumenterebbero però in misura molto contenuta (0,8% quale effetto della ripresa ciclica) a fronte di una crescita cumulata del 4,8% dell'attività economica. Il decoupling sui consumi finali diventerebbe evidente quindi solo successivamente al 2020, dopo cioè che si sarà riassorbito l'impatto del rimbalzo ciclico dell'industria sulla domanda di energia.

A consuntivo nel 2017, e con i primi dati del 2018, il percorso ipotizzato nella relazione tra domanda di energia e attività economica presenta qualche criticità. I consumi finali nel 2017 sono già dell'1,6% superiori ai livelli del 2015 mentre quelli primari hanno più che compensato la riduzione registrata nel 2016 e che trovava spiegazione in fattori climatici. L'auspicato disaccoppiamento tra andamento dell'energia primaria e finale non è dunque avvenuto. In che misura l'intensità del rimbalzo ciclico mette in crisi l'ipotesi di decoupling già prima del 2020? Per capire se stiamo assistendo a fenomeni accidentali o se invece vi è una sopravvalutazione della capacità delle politiche d'invertire il segno della relazione tra sviluppo ed energia, si può tornare all'analisi dei fattori che hanno determinato dal 2007 al 2014 la fortissima riduzione dei consumi energetici, nel corso della lunga recessione, che ci consentirà comunque di raggiungere gli obiettivi cui ci siamo impegnati per il 2020. Tentativi di scomposizione dei fattori alla base della caduta della domanda e dell'intensità energetica sono stati compiuti, con metodologie diverse, sia a livello europeo (JRC¹) che a livello nazionale (Enea² e Terna³). Le metodologie adottate non coincidono: sia per la numerosità delle variabili esplicative individuate, sia per il grado di disaggregazione scelta, nonché per la terminologia utilizzata per qualificare il fenomeno;

qualche differenza vi è anche nel periodo considerato per l'analisi. Anche se solo indicativamente, dal confronto si possono però trarre considerazioni utili per interpretare il presente.

La scomposizione delle cause della riduzione della intensità: alcuni esercizi a confronto

Secondo i calcoli proposti dal Joint Research Center (JRC) della Commissione Europea, la riduzione del 18% dei consumi primari ha avuto diverse cause: i) riduzione attività produttiva; ii) efficienza trasformazione consumi primari e finali; iii) riduzione intensità media del sistema economico. La prima causa ha contribuito per il 24%, la seconda per il 15%, la terza per oltre il 60%. La somma tra le tre percentuali spiega la riduzione dei consumi primari. Quest'ultima, tuttavia, a sua volta è il frutto di cambiamenti strutturali (la maggior recessione del settore industriale rispetto al settore terziario) nella composizione della domanda per consumi finali. L'ulteriore scomposizione, che tiene conto a livello ancora poco articolato (la scomposizione è tra usi civili, produttivi e trasporti) di questo fattore, dimezza, considerando i soli consumi finali, l'effetto riduzione dell'intensità non dovuto agli effetti strutturali ed aumenta il peso della riduzione dell'attività. Introducendo tra le variabili esplicative anche le temperature, un 14% sarebbe spiegato dalla presenza di un clima invernale più mite registrato negli ultimi anni del periodo considerato. Gli effetti strutturali ancora sembrano però poco approfonditi, perché l'esercizio non tiene conto dei cambiamenti nel mix produttivo intervenuti all'interno dei tre macrosettori. All'interno dell'industria, le produzioni dei beni base hanno ridimensionato in misura assai più significativa, rispetto alla media del settore, i propri livelli di attività (attualmente ancora del 20% al di sotto dei livelli 2007). Una buona parte della caduta del fabbisogno energetico dell'industria è attribuibile alla riduzione delle attività delle produzioni di base. Queste (acciaio, metallurgia, materiali da costruzione carta, chimica etc.) hanno un'intensità energetica significativamente superiore a quella delle altre industrie manifatturiere: nel 2008 le produzioni di base pesavano sulla domanda di energia del settore industriale per il 67%, mentre per il solo 35% sull'indice della produzione industriale. Le diverse classificazioni delle attività economiche nei bilanci energetici nazionali e dell'Istat non consentono confronti puntuali, ma non impediscono di ragionare sugli ordini di grandezza. Durante gli anni della crisi, queste produzioni hanno perso posizioni sui mercati nazionali ed internazionali: una parte della domanda nazionale di prodotti di base è stata soddisfatta da produzioni cinesi o

L'INTENSITÀ ENERGETICA E LA RIPRESA: TRA RIMBALZI CONGIUNTURALI ED EFFETTI STRUTTURALI

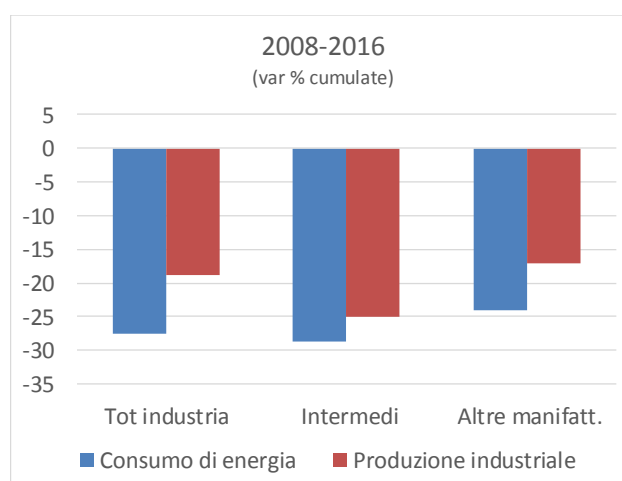
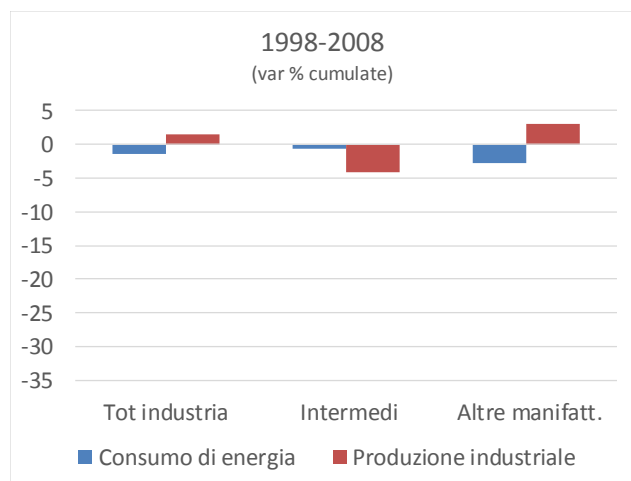
da quelle dei paesi di nuova industrializzazione. Mentre dunque si è ridotto il consumo energetico per la produzione dovrebbe essere aumentato il contenuto di energia nelle nostre importazioni.

Un secondo esercizio è stato compiuto dall'Enea: con metodologia del tutto differente sono quantificati i guadagni di efficienza cumulati facendo riferimento all'andamento della domanda di energia teorico se fossimo rimasti sul trend spiegato da alcune variabili guida (PIL, produzione industriale e gradi giorno) (scenario BAU), quindi se non fossero state messe in atto politiche ed incentivi per il risparmio energetico. La riduzione dei consumi effettivi verificatasi tra il 2008 ed il 2017 in base a questo esercizio potrebbe essere spiegata per il 50% dalla riduzione dell'attività economica (in particolare dell'industria) e dal clima più mite; per il 50% sarebbero stati invece i cambiamenti strutturali che hanno portato una riduzione dell'intensità. Al termine strutturale viene tuttavia assegnato un significato diverso rispetto a quello del JRC. Tra i cambiamenti strutturali sono ricomprese tutte le possibili cause dello scostamento tra andamento dell'intensità, misurata con le variabili guida, ed andamento effettivo, quindi la nozione include sia l'impatto della diversa dinamica dell'attività economica nei settori (crollo più accentuato dei settori energy intensive) sia l'accelerazione nella penetrazione di tecniche più efficienti rispetto al BAU, sia il cambiamento nei modelli di consumo. Solo gli ultimi due fattori menzionati possono dare luogo ad un vero decoupling. L'esercizio condotto dall'Enea infine non scende ulteriormente nella scomposizione, ma rileva che il 90% degli effetti strutturali si sarebbe verificata tra il 2011 ed il 2014, nel corso della lunga stagnazione che ha seguito la prima recessione. Con la moderata ripresa che è seguita, la riduzione dei consumi spiegabile come "strutturale" si sarebbe progressivamente smorzata.

Un ultimo esercizio sui dati fino al 2016 è stato compiuto da Terna. Oggetto dell'analisi è la relazione tra andamento dell'attività economica e consumi elettrici. Il periodo scelto è il 2007-2016, quando la riduzione dei consumi elettrici è stata pari all'8,1% (i consumi finali totali di energia hanno totalizzato un -11%). La metodologia è simile a quella del JRC e quindi scompone nell'analisi: effetto attività, effetto struttura, ed effetto dinamica intensità in senso stretto, non si distinguendo tra scenario BAU ed impatto aggiuntivo. Due livelli considerati: dapprima si misura la riduzione l'impatto delle modifiche strutturali intercorse per macrosettori (industria, terziario e civile, come nell'esercizio ENEA), scomponendo poi ulteriormente il peso del cambiamento nel mix all'interno dei macrosettori industria (2 settori) e del terziario (5 settori). Se si considerano i macrosettori l'effetto intensità ha valore positivo, segnalando la tendenza all'aumento della penetrazione elettrica: il crollo dei consumi, dovuto alla recessione e allo spostamento verso macrosettori meno energy intensive, sarebbe stato anche superiore a quello che si è effettivamente verificato, se non fosse aumentata l'intensità elettrica media nel terziario. All'interno dell'industria, l'esercizio scompone ulteriormente, ma solo in due dei sotto settori - di base e non di base - e rileva che un po' di efficienza si è manifestata (spiega poco più del 15% della caduta dei consumi elettrici, ma non ci dice nulla sullo scostamento rispetto al trend). Va rilevato infine che con una scomposizione maggiore all'interno delle produzioni di base probabilmente si arriverebbe ad assegnare agli effetti del crollo di alcune produzioni un peso ancora maggiore dell'85% così stimato. Nel terziario diverso dai trasporti, viceversa, l'aumento della penetrazione elettrica è stato piuttosto significativo, ma non si può parlare di spiazzamento delle altre fonti. Segnali di conferma di un minor fabbisogno stanno invece emergendo nel settore dei trasporti.

Figura 2: Domanda di energia e produzione industriale

Fonte: Mise e Istat



L'INTENSITÀ ENERGETICA E LA RIPRESA: TRA RIMBALZI CONGIUNTURALI ED EFFETTI STRUTTURALI

Non siamo ancora sulla traiettoria per il 2030

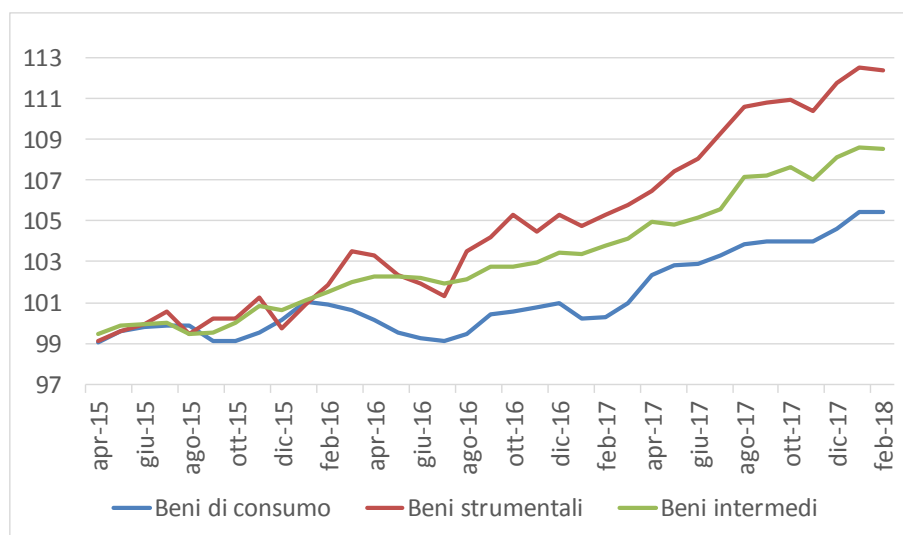
Dunque al momento non è possibile, sulla base dei risultati degli esercizi illustrati, dedurre se siamo sulla traiettoria perché si verifichi un decoupling effettivo tra dinamica dell'economia e domanda di energia nei prossimi anni. Gli obiettivi al 2020 saranno raggiunti, perché l'intensità della ripresa economica dei prossimi anni non sarà in grado di rovesciare i risultati conseguiti.

Anche l'analisi trimestrale dell'Enea del primo trimestre 2018 sottolinea come, per molte variabili, il periodo più recente abbia riproposto un andamento parallelo tra dinamica "teorica" calcolata con le variabili guida ed andamento effettivo, seppure con un gradino verso il basso dell'indicatore effettivo. Il mix produttivo si è spostato verso settori più leggeri, con

minor fabbisogno per unità di prodotto ma anche, secondo le nostre stime, con una elasticità della domanda di energia rispetto alla produzione inferiore a quella dei settori pesanti (figura 2). È dunque possibile che la relazione storica mostri una elasticità inferiore al passato nel settore industriale. È bastato però un leggero maggior dinamismo delle produzioni di base per generare rimbalzi nella domanda di energia significativi.

Dalla fine del 2016 le produzioni di beni strumentali e intermedi secondo le rilevazioni Istat stanno vedendo tassi di crescita più elevati rispetto la media del settore nel suo complesso (figura 3) e poiché ambedue gli aggregati hanno una intensità superiore a quella dei beni di consumo si va erodendo l'impatto strutturale una tantum.

Figura 3. Produzione industriale, medie mobili indice 2015=100



Neutrale nella corsa dei consumi è stato invece l'impatto del clima: nell'ultimo inverno le temperature sono state in linea con quelle del 2016, tornate sui livelli d'inizio decennio dopo i caldi inverni dal 2012-2013 al 2015-16.

Cosa possiamo aspettarci in prospettiva? È possibile, ma non auspicabile, che un rallentamento dell'attività economica ci riporti sul sentiero di ridimensionamento dei consumi questo ovviamente non si qualificerebbe come decoupling. Le prospettive della congiuntura economica restano però al momento positive, pur nella rilevante incertezza che attraversa l'andamento dell'economia mondiale ed italiana in particolare. La legge di Bilancio ha confermato gli sconti fiscali per gli interventi di efficienza nelle abitazioni e negli edifici, i benefici dei provvedimenti degli anni scorsi sono

stati sopravanzati dalla penetrazione della domanda, soprattutto elettrica, aumentata sia da parte delle famiglie che nel terziario. Quanto agli interventi di efficienza nel settore industriale ci si affida al meccanismo dei certificati bianchi, a cui è demandato il raggiungimento del 60% degli obiettivi, e sul cui funzionamento sono in atto interventi di modifica tesi a migliorarne l'efficacia.

Qualche sorpresa positiva arriva, infine, dal settore dei trasporti, unico in controtendenza nel 2017, con una domanda di energia in calo (soprattutto di petrolio e derivati) nonostante il miglioramento degli indicatori di traffico e autoveicoli in circolazione, grazie all'imponente rinnovo del parco autoveicoli e mezzi di trasporto avvenuto negli ultimi anni.

¹ JRC: Assessing the progress towards the EU energy efficiency targets using index decomposition analysis, European Commission 2017

² Enea: Analisi trimestrale del sistema energetico- Anno 2017, 1/2018

³ Terna: documento di descrizione degli scenari Edizione 2018

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 11 aprile 2018 267/2018/R/EEL | **“Approvazione delle regole di nomina dei programmi di scambio fra zone d’offerta (nomination rules) ai sensi dell’articolo 36 del Regolamento 2016/1719 (FCA)”** | **pubblicata il 13 aprile 2018** **Download** <https://www.arera.it/allegati/docs/18/267-18.pdf>

Con la pubblicazione della delibera 267/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), ha approvato ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (di seguito: Regolamento Forward Capacity Allocation - FCA) - in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione europee interessate (di seguito: NRAs) - la proposta relativa alle regole di nomina dei Long Term Transmission Rights (di seguito: LTTR), predisposta da tutti i TSO appartenenti alla CCR¹ “Italy North”² per la definizione dei programmi di scambio sui relativi confini tra zone d’offerta e, contestualmente, disposto il differimento dell’approvazione della proposta di regole di nomina per la CCR “Greece-Italy”³.

Tale approvazione si inserisce nel quadro delle procedure, previste dal Regolamento FCA, finalizzate all’armonizzazione delle norme europee per l’allocazione dei diritti di trasmissione a lungo termine. In particolare, giova ricordare che, con le precedenti deliberazioni 701/2017/R/EEL e 703/2017/R/EEL, l’Autorità - in coordinamento con le altre NRAs interessate - ha approvato le proposte di definizione avanzate dai TSO relativamente ai LTTR, rispettivamente, per le CCRs “Italy North” e “Greece-Italy”.

Con la deliberazione 267/2018/R/EEL l’ARERA ha approvato pertanto le regole di nomina dei predetti LTTR sui confini fra zone di offerta della CCR “Italy North”, le quali individuano tempistiche e modalità del processo di nomina. Con la medesima deliberazione, l’Autorità ha altresì differito l’approvazione delle regole di nomina dei LTTR sui confini fra zone di offerta della CCR “Greece-Italy”, attendendo di ricevere, dai rispettivi TSO, la versione emendata della proposta precedentemente trasmessa, sulla base delle indicazioni fornite dalle NRAs interessate.

GAS

Comunicato del GME | **“Piattaforma per la gestione delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione (PAR): calendario per lo svolgimento delle sessioni”** | **3 aprile 2018** **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=370>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito al precedente comunicato del 2 marzo u.s., il GME ha reso noto la messa

a disposizione - sul sistema informatico della “Piattaforma per la gestione delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione” (nel seguito: PAR) - dei calendari di svolgimento delle sessioni, per l’anno 2018, predisposti dalle imprese di rigassificazione (“OLT Offshore LNG Toscana S.p.a.” e “Terminale GNL Adriatico S.r.l.”), che si avvalgono dei servizi resi dal GME su tale piattaforma.

Al riguardo, nel medesimo comunicato, il GME ricorda agli operatori interessati che le tempistiche di svolgimento delle sessioni della PAR sono quelle indicate - a scopo meramente indicativo - nella DTF n. 06 PAR e che, per le date e le tempistiche effettive di svolgimento delle attività relative a ciascuna sessione, occorre consultare le informazioni pubblicate, di volta in volta, sul sistema informatico della PAR.

Infine, si ricorda che le modalità di organizzazione e funzionamento della PAR sono contenute nel Regolamento di funzionamento della PAR, nonché nelle relative DTF, pubblicate sul sito internet del GME.

Deliberazione 11 aprile 2018 n. 247/2018/R/GAS | **“Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale - Approvazione della convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. e Snam Rete Gas s.p.a.”** | **pubblicata il 12 aprile 2018** | **Download** <https://www.arera.it/it/docs/18/247-18.htm>

Con la pubblicazione della delibera 247/2018/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi dell’articolo 5, comma 5.4, della deliberazione 308/2017/R/GAS, lo schema di Convenzione di cui all’articolo 5, comma 5.3, lettera b), della medesima deliberazione, predisposto al fine di disciplinare le modalità di accesso al “database dei dati fondamentali”, da parte del GME, per lo svolgimento delle attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale.

Al riguardo, giova ricordare che l’ARERA, con la deliberazione 308/2017/R/GAS, ha individuato il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all’esercizio della funzione di monitoraggio della c.d. dimensione “concorrenziale” e demandato ad apposita Convenzione tra il GME e Snam Rete Gas (nel seguito: SRG), oggetto di approvazione da parte del Regolatore, la definizione delle modalità di accesso da parte del GME al “database dei dati fondamentali”, ai fini dello svolgimento della predetta funzione⁴.

A completamento, si rappresenta che, con deliberazione 246/2018/R/GAS, l’ARERA ha altresì approvato, ai sensi dell’articolo 5, comma 5.5, della deliberazione 308/2017/R/GAS, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel corso dell’anno 2017 per l’attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale, nonché il preventivo dei costi per l’anno 2018⁵.

AMBIENTALE

Nota di chiarimento del Ministero dello Sviluppo Economico prot. 0010051 del 17 aprile 2018 | “Calcolo dell’obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti di cui all’art. 3, comma 3 ed all’art. 7, comma 1, del DM 10 ottobre 2014, modificati dall’art. 11 comma 1, lettere e) e m) del DM 2 marzo 2018”

Con la Nota di chiarimento n. 0010051 del 17 aprile 2018, il Ministero dello Sviluppo Economico ha fornito indicazioni in merito al calcolo dell’obbligo di immissione in consumo

di biocarburanti per i fornitori di benzina e gasolio (c.d. “soggetti obbligati”) a seguito dell’approvazione del Decreto interministeriale 2 marzo 2018 (nel seguito: Decreto 2 marzo 2018).

Nello specifico, la suddetta Nota ha chiarito che per la definizione dell’obbligo individuale relativo ai biocarburanti diversi da quelli avanzati, ai soggetti obbligati si potranno applicare due distinte modalità di calcolo, a seconda che questi ultimi aderiscano o meno al regime incentivante, previsto dagli articoli 6 e 7 del Decreto 2 marzo 2018.

¹ Per CCRs (Capacity Calculation Regions) si intendono le macro-aree geografiche nell’ambito delle quali i TSO dovranno applicare le medesime procedure per il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all’attuazione del coupling unico del giorno prima e infra-giornaliero.

² La CCR “Italy-North”, ricomprende i confini fra le zone d’offerta “Italia Nord” - Francia, “Italia Nord” - Slovenia e “Italia Nord” - Austria.

³ La CCR “Greece-Italy”, ricomprende “Italia Zona Brindisi” - Grecia.

⁴ Cfr. Newsletter n°105 giugno 2017.

⁵ Cfr. Newsletter n°113 marzo 2018.

Gli appuntamenti

14 maggio

Giornate di studio degli Affari Giuridici dell'Autorità

Milano

Organizzato da Arera

<https://www.arera.it>

21-23 maggio

Sum 2018

Bergamo

Organizzato da IWWG

<https://www.urbanmining.it>

24-25 maggio

Internet of Thing (IoT) World Forum 2018

Londra, Regno Unito

Organizzato da World Media Online

<http://iotinternetofthingsconference.com>

24-25 maggio

Annual Nuclear Decommissioning Conference Europe 2018

Manchester, Regno Unito

Organizzato da Louis Thomas Nuclear Energy Insider

<http://go.evnt.com>

25-27 maggio

International Conference on New Energy and Environment

Engineering

Singapore

Organizzato da ICNEE Committees

<http://www.icnee.org>

26-28 maggio

International Conference on Artificial Intelligence and Big Data

Chengdu, Cina

Organizzato da ICAIBD

<http://www.icaibd.org>

28-30 maggio

International Conference on Bioenergy and Clean Energy (ICBCE 2018)

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICBCE

<http://www.icbce.org>

29-31 maggio

International ENERGY Conference & Workshop

Venezia

Organizzato da Renecon

<http://remoo.eu>

1-3 giugno

International Conference on Electrical Engineering and Green Energy

Tokyo, Giappone

Organizzato da CEEGE

<http://www.ceege.org>

7 giugno

Petroleum Pioneers: Northern Europe 2018

Sola, Norvegia

Organizzato da Louie Damp

<http://go.evnt.com/221038-1?pid=80>

7-9 giugno

Festival dell'Energia

Roma-Milano

Organizzato da Aris

www.festivaldellenergia.it

10-11 giugno

International Conference on Researches in Science & Technology

Roma

Organizzato da WASRTI

<https://www.wasrti.org>

15 giugno

Giornata Mondiale del Vento

Roma

Organizzato da Anev

www.anev.it

15-18 giugno

Conference on Energy, Electrical and Power Engineering

Seul, Corea

Conference

Organizzato da CEEPE

<http://www.ceepe.net>

17-22 giugno

ECOS 2018

Guimarães, Portogallo

Organizzato da Universidade do Minho

<http://ecos2018.org>

18-20 giugno

Environment, Green Technology and Engineering International Conference

Caceres, Spagna

Organizzato da University of Extremadura

<http://www.egteic.com>

19 giugno

Sistemi di gestione dell'energia: un trampolino per il futuro

Bologna

Organizzato da Fire

<http://fire-italia.org>

20-22 giugno

Environmental Impact 2018

Napoli

Organizzato da Wessex Institute

<https://www.wessex.ac.uk>

22-24 giugno

International Conference on Energy Engineering and Smart Materials

Milano

Organizzato da ICEESM

<http://www.iceesm.com>

27 giugno

Future of Utilities: Smart Metering Update 2018

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce Business Media

<http://go.evnt.com/221055-0?pid=80>



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
governance@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.