

APPROFONDIMENTI

VARIABILI RILEVANTI E TENDENZE RECENTI DEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

Di *Claudia Checchi, Tommaso Franci, Federico Clementi (REF-E)*

La quota maggiore dell'energia consumata in Italia è destinata agli usi civili, con 47 milioni di Tep di consumi finali (nel 2016) su un totale di 116 MTep e contro 39 dei trasporti e 26 dell'industria. La parte di gran lunga più rilevante degli usi civili è data dalla climatizzazione domestica per la quale ogni anno si consumano circa 32.5 MTep, ovvero quasi il 70% del settore. Pur non rientrando questo settore tra quelli ETS, ossia tra quelli soggetti alla regolazione diretta delle emissioni di CO2 attraverso il meccanismo europeo di cap&trade delle emissioni, l'intervento pubblico sulle modalità di consumo dell'energia negli edifici costituirà una chiave di volta per il raggiungimento dei nuovi obiettivi 2030 di politica energetico ambientale, potendo contribuire sia tramite miglioramenti di efficienza energetica sia tramite penetrazione delle fonti rinnovabili.

La nuova direttiva europea sulla promozione delle fonti rinnovabili, che sostituirà la 2009/28/UE, pone maggiore attenzione ai consumi termici di fonti rinnovabili e introduce specifiche previsioni volte a rafforzare l'intervento in questo settore. La principale novità è costituita dalla fissazione di un obiettivo indicativo di aumento annuo della penetrazione di rinnovabili nei consumi per riscaldamento e raffrescamento dell'1.3% dal 2021 al 2030, rispetto al livello raggiunto dal paese nel 2020. Nella realtà italiana tale obiettivo indicativo di crescita delle fonti rinnovabili può essere considerato particolarmente significativo: ipotizzando un livello del 20%

nel 2020, il rispetto dell'obiettivo di crescita annua del 1.3% porterebbe ad un valore complessivo di penetrazione delle rinnovabili nel raffrescamento e riscaldamento del 33% per il 2030. La nuova direttiva prevede inoltre la possibilità per gli Stati membri di introdurre misure di promozione della diffusione delle fonti rinnovabili nei consumi termici, sia per le esigenze di climatizzazione degli edifici che per quelle dei processi delle attività produttive, con meccanismi analoghi a quelli previsti rispetto agli obiettivi obbligatori di efficienza energetica.

Uno dei principali provvedimenti del clean energy package, la maxi iniziativa della Commissione pubblicata a fine 2017 che riassume i provvedimenti e gli obiettivi in materia di energia e clima per il 2030, è stato la modifica e l'integrazione della normativa sulla prestazione energetica nell'edilizia¹.

La principale novità è costituita dall'introduzione di un nuovo strumento costituito dalla strategia di ristrutturazione a lungo termine per la riqualificazione energetica del parco nazionale degli edifici.

Ogni Stato membro dovrà stabilire una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050, facilitando la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2018

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

APPROFONDIMENTI

Variabili rilevanti e tendenze recenti del mercato della climatizzazione.
 Di *Claudia Checchi, Tommaso Franci, Federico Clementi (REF-E)*

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di novembre il PUN, pari a 66,58 €/MWh, registra il secondo calo mensile consecutivo e, dopo i vigorosi apprezzamenti annuali degli ultimi mesi, torna pressoché allineato al livello di un anno fa (-9,9% su ottobre, +1,2% sul 2017). La flessione su base annuale si realizza soprattutto in corrispondenza di una elevata disponibilità idrica, ai massimi per il periodo, che rimpiazza quella termica offerta a prezzi maggiori, in un contesto di acquisti nazionali invariati e di modeste fluttuazioni del saldo con l'estero. Su base mensile, invece, i ribassi di prezzo appaiono favoriti dalla maggiore disponibilità sia degli impianti idroelettrici sia di quelli a ciclo combinato, che annulla i potenziali effetti rialzisti riconducibili alla più elevata domanda nazionale e alla flessione dell'import

netto, realizzatasi in condizioni di rinnovata tensione sui mercati centro-europei osservata nell'ultima parte del mese. Modesta variazione annua per i volumi contrattati nel MGP (24,3 TWh, -0,2% sul 2017), decisa crescita, invece, per la liquidità del mercato (72,5%, +3,7 punti percentuali). Prezzi di vendita tra 63 €/MWh del Sud e 68 €/MWh della Sicilia, in debole flessione annua al centro-settentrione e in aumento nelle altre zone; diffusi, invece, i cali su base mensile. Il Mercato a Termine dell'energia elettrica esprime, con rare eccezioni, aspettative al ribasso, con il prodotto baseload relativo a Dicembre 2018 che chiude a 65,65 €/MWh (-10,0%). Ancora in riduzione le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A novembre il prezzo medio di acquisto, pari a 66,58 €/MWh, si conferma in calo su base mensile e registra la più modesta crescita annuale da marzo (rispettivamente -7,35 €/MWh, -9,9%, e +0,81 €/MWh, +1,2%), risultando inferiore a quello francese per la prima volta da fine 2016.

Entrambe le dinamiche appaiono correlate soprattutto alle elevate vendite idriche (+2.000/+3.100 MWh rispettivamente su ottobre e sul 2017) che, su base annuale, più che compensano la riduzione di quelle a ciclo combinato (-2.400 MWh circa, con il prezzo del gas al PSV ancora più alto di quasi 4 €/MWh), a parità di acquisti nazionali e di livelli di

import netto. Su base mensile, invece, la suddetta disponibilità idrica insieme alla maggiore offerta di base a ciclo combinato (PSV: -2,5 €/MWh) sopperiscono alla forte riduzione delle importazioni per soddisfare i maggiori acquisti, sia nazionali che esteri.

L'analisi per gruppi di ore mostra come la modesta dinamica annuale del PUN sia il risultato di opposte variazioni tra i prezzi nelle ore di picco, in flessione, e i prezzi nelle ore fuori picco, in aumento, con questi ultimi sostenuti in particolare nei festivi (+5,93 €/MWh; +10,7%); il rapporto picco/baseload scende a 1,15 (-0,10) (Grafico 1 e Tabella 1).

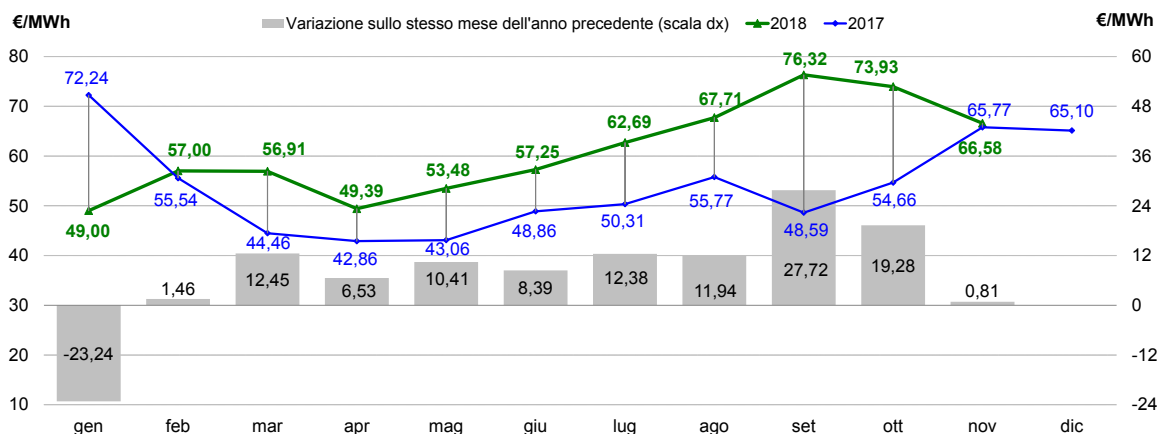
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	66,58	65,77	+0,81	+1,2%	24.417	+5,2%	33.683	-0,2%	72,5%	68,8%
<i>Picco</i>	76,81	82,33	-5,52	-6,7%	29.642	+2,7%	41.629	+0,3%	71,2%	69,5%
<i>Fuori picco</i>	61,07	56,85	+4,22	+7,4%	21.603	+7,2%	29.404	-0,5%	73,5%	68,2%
<i>Minimo orario</i>	34,38	32,01			15.282		21.192		63,9%	61,4%
<i>Massimo orario</i>	135,40	143,73			34.521		46.947		78,9%	79,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



Su base zonale si assiste ad una accresciuta convergenza dei prezzi di vendita che vedono più che dimezzato il differenziale positivo tra Nord e Sud (66,88 €/MWh vs. 63,36 €/MWh) sia su base mensile che annuale (7,2/8,0 €/MWh), per effetto di una più intensa flessione delle quotazioni al settentrione, dove si concentra l'incremento di offerta idrica e, su base mensile, anche termica.

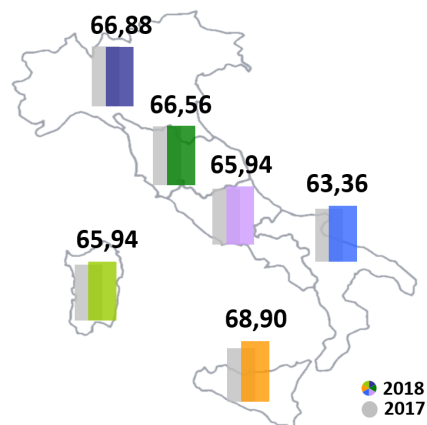
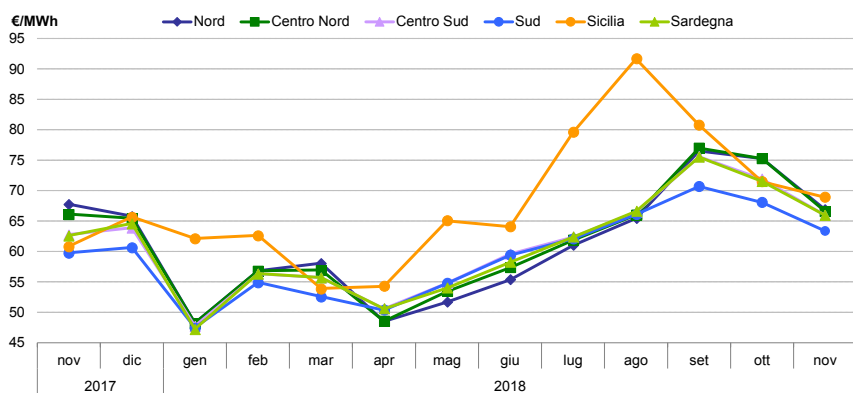
Merita rilevare come il prezzo del Nord, inferiore di circa 1 €/

MWh a quello francese come non accadeva da fine 2016, risulti minore o in linea al riferimento transalpino nel 56% delle ore di novembre, percentuale che sale al 72% nell'ultima decade del mese.

Il prezzo in Sicilia, al terzo calo mensile consecutivo, torna il più alto (68,90 €/MWh), registrando un rialzo annuale di circa 8 €/MWh in corrispondenza di una ridotta offerta a ciclo combinato (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,3 TWh, dopo i rialzi annuali degli ultimi due mesi, si riporta sostanzialmente in linea con novembre 2017 (-0,2%), riflettendo dinamiche contrapposte delle sue componenti. Ai massimi dal 2010 per il mese di novembre i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,6 TWh (+5,2% sul 2017), sostenuti, lato offerta dalle maggiori vendite degli operatori nazionali, concentrati soprattutto nell'ultima decade del mese in

corrispondenza delle tensioni d'oltralpe, e lato acquisti dal maggiore sbilanciamento a programma nei conti energia in immissione. Ai minimi storici per il mese, invece, le movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,7 TWh (-12,1% sul 2017, la più intensa flessione dell'ultimo anno e mezzo) (Tabelle 2 e 3). Ne consegue un balzo annuale di 3,7 punti percentuali della liquidità del mercato, pari al 72,5%, che ne guadagna anche 0,5 su base mensile (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.579.960	+5,2%	72,5%
Operatori	12.847.002	+8,8%	53,0%
GSE	2.045.888	+5,1%	8,4%
Zone estere	2.687.069	-9,0%	11,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.671.477	-12,1%	27,5%
Zone estere	270.332	+26,4%	1,1%
Zone nazionali	6.401.145	-13,2%	26,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.251.437	-0,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.141.626	+8,1%	
OFFERTA TOTALE	40.393.063	+3,0%	

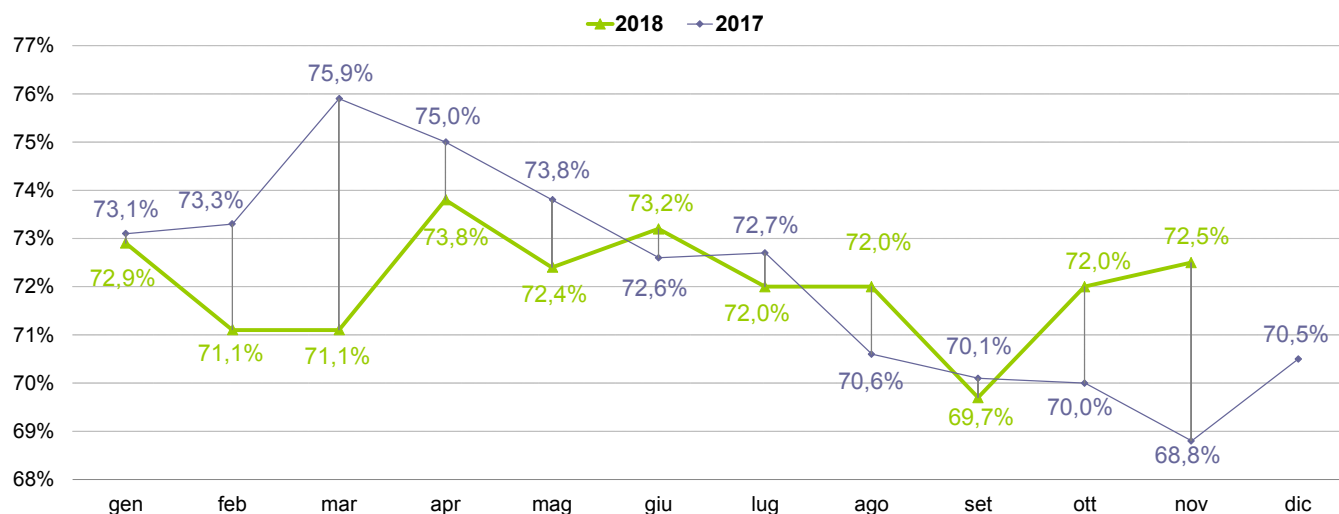
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.579.960	+5,2%	72,5%
Acquirente Unico	3.826.810	-1,5%	15,8%
Altri operatori	8.907.307	-2,7%	36,7%
Pompaggi	500	-92,7%	0,0%
Zone estere	439.663	-12,9%	1,8%
Saldo programmi PCE	4.405.681	+39,8%	18,2%
PCE (incluso MTE)	6.671.477	-12,1%	27,5%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	11.077.158	+7,9%	45,7%
Saldo programmi PCE	-4.405.681	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.251.437	-0,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	473.103	-25,0%	
DOMANDA TOTALE	24.724.539	-0,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Stabili rispetto ad un anno fa gli acquisti nazionali, pari a 23,8 TWh (+0,1%), che vedono la maggiore domanda locale al Centro Sud, Sud e sulle isole, compensata dalla ridotta richiesta di energia al Centro Sud. Gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh (-41,8%), si attestano invece ai massimi da febbraio favoriti dalle tensioni sui mercati esteri limitrofi (Tabella 4).

Lato offerta, queste ultime dinamiche hanno limitato le

importazioni di energia dall'estero, attestatesi sui livelli più bassi da inizio 2017, pari a 3,0 TWh (-6,6% su novembre 2017, -22% quella provenienti dalla Francia), e favorito le vendite nazionali, pari a 21,3 TWh (+0,8%), in particolare quelle del Nord (+11,7%), a ridosso dei massimi degli ultimi 7 anni. Nelle altre zone, in evidenza il calo delle vendite al Centro Sud e in Sicilia, anche per effetto di indisponibilità di alcune unità termiche (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.768.778	28.846	+13,1%	11.822.835	16.421	+11,7%	13.664.637	18.979	-0,1%
Centro Nord	2.018.031	2.803	-7,4%	1.405.212	1.952	-5,7%	2.526.404	3.509	+1,0%
Centro Sud	3.861.940	5.364	-16,7%	2.199.824	3.055	-21,6%	3.684.411	5.117	-1,6%
Sud	6.638.007	9.219	+0,8%	4.037.772	5.608	-5,8%	1.890.198	2.625	+2,1%
Sicilia	2.521.896	3.503	-2,8%	792.393	1.101	-17,5%	1.341.601	1.863	+1,3%
Sardegna	1.498.543	2.081	+1,1%	1.036.000	1.439	+3,7%	704.524	979	+2,1%
Totale nazionale	37.307.196	51.816	+4,1%	21.294.035	29.575	+0,8%	23.811.774	33.072	+0,1%
Estero	3.085.867	4.286	-8,9%	2.957.401	4.108	-6,6%	439.663	611	-13,1%
Sistema Italia	40.393.063	56.101	+3,0%	24.251.437	33.683	-0,2%	24.251.437	33.683	-0,2%

In termini di fonti, le vendite da impianti idrici, ai massimi per il mese di novembre e più che raddoppiate su base annuale, in virtù di diffusi e vigorosi incrementi zionali, trainano la crescita degli impianti a fonte rinnovabile (+47,6%),

rimpiazzando gli impianti a ciclo combinato e a carbone e favorendo un generale calo delle fonti tradizionali (-15,5%) (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	10.262	-10,4%	819	-20,0%	2.019	-34,4%	3.815	-14,7%	518	-40,4%	1.154	+5,5%	18.588	-15,5%
Gas	8.091	-11,5%	763	-20,8%	1.183	-16,6%	3.328	-11,4%	454	-44,0%	553	+6,7%	14.373	-13,5%
Carbone	865	-15,0%	-	-	593	-58,5%	-	-	-	-	525	+5,8%	1.983	-32,6%
Altre	1.305	+1,3%	56	-7,0%	243	+4,8%	487	-31,8%	64	+6,6%	76	-3,8%	2.232	-8,3%
Fonti rinnovabili	5.862	+85,7%	1.132	+8,2%	989	+28,6%	1.793	+20,8%	582	+25,7%	285	-3,0%	10.643	+47,6%
Idraulica	4.517	+119,1%	309	+51,3%	491	+81,1%	507	+85,3%	124	+73,5%	73	+115,8%	6.021	+106,5%
Geotermica	-	-	649	-2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	649	-2,5%
Eolica	6	+12,8%	21	-4,3%	291	-8,2%	1.040	+7,4%	387	+23,0%	163	-19,9%	1.909	+4,2%
Solare e altre	1.340	+23,0%	153	-1,3%	206	+14,4%	246	+1,6%	70	-8,0%	49	-13,0%	2.065	+14,7%
Pompaggio	297	+236,0%	-	-	48	-4,2%	-	-	-	-	-	-	344	+149,3%
Totale	16.421	+11,7%	1.952	-5,7%	3.055	-21,6%	5.608	-5,8%	1.101	-17,5%	1.439	+3,7%	29.575	+0,8%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

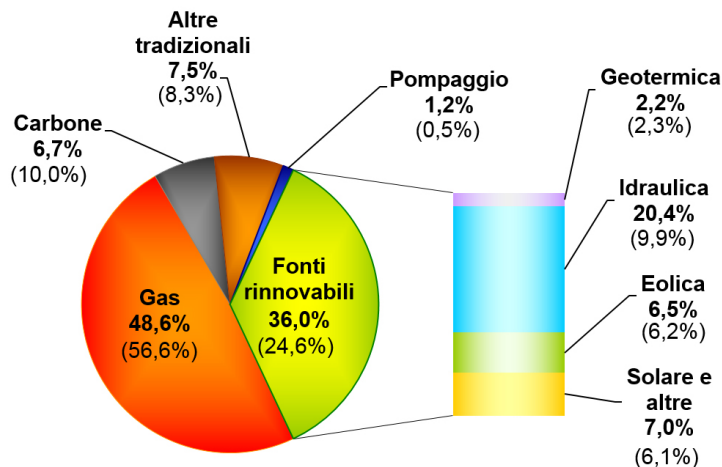
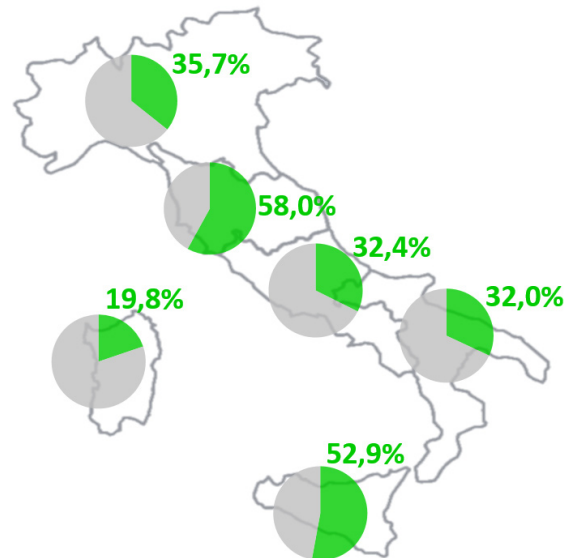


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 di 2.565 MWh, leggermente inferiore rispetto ad un anno fa, in corrispondenza di una riduzione delle allocazioni sulla frontiera francese (-150 MWh) dove, viceversa cresce la capacità in export (+100 MWh). Come detto, in un contesto caratterizzato da tensioni sulle borse estere, si osserva anche una ulteriore riduzione della quota di ore con flusso in import dalla Francia, poco più del 70%, e un incremento della quota di ore con flusso in export dalla medesima

frontiera, circa il 27%, dinamiche concentrate nell'ultima decade del mese (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) si riduce solo sulla frontiera austriaca (-9%), dove arriva quasi ad annullarsi la quota relativa alla capacità allocata in asta esplicita, a vantaggio di quella allocata in market coupling (o non allocata). Invariata o in lieve aumento la capacità disponibile in import sulle altre due frontiere, con quella slovena che vede erosa la quota di capacità non utilizzata a favore di quella allocata tramite market coupling (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	2.543 (2.607)	1.827 (1.978)	72,1% (89,0%)	33,2% (42,8%)	1.162 (1.106)	809 (713)	26,7% (11,0%)	13,3% (3,3%)
Italia - Austria	244 (215)	233 (215)	81,0% (99,9%)	74,2% (99,9%)	106 (173)	83 (163)	10,6% (0,1%)	9,0% (0,1%)
Italia - Slovenia	608 (595)	505 (465)	84,4% (77,4%)	58,5% (42,8%)	669 (669)	401 (348)	10,1% (22,1%)	3,1% (4,0%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Gráfico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

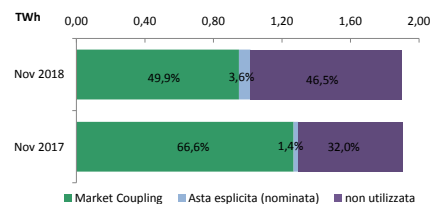
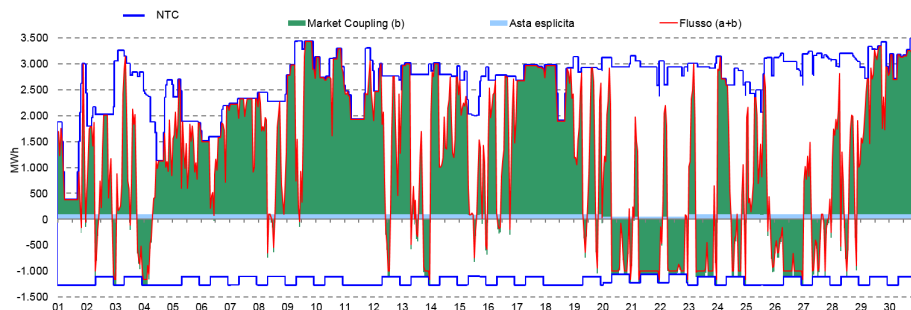


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

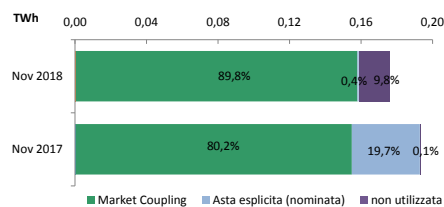
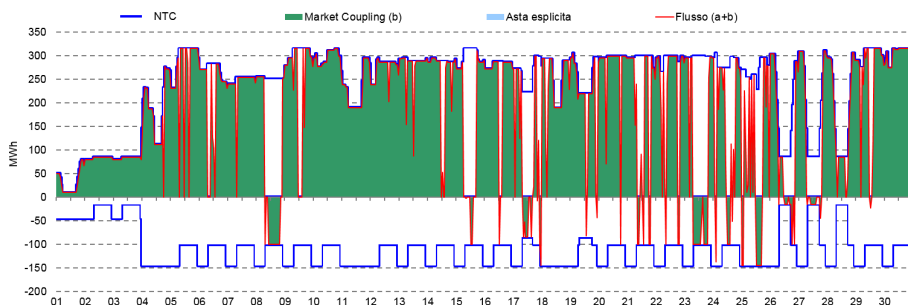
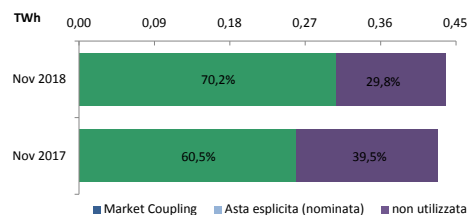
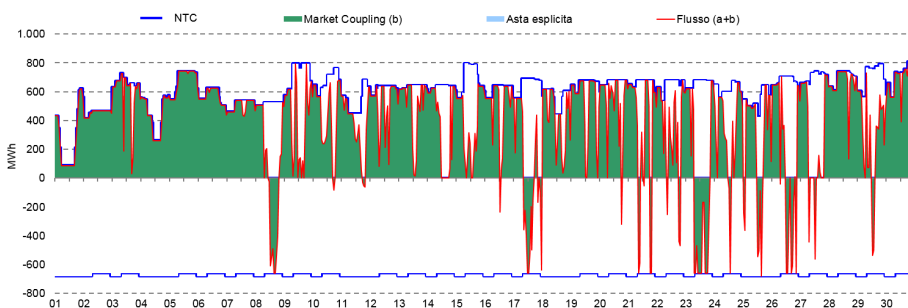


Gráfico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) scende a 65,60 €/MWh e, in linea con le dinamiche del PUN, segna un debole aumento su base annua ed un più intenso calo mensile (rispettivamente +2% e -8%) (Gráfico 9), riportando a meno di 1 €/MWh il differenziale negativo con il prezzo MGP. Dinamiche simili per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, con le quotazioni di MI17 che, come ad

ottobre ed in linea con il 2017, segna il valore più basso a 64,13 €/MWh (Figura 1 e Gráfico 10).

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero si attestano a 2,1 TWh, sostanzialmente invariati su ottobre, ma al quarto rialzo su base annua (+7,3%); la ripresa annuale ha interessato tutti i mercati, ad eccezione di MI1(-7,2%) (Figura 1 e Gráfico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

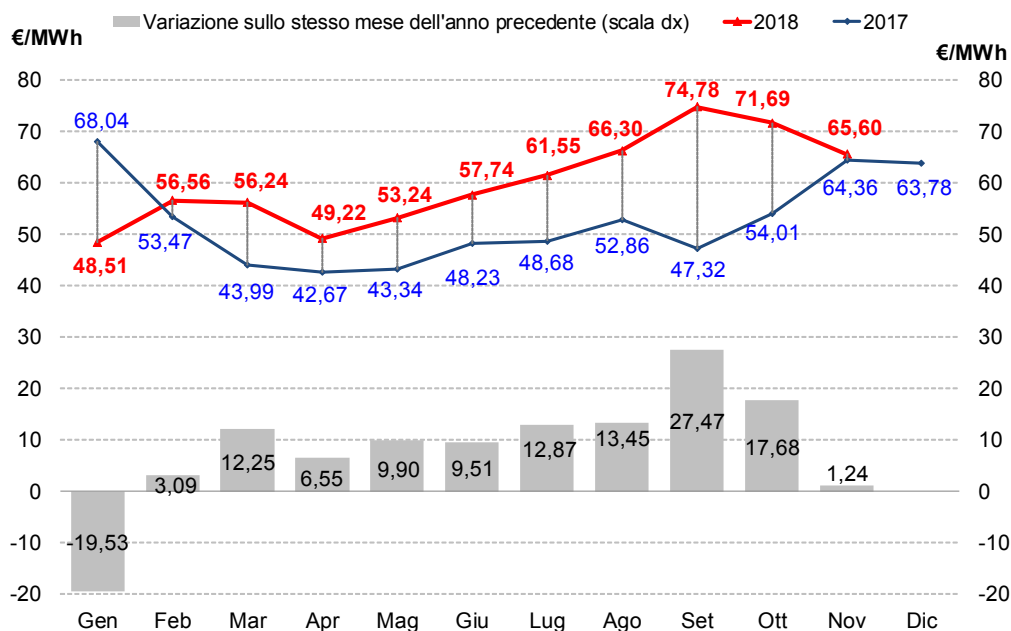


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	66,58	+1,2%	24.251.437	33.683	-0,2%
MI1 (1-24 h)	65,78 (-1,2%)	+1,8%	1.015.668	1.411	-7,2%
MI2 (1-24 h)	65,55 (-1,5%)	+1,4%	431.246	599	+4,3%
MI3 (5-24 h)	67,70 (-1,8%)	+3,8%	339.827	566	+63,5%
MI4 (9-24 h)	69,89 (-2,1%)	+1,4%	78.742	164	+70,1%
MI5 (13-24 h)	69,41 (-2,8%)	+0,3%	97.604	271	+15,6%
MI6 (17-24 h)	72,45 (-0,7%)	-2,4%	143.714	599	+12,8%
MI7 (21-24 h)	64,13 (-2,8%)	+2,5%	38.737	323	+47,9%

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

Prezzi. €/MWh

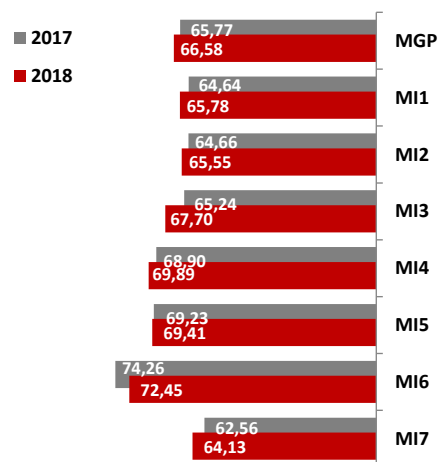
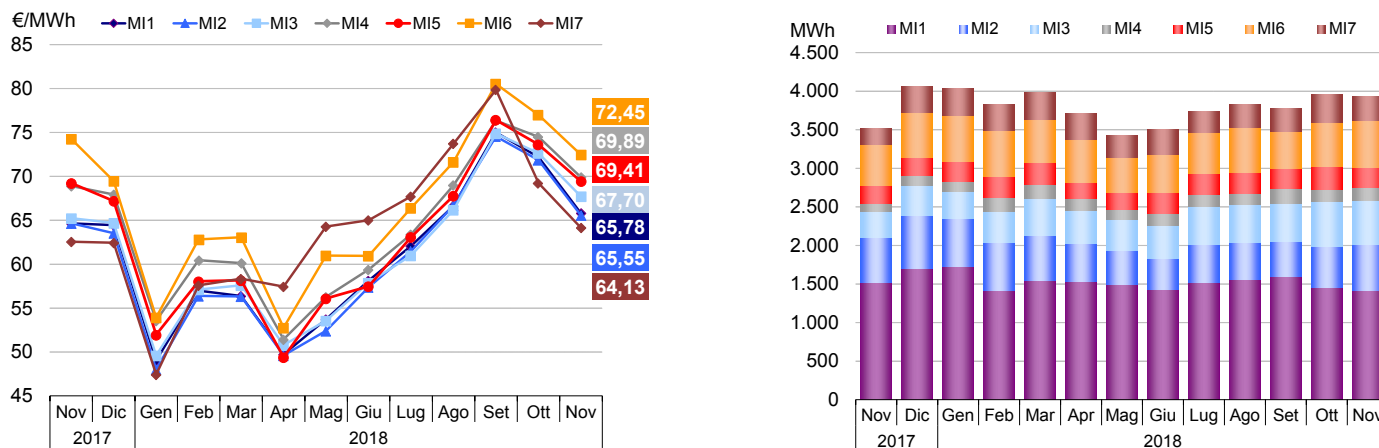


Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



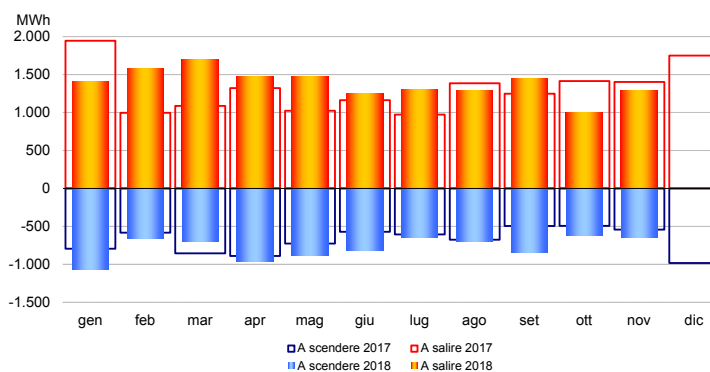
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Tema sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 0,9 TWh, in netto aumento rispetto ad ottobre, si riducono su base annua (rispettivamente +28,2% e

-7,6%); le vendite di Tema sul mercato a scendere, che si attestano a 0,5 TWh, invece, registrano una crescita più lieve su base mensile e più intensa sul 2017 (+4,2% e +20,2%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

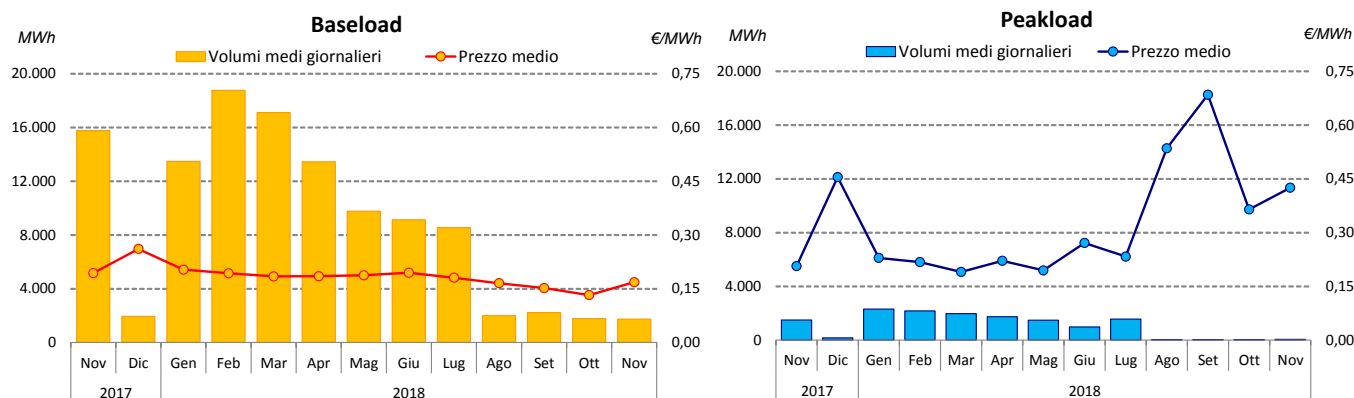
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 162 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 142 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload risale dal minimo storico registrato nei mesi precedenti,

attestandosi a 0,17 €/MWh; in aumento anche il prezzo medio dei prodotti con profilo peakload, pari a 0,43 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG si mantengono sui livelli più bassi di sempre, pari a 0,5 GWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	142	29/30	0,17	0,10	0,50	50.496	1.741
Peakload	20	20/22	0,43	0,30	1,00	1.116	56
Totale	162					51.612	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 10 negoziazioni, per complessivi 87,5 GWh, tutte relative a prodotti baseload, ad eccezione di un abbinamento relativo al prodotto Annuale 2019 peakload, il secondo in tutto il suo periodo di negoziazione. Pertanto la posizione aperta complessiva si attesta a 747 GWh, inferiore dello 0,4% rispetto ad ottobre. Prezzi di controllo in diffuso calo,

ad eccezione di alcuni prodotti peakload. Il prodotto Dicembre 2018 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 65,65 €/MWh sul baseload (65,10 €/MWh il corrispondente valore spot del 2017) e a 80,93 €/MWh sul peakload (82,78 €/MWh), con una posizione aperta di 91 GWh totali (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Novembre

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
Dicembre 2018	65,65	-10,0%	2	5	-	5	150,0%	122	90.768
Gennaio 2019	73,86	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2019	71,74	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2019	68,76	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	71,45	-3,4%	1	5	-	5	0,0%	31	66.929
II Trimestre 2019	59,36	-8,5%	1	2	-	2	0,0%	21	45.864
III Trimestre 2019	67,50	-1,7%	1	2	-	2	0,0%	4	8.832
IV Trimestre 2019	68,20	-3,9%	1	5	-	5	-	5	11.045
Anno 2019	66,62	-4,3%	3	5	-	5	-84,4%	68	595.680
Totale			9	24	-	24			728.350

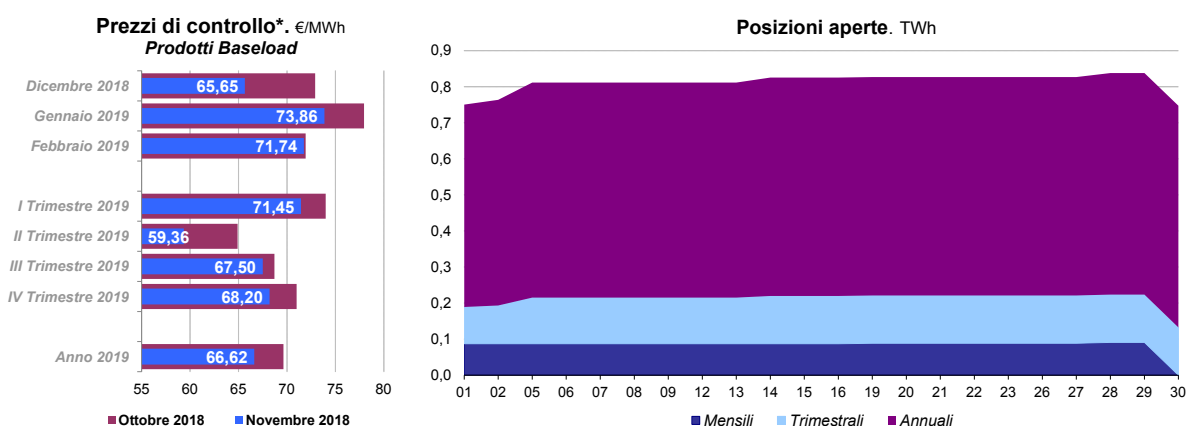
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2018	80,93	-4,9%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2019	82,81	-3,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2019	81,88	+2,2%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2019	77,42	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	80,75	-0,9%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	63,59	-6,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	70,67	+0,7%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2019	77,29	-8,4%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	73,05	-3,9%	1	3	-	3	0,0%	6	18.792
Totale			1	3	-	3			18.792
TOTALE			10	27	-	27			747.142

* 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 a novembre 2018, pari a 25,4 TWh, si confermano in flessione annua (-5,7%); al terzo rialzo consecutivo, invece, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, salita a 13,9 TWh (+1,4% su un anno fa) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, pari a 1,82, si porta sui livelli più bassi dell'ultimo anno e mezzo (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,7 TWh, si riducono del 12,1%, mentre i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 7,3 TWh, crescono del 17,9%. Opposta dinamica per i programmi registrati nei conti in prelievo che salgono a 11,1 TWh (+3,1%), a fronte di sbilanciamenti scesi a 2,9 TWh (-4,9%).

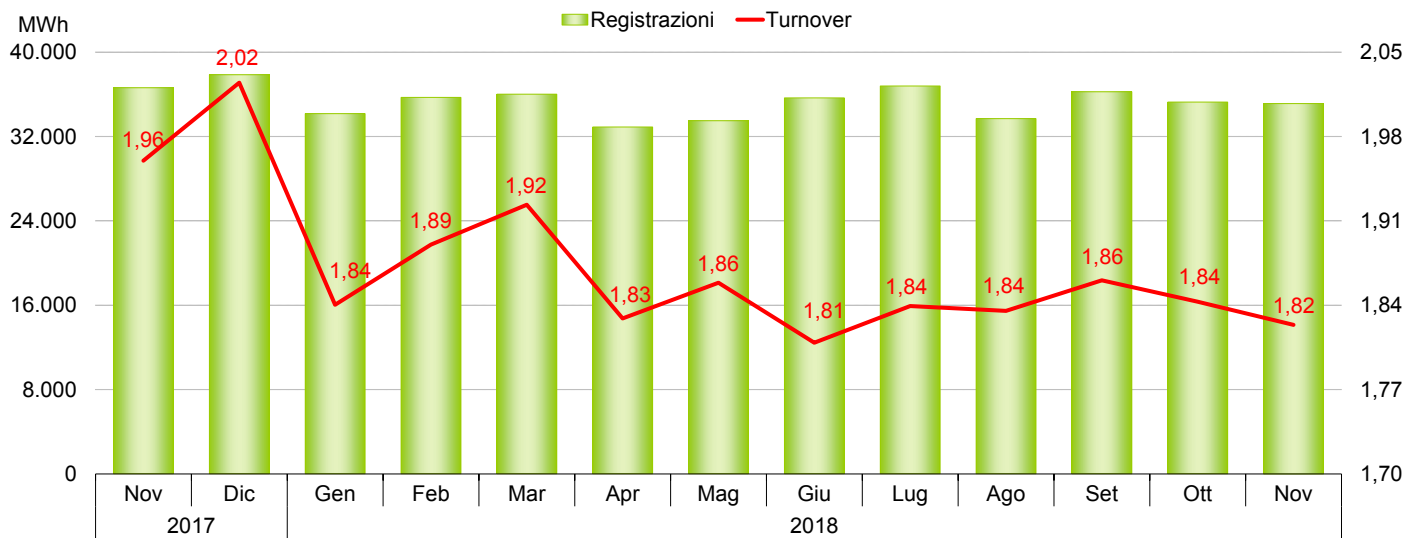
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.721.990	+12,8%	26,4%	Richiesti	9.599.025	+10,1%	100,0%	11.157.444	+2,8%	100,0%
Off Peak	111.432	+16,1%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	5.269.907	+27,4%	54,9%	288	-98,4%	0,0%
Peak	150.948	+10,8%	0,6%	Rifiutati	2.927.548	+158,6%	30,5%	80.286	-31,0%	0,7%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.925.887	+158,5%	30,5%	0	-91,8%	0,0%
Totale Standard	6.984.370	+12,8%	27,5%	Registrati	6.671.477	-12,1%	69,5%	11.077.158	+3,1%	99,3%
Totale Non standard	18.308.373	-9,2%	72,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.344.020	-22,0%	24,4%	288	-98,4%	0,0%
PCE bilaterali	25.292.743	-4,1%	99,5%	Sbilanciamenti a programma	7.273.117	+17,9%		2.867.436	-4,9%	
MTE	84.960	-5,9%	0,3%	Saldo programmi	-	-		4.405.681	+39,8%	
MPEG	51.612	-89,8%	0,2%							
TOTALE PCE	25.429.315	-5,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.944.594	+1,4%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre i consumi di gas naturale in Italia segnano una nuova flessione su base annua, la più ampia degli ultimi dieci mesi (-13%), e si confermano sui livelli più bassi degli ultimi tre anni per il mese in analisi. L'arretramento dei consumi, diffuso nei tre principali comparti della domanda, appare più intenso per quelli del settore civile (-16%), riconducibile al clima più mite rispetto a novembre dello scorso anno, e del settore termoelettrico (-15%), che riflette principalmente l'aumento di quasi il 50% della produzione rinnovabile rispetto ai livelli molto bassi registrati l'anno precedente. Ripiegano ancora del 5%, infine, i consumi del settore industriale. Sul lato dell'offerta, in calo le importazioni di gas naturale (-13%), trainato principalmente dai minori flussi tramite gasdotto, mentre la produzione nazionale si conferma in flessione dell'8%. Da segnalare, inoltre, in alcune giornate del mese la presenza di flussi di export netto verso la Svizzera. Ripartono le erogazioni dagli stoccaggi

che, tuttavia, in tale contesto flettono del 14% rispetto allo scorso anno, con la giacenza a fine mese in crescita di oltre il 2% rispetto al 2017.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i prezzi medi registrati su tutti i mercati a pronti registrano il secondo ribasso consecutivo dal massimo storico di settembre, mantenendosi tuttavia nettamente più alti rispetto allo scorso anno, intorno ai 25 €/MWh; analoghe dinamiche per le quotazioni del gas naturale al PSV (24,86 €/MWh), sostanzialmente allineato ai principali riferimenti europei e caratterizzato da uno scarto col TTF a ridosso dei valori minimi storici. In crescita sia su base annua che sul mese precedente i volumi complessivamente scambiati che, con 5,5 TWh, si attestano sui livelli più alti di sempre. Si intensificano i segnali positivi mostrati dal mercato a termine del gas (MT-Gas), le cui contrattazioni a novembre salgono al loro massimo storico, concentrandosi sui prodotti di prossima scadenza.

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia rafforzano la dinamica ribassista registrata lo scorso mese e con un calo del 13% su base annua si attestano sui livelli più bassi degli ultimi tre anni per il mese in analisi, pari a 6.886 milioni di mc. La flessione tendenziale appare consistente per i consumi delle reti di distribuzione, pari a 3.210 milioni di mc (-16%), in virtù principalmente di temperature medie più basse rispetto all'anno precedente, soprattutto nella prima decade del mese quando la riduzione tocca il 22%.

Arretrano significativamente anche i consumi del settore termoelettrico, scesi a 2.188 milioni di mc (-15%), a fronte della straordinaria performance della produzione rinnovabile (+48% dai livelli minimi del 2017), in particolare idroelettrica. Meno intenso il calo dei consumi del settore industriale (-5%), il sesto consecutivo, che tuttavia si riportano sopra 1.200 milioni di mc.

Il calo della domanda è stato assorbito, lato offerta, principalmente da minori importazioni di gas naturale, che

scendono sui livelli più bassi degli ultimi quattro anni per il mese in analisi, pari a 4.943 milioni di mc, e da ridotte erogazioni dagli stoccaggi, pari a 1.532 milioni di mc (-14%), che rappresentano oltre il 22% del totale approvvigionato, massimo da oltre dieci anni per il mese di novembre. Si conferma in flessione su base annua dell'8% la produzione nazionale su livelli in linea con i mesi precedenti.

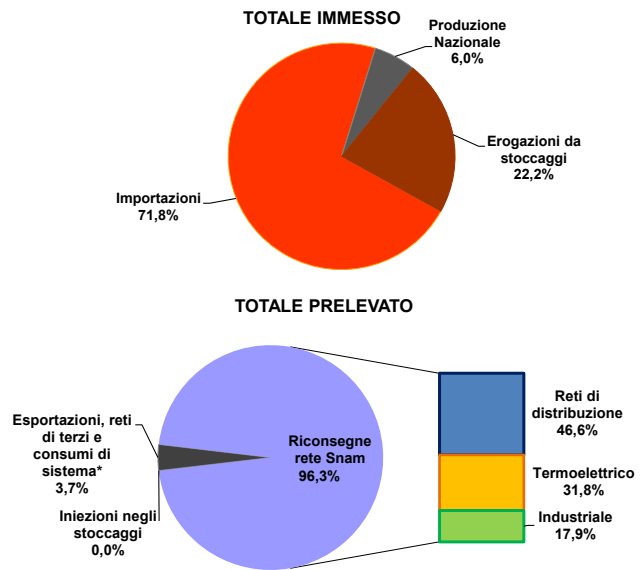
L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra che il calo delle importazioni è concentrato a Tarvisio e Mazara, pari rispettivamente a 1.565 milioni di mc (-21%) e 1.792 milioni di mc (-31%), che rappresentano quasi il 70% del gas naturale importato; in calo anche l'import dal Nord Europa a Passo Gries, dove in alcune giornate del mese si è registrata un'inversione dei flussi netti verso la Svizzera. Dinamiche rialziste invece per le importazioni tramite i terminali GNL, tra cui Cavarzere si conferma il più attivo ed in crescita del 38% (645 milioni di mc) mentre riprende l'operatività nei terminali di Livorno e Panigaglia.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.943	52,3	-13,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.565	16,6	-21,0%
Tarvisio	1.792	19,0	-30,7%
Passo Gries	65	0,7	-69,5%
Gela	455	4,8	+6,0%
Gorizia	0	0,0	-100,0%
Panigaglia (GNL)	77	0,8	+73991,2%
Cavarzere (GNL)	645	6,8	+37,7%
Livorno (GNL)	344	3,6	+193468,6%
Produzione Nazionale	412	4,4	-8,2%
Erogazioni da stoccaggi	1.532	16,2	-13,6%
TOTALE IMMESSO	6.887	72,9	-12,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.232	13,0	-4,9%
Termoelettrico	2.188	23,2	-14,8%
Reti di distribuzione	3.210	34,0	-15,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	256	2,7	+12,4%
TOTALE CONSUMATO	6.886	72,9	-12,8%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1	0	-
TOTALE PRELEVATO	6.887	72,9	-12,8%

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



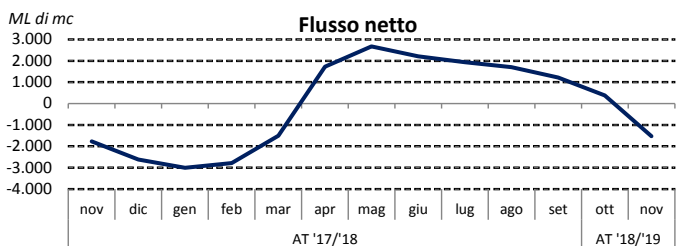
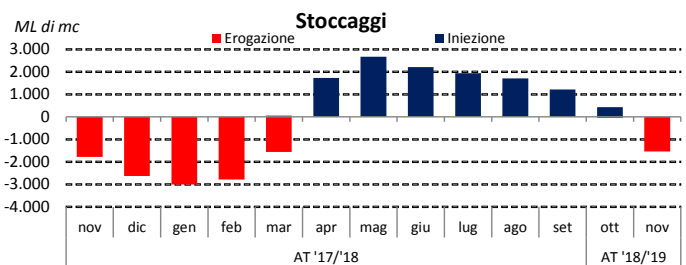
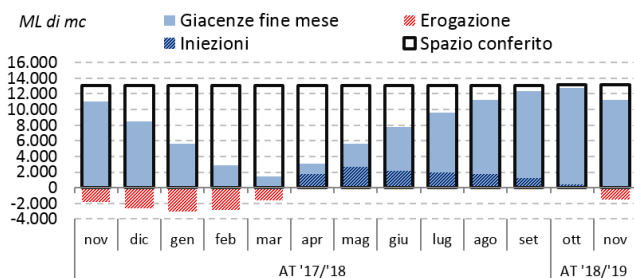
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.279 milioni di mc, incrementata rispetto al 30 novembre del 2017 (+2,3%)

e tra i livelli più alti dal 2010. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta all'86%, in lieve aumento su base annua (+1,0 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2018)	11.279	+2,3%
Erogazione (flusso out)	1.532	-13,6%
Iniezione (flusso in)	1	-
Flusso netto	1.531	-13,6%
Spazio conferito	13.183	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	85,6%	+1,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, si rafforza il trend decrescente avviato il mese precedente della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che si riporta sui livelli dello scorso luglio; il riferimento italiano, pertanto, si attesta a 24,86 €/MWh e cede 2,53 €/MWh rispetto al mese precedente (-9,2%) mantenendo tuttavia un aumento

tendenziale di 3,68 €/MWh (+17,4%). Più intensa la crescita su base annua della quotazione europea al TTF (+27%) che, a fronte anche di una minore flessione congiunturale (-4%), si porta a 24,60 €/MWh riducendo il differenziale con il prezzo al PSV a 0,26 €/MWh, tra i livelli più bassi mai registrati.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), con un rialzo di oltre il 22% su base annua, salgono a 5,5 TWh, livello tra i più alti di sempre dall'avvio della nuova configurazione di mercato, secondo solo ai volumi registrati a gennaio 2017 in presenza di una domanda molto elevata. La crescita dei volumi su MP-GAS, in un contesto di fabbisogno di gas naturale calante, spinge la quota sul totale consumato al 7,5%, guadagnando 2,2 p.p. rispetto a novembre 2017, con un picco giornaliero di oltre il 16% il 20 novembre a fronte di scambi su MP-GAS ai massimi storici.

La ripresa su base annua è stata sostenuta dai volumi negoziati sui due mercati title; gli scambi su MGP-Gas confermano il trend crescente iniziato lo scorso febbraio con l'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1, e salgono a 1,3 TWh, più che triplicati su base annua (erano 0,4 TWh), rappresentando circa il 25% del totale negoziato. Meno intenso l'incremento

dei volumi scambiati su MI-Gas, pari a 3,1 TWh (+7%) che tuttavia risulta quasi raddoppiato rispetto ai livelli molto bassi registrati nel mese precedente (+97%).

Le dinamiche tendenziali su MI-Gas riflettono principalmente la crescita delle contrattazioni concluse dagli operatori diversi dal RdB che a novembre, con 1,8 TWh, salgono sui livelli più alti di sempre (+55%); in calo su base annua i volumi movimentati dal RdB che, rappresentando il 43% del totale scambiato, cedono una quota di 18 punti percentuali rispetto al 2017. Segno negativo, invece, per gli scambi registrati su MGS che dopo quattro rialzi consecutivi scendono a 1,0 TWh (-11%).

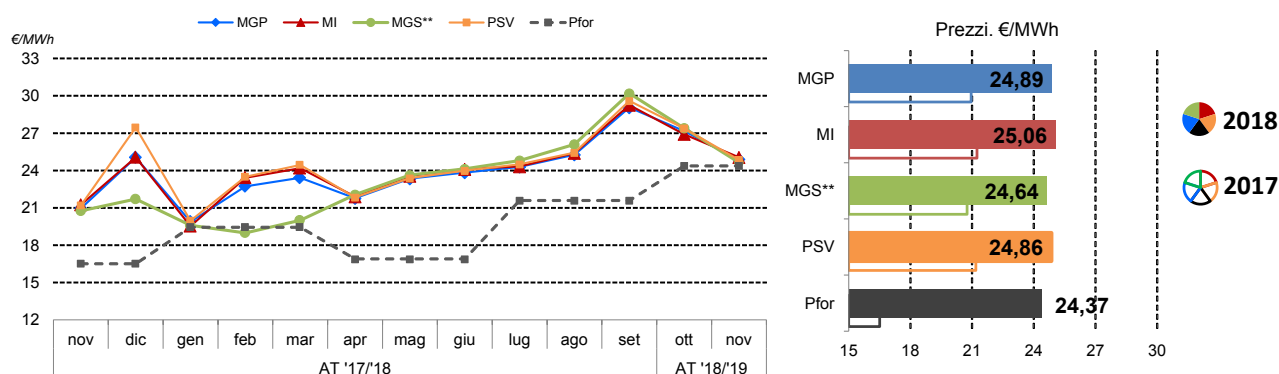
I prezzi registrati sui tre mercati consolidano il calo registrato lo scorso mese e si attestano intorno a 25 €/MWh, confermandosi tutti in crescita su base annua di circa 4 €/MWh (+18/19%), dinamiche strettamente allineate agli sviluppi del PSV.

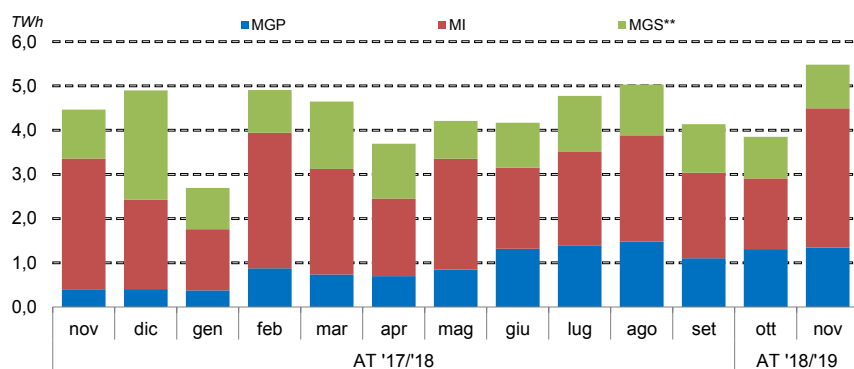
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

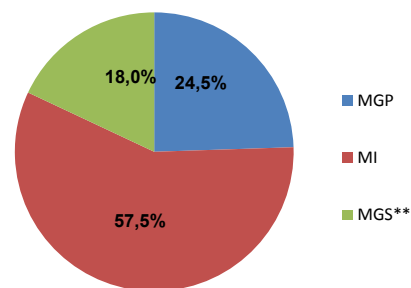
	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
MGP	24,89 (20,95)	23,25	27,53	1.342.104	(399.235)
MI	25,06 (21,23)	22,99	27,75	3.152.520	(2.957.492)
MGS**	24,64 (20,75)	23,50	26,30	987.420	(1.108.284)
Stogit	24,64 (20,75)	23,50	26,30	987.420	(1.108.284)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Struttura degli scambi



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} 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

Il calo dei volumi registrati su MGS per l'impresa di stoccaggio Stogit, unica operativa, è stato assorbito unicamente dagli scambi tra operatori, pari a 373 GWh (-35%), con una quota del 38% sul totale scambiato che rafforza il trend crescente iniziato ad agosto, pur cedendo 14 punti percentuali su

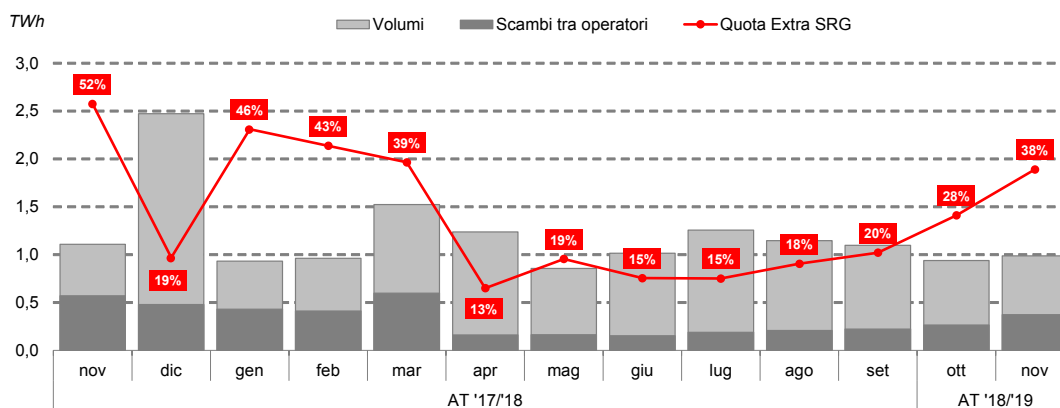
base annua. In crescita, invece, le movimentazioni di SRG, sia lato acquisto che lato vendita, in virtù sia di un aumento dei volumi con finalità di Bilanciamento che con finalità di Neutralità e Altro, entrambi poco significativi a novembre 2017.

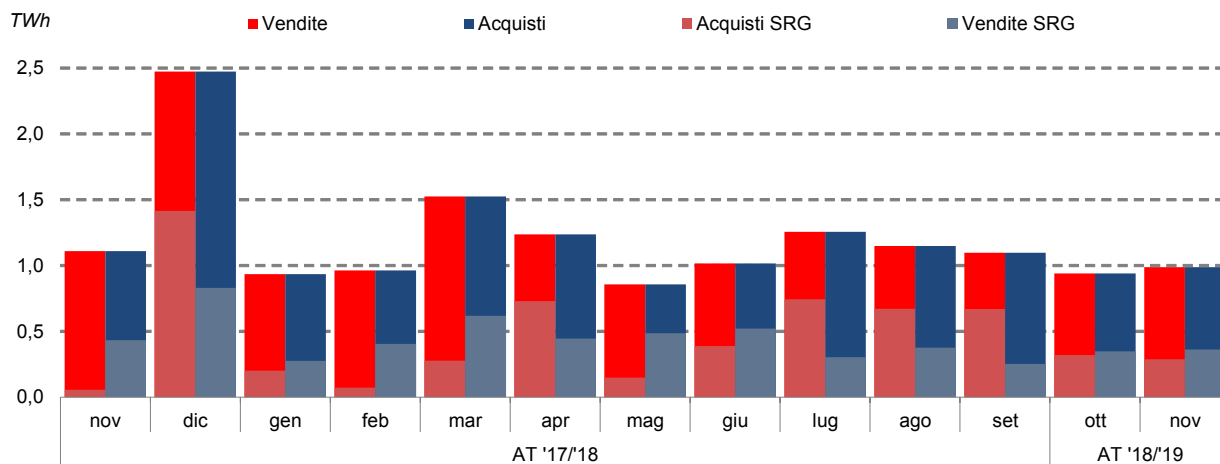
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	987.420	(1.108.284)	987.420	(1.108.284)	-	(-)	-	(-)
SRG	345.116	(66.983)	433.642	(34.835)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	98.180	(20.483)	162.934	(34.835)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	246.936	(46.500)	270.709	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	642.304	(1.041.301)	553.778	(1.073.449)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre sono stati scambiati 202 GWh, più che quadruplicati rispetto al mese precedente, ed ai massimi storici.

Le transazioni hanno interessato soprattutto i prodotti BoM ed i mensili; tra questi ultimi il prodotto M-2018-12, il più liquido,

chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 25,80 €/MWh, in calo rispetto all'ultimo riferimento di ottobre. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 120 GWh, in ripresa del 49% rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo prevalentemente stabili o in ribasso anche per i restanti prodotti negoziabili.

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-2018-11	24,10	27,50	25,20	-16,4%	34	80.736	-	-	80.736	-	6.360	12.720
BoM-2018-12	25,40	25,40	25,83	-	1	5.040	-	-	5.040	-	2.952	88.560
M-2018-12	24,90	28,05	25,80	-5,2%	30	92.256	-	-	92.256	-	2.784	86.304
M-2019-01	25,50	26,70	25,77	-6,2%	9	18.600	-	-	18.600	-	552	17.112
M-2019-02	26,40	26,40	25,53	-4,6%	1	3.360	-	-	3.360	-	120	3.360
M-2019-03	-	-	25,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-01	26,00	26,00	25,54	-11,8%	1	2.160	-	-	2.160	-	120	10.800
Q-2019-02	-	-	24,06	-4,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-03	-	-	22,33	-9,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-04	-	-	23,88	-7,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	24,99	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					76	202.152			202.152		3.744	119.832

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a novembre sono stati scambiati 444 GWh, riferiti al periodo di consegna Gennaio 2019, ad un prezzo

medio di 24,45 €/MWh, inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso periodo di riferimento (26,52 €/MWh).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre si registra un brusco calo delle quotazioni delle commodities energetiche rispetto al mese precedente, interrompendo un trend rialzista in atto da diversi mesi. Le quotazioni del petrolio, dei suoi derivati e del carbone su base mensile mostrano, infatti, deprezzamenti significativi (fino al 20% per il petrolio). Cali anche per le quotazioni del gas su tutti

gli hub europei, con lo spread PSV - TTF a ridosso dei minimi storici. Contrastato, infine, l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica: la quotazione della Francia, ancora in aumento e ai massimi dal 2009 per il mese di novembre, risulta superiore a quella italiana, solitamente più elevata, facendo segnare uno spread positivo che mancava dal gennaio 2017.

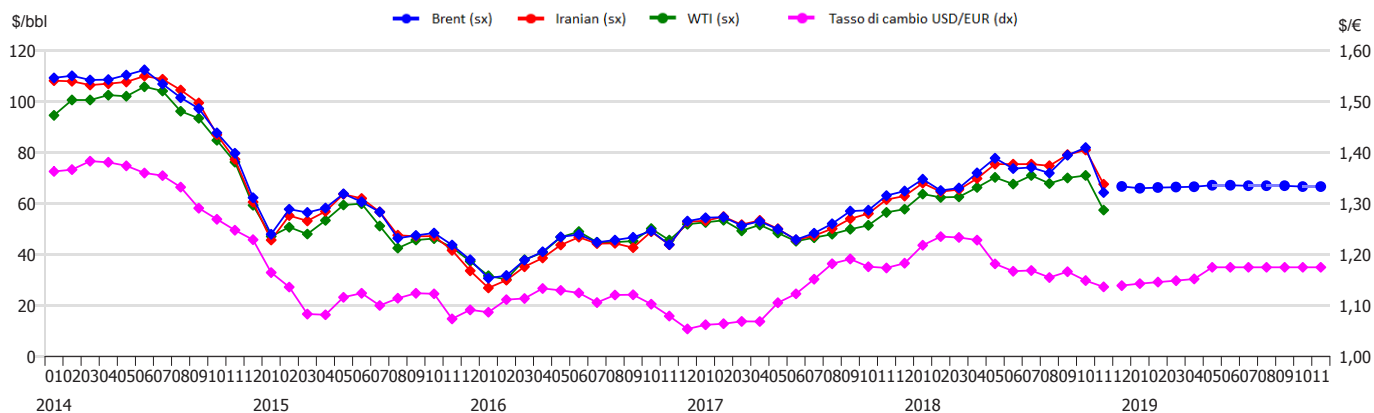
Dopo i rialzi dei mesi precedenti, a novembre si registra un brusco calo delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati: scende il petrolio a 64,26 \$/bbl (-21% rispetto ad ottobre e sostanzialmente in linea con i valori del 2017), così come forti cali si registrano sui derivati del greggio, con l'olio combustibile ed il gasolio che si riducono rispettivamente del 14%, a 400,63 \$/MT, e del 13%, a 618,56 \$/MT, mantenendo comunque un tasso di crescita positivo rispetto ai riferimenti dell'anno precedente (rispettivamente +15% e +12%). Il trend del prezzo spot è confermato anche dalle

quotazioni a termine che mostrano aspettative decisamente ribassiste su tutti gli orizzonti temporali. In calo rispetto ad ottobre anche il carbone, che si attesta a 90,76 \$/MT (-9%), con quotazioni a termine in ulteriore diminuzione rispetto alla attuale quotazione spot. In corrispondenza di un tasso di cambio in diminuzione anche a novembre a 1,14 \$/€ (-1% su ottobre, -3% sul 2017), le conversioni in euro dei prezzi confermano le variazioni osservate sulle commodities su base mensile, rinforzandone in generale l'intensità su base annua.

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

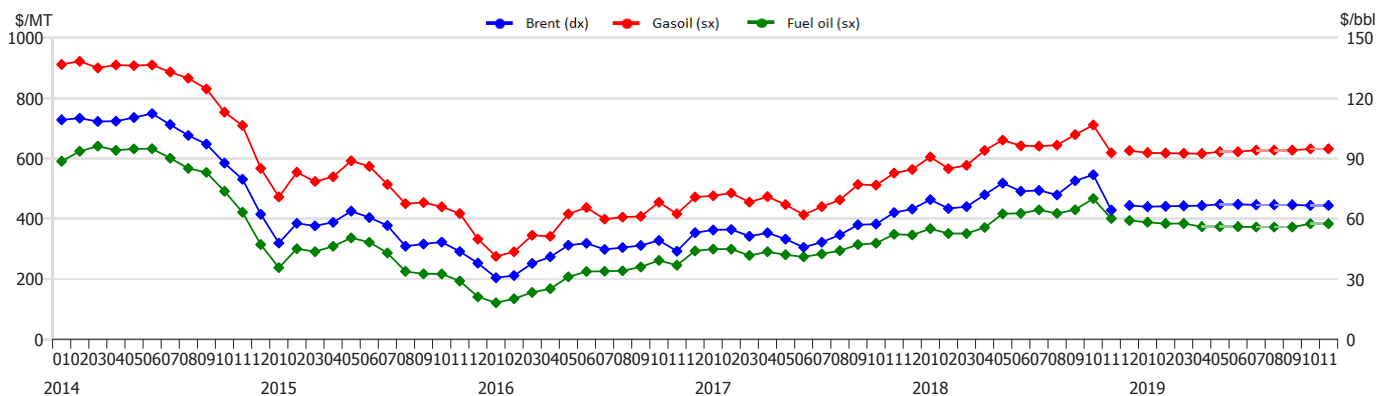
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Nov 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 18	Var M-1 (%)	Gen 19	Var M-1 (%)	Feb 19	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	64,26	- 21 %	+ 2 %	75,04	66,61	- 17 %	65,95	- 18 %	66,19	-	66,89	- 15 %
	€/bbl	56,56	- 21 %	+ 5 %	-	58,49	-	57,71	-	57,77	-	56,94	-
OLIO COMB.	\$/MT	400,63	- 14 %	+ 15 %	445,50	394,02	- 14 %	388,23	- 14 %	383,74	-	378,32	- 15 %
	€/MT	352,57	- 13 %	+ 19 %	-	345,98	-	339,72	-	334,93	-	322,05	-
GASOLIO	\$/MT	618,56	- 13 %	+ 12 %	709,25	625,74	- 13 %	619,01	- 13 %	617,50	-	625,87	- 12 %
	€/MT	544,36	- 12 %	+ 16 %	-	549,46	-	541,66	-	538,96	-	532,78	-
CARBONE	\$/MT	90,76	- 9 %	- 4 %	98,00	87,91	- 13 %	87,84	- 12 %	88,05	-	87,30	- 10 %
	€/MT	79,88	- 8 %	- 1 %	-	77,20	-	76,87	-	76,85	-	74,32	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,14	- 1 %	- 3 %	-	1,14	- 1 %	1,14	- 1 %	1,15	-	1,17	- 1 %

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



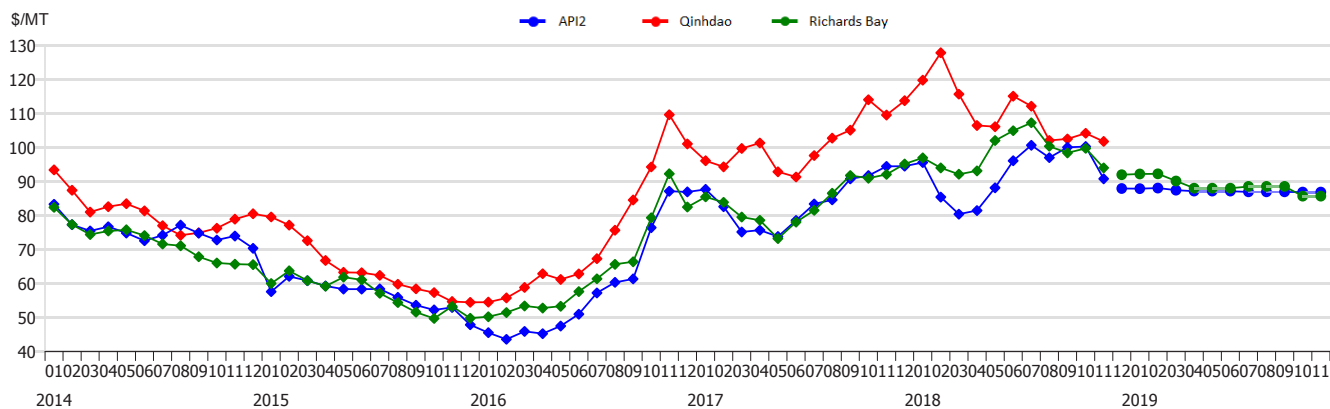
Fonte: Thomson-Reuters

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



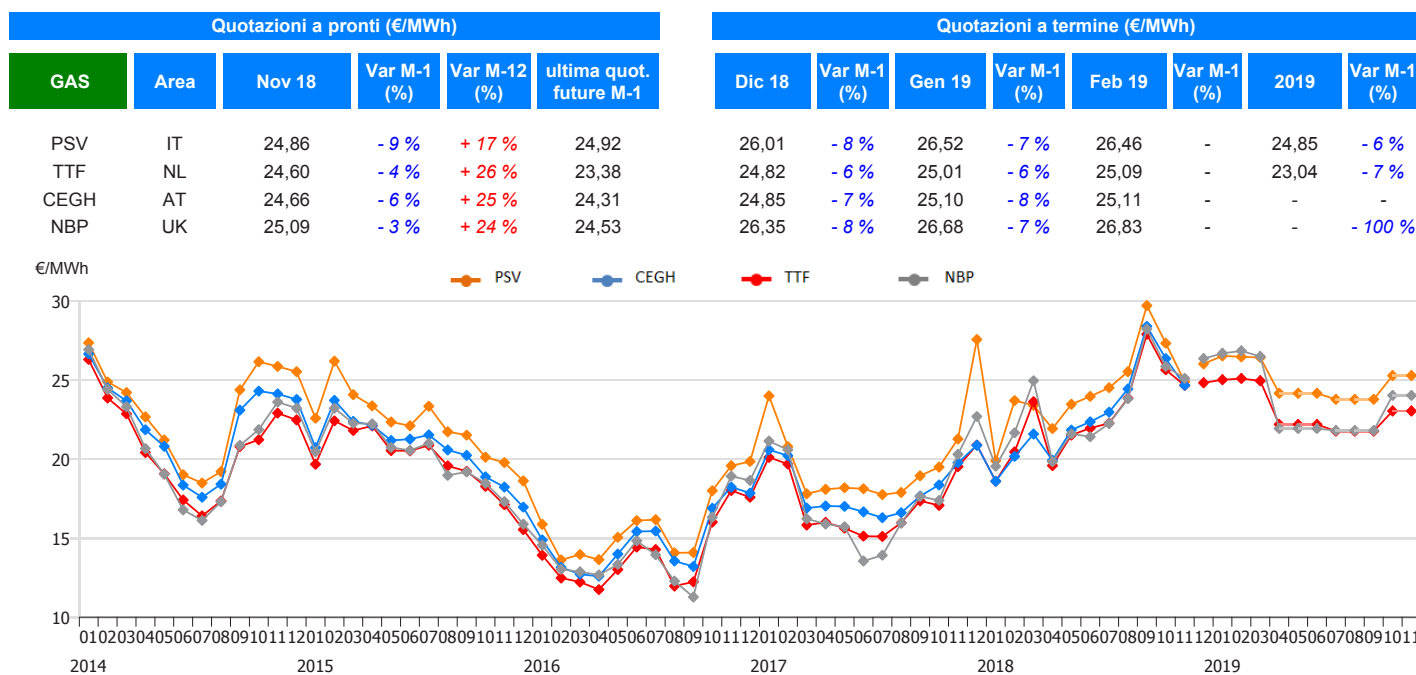
Fonte: Thomson-Reuters

In merito alle quotazioni del gas naturale, dopo il calo del mese di ottobre, un ulteriore deprezzamento si osserva nel mese in oggetto, confermando l'interruzione al trend di crescita in atto da maggio. La dinamica ribassista più forte si osserva soprattutto sul PSV, che si attesta a 24,86 €/MWh (-9%). Tale calo, più

intenso di quello fatto registrare dal TTF (24,86 €/MWh, -4%), fa sì che lo spread tra le due quotazioni arrivi ad annullarsi (PSV-TTF: 0,26 €/MWh, -1,62 €/MWh rispetto ad ottobre). I mercati a termine confermano il trend ribassista, con quotazioni ovunque in significativo ribasso rispetto alle indicazioni di ottobre.

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

Fonte: Thomson-Reuters



Le quotazioni dell'energia elettrica mostrano, per il terzo mese consecutivo, un andamento molto contrastato. La Francia, ancora in aumento e ai massimi dal 2009 per il mese di novembre, si attesta a 67,80 €/MWh (+3% su ottobre), risultando superiore al riferimento italiano, in calo a 66,58 €/MWh (-10%) e realizzando di conseguenza un differenziale positivo tra le due quotazioni, pari a 1,22 €/MWh, che mancava dal gennaio 2017. In crescita anche la Germania e i prezzi nell'Area Scandinava, rispettivamente a 56,68 €/MWh (+7%)

e a 48,37 €/MWh (+12%). Più omogeneo l'andamento rilevato rispetto al 2017, rispetto al quale tutti i prezzi mostrano un incremento, particolarmente significativo, soprattutto nel Centro-Nord Europa (Germania: +40%, Area Scandinava: +50%). I futures, infine, mostrano aspettative in calo rispetto ad ottobre, soprattutto in Italia e Spagna, mentre più stabile appare il quadro prospettico per Francia e Germania, con nuove inversioni del differenziale tra Italia e Francia previste al momento per gennaio e febbraio 2019.

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

Fonte: Thomson-Reuters

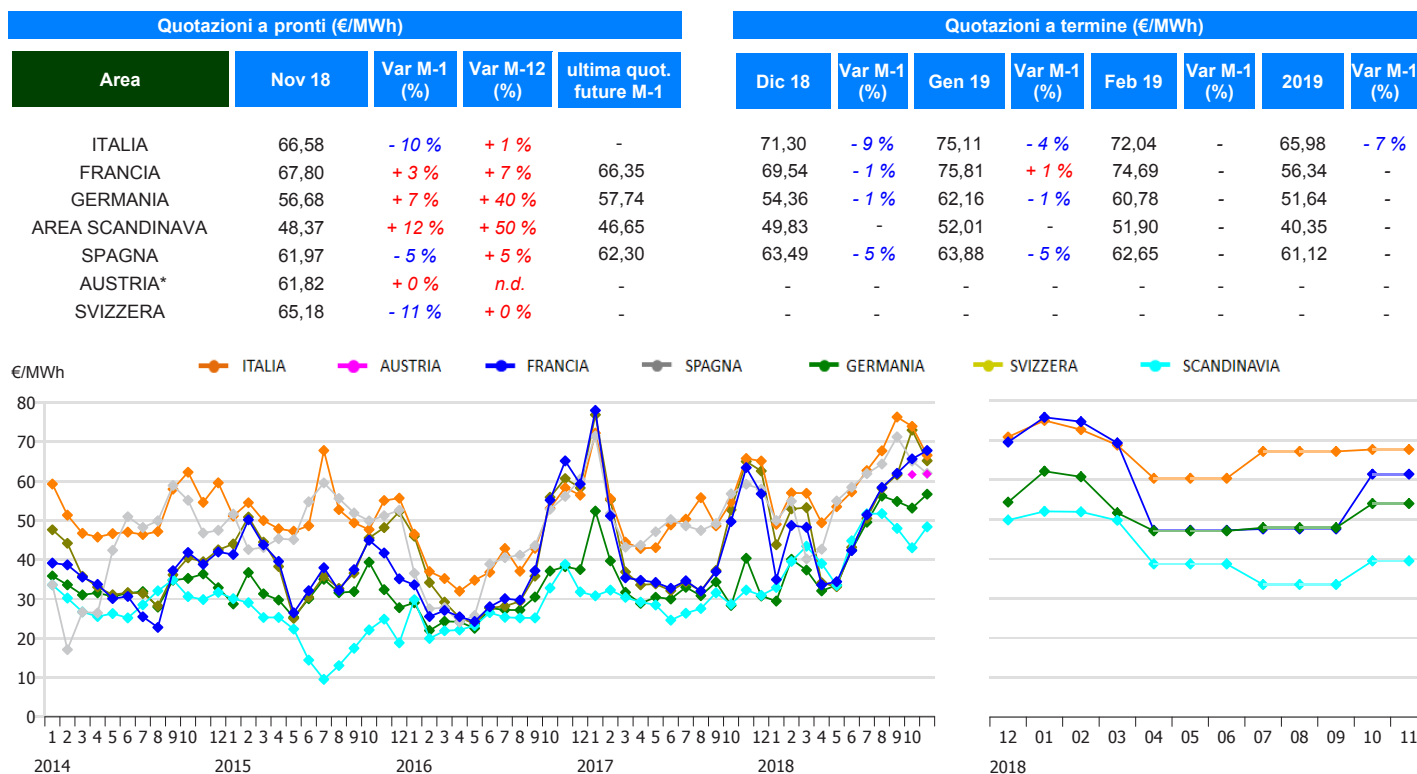
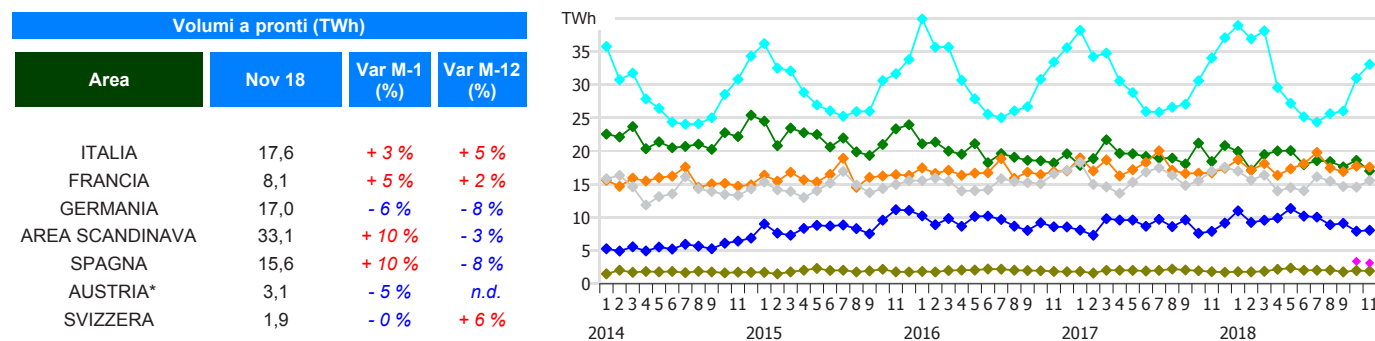


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



*A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

I volumi negoziati su base spot mostrano un ulteriore incremento rispetto al 2017 per l'Italia (17,6 TWh, +5%), Francia (8,1 TWh, +2%) e Svizzera (1,9 TWh, +6%); in calo i restanti paesi, soprattutto

la Germania (17 TWh, -8%), la Spagna (15,6 TWh, -8%) e, in misura minore, l'Area Scandinava, che risulta a novembre quella caratterizzata dai maggiori scambi (33,1 TWh, -3%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ A novembre sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio si conferma sui livelli dei mesi precedenti, a ridosso dei 260 €/tep, lasciando pressoché invariato il differenziale con la stima del contributo tariffario, anch'esso stabile a 250,00 €/tep. In debole crescita il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che riduce lo spread con il riferimento del mercato a circa 13 €/tep. Arretrano gli scambi sul mercato (-20%), con la liquidità ai minimi del nuovo anno d'obbligo (35%), in presenza di una vigorosa ripresa delle negoziazioni bilaterali (+74%); in aumento sul

mezzo precedente la quantità destinata al trading (+2%), la cui quota sul totale guadagna circa 2 punti percentuali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi tornano a registrare una lieve crescita confermandosi tuttavia nettamente inferiori al picco registrato a settembre (1,25 €/MWh). Più intensa la ripresa delle quotazioni bilaterali (+53%) che accorciano la distanza con i relativi livelli di mercato (-0,44 €/MWh). Si riducono di oltre il 65% sia i volumi scambiati sul mercato, con una liquidità stabile al 13%, che sulla piattaforma bilaterale.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato, con l'avvio del nuovo anno d'obbligo, presenta per il quinto mese consecutivo deboli oscillazioni, stabilizzandosi sostanzialmente poco sotto la soglia dei 260 €/tep (259,76 €/tep, +0,3%); anche a novembre tale quotazione si conferma superiore di circa 9 €/tep al valore del contributo tariffario stimato, fermo a 250,00 €/tep. In aumento, seppure lieve, il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale che si porta a 246,39 €/tep (+2,2%), riducendo a circa 13 €/tep lo spread con il corrispondente valore di mercato (era 18 €/tep ad ottobre). Tuttavia, la distanza tra i due riferimenti scende a 3 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota si conferma anche questo mese a circa 97%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,05-260,01 €/tep) scende al 23%, la più bassa dallo scorso aprile, in virtù soprattutto della ridotta oscillazione dei prezzi rilevati infrassestione.

In termini di volumi, la scadenza di fine novembre come termine utile per poter consegnare a titolo di acconto i TEE

per l'anno d'obbligo 2018 sembra non aver influito in chiave rialzista sulle dinamiche di mercato i cui scambi diminuiscono del 20% rispetto al mese precedente, attestandosi a 234 mila tep, con una quota sul totale contrattato pari al 35%, minimo per il nuovo anno d'obbligo. Segno positivo, invece, per i volumi destinati al trading, di poco superiori a 19 mila tep, che a novembre crescono di circa il 2%, raccogliendo una quota superiore all'8%, incrementata anch'essa di circa 2 punti percentuali.

Nel secondo mese dall'entrata in vigore della delibera 487/2018/R/efr, con cui l'ARERA ha aggiornato i criteri di determinazione del contributo tariffario, risulta consistente, invece, la crescita delle negoziazioni bilaterali che si portano ai massimi dell'ultimo semestre, pari a 432 mila tep (+74% su ottobre).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 56.027.303 tep, in aumento di 359.860 tep rispetto a fine ottobre 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.502.189 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading			Operatori		
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	259,76	+0,3%	259,05	260,01	234.184	-20,3%	60,83	-20,1%	19.311	+1,7%	8,2%	+1,8 p.p.	9	-3
Bilaterali	246,39	+2,2%	0,00	261,75	431.609	+74,4%	106,35	+78,2%						
con prezzo >1	254,42	+1,5%	163,95	261,75	417.983	+75,5%	106,35	+78,2%						
Totale	251,09	+0,1%	0,00	261,75	665.793	+23,0%	167,18	+23,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

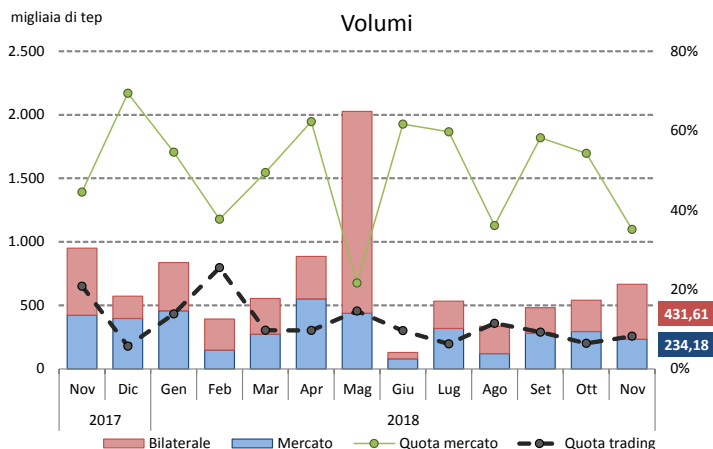
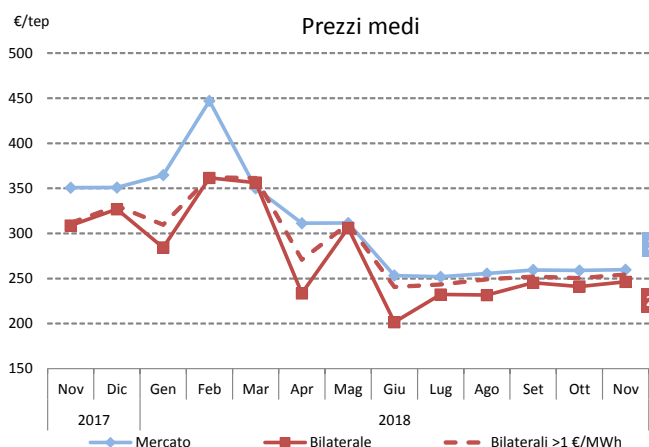


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Titoli scambiati		tep	% su scambi			
	N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep		€/tep	tep	tep
01 giugno - 28 settembre 2018	6	255,24	799.550	679.210	258,27	401.228	50,2%	257,49		
29 settembre - Novembre	9	259,30	528.177	679.098	243,08	65.651	9,7%	250,18		
Totale	15	256,86	1.327.727	1.358.308				250,00	3.502.189	56.027.303
	(+4)	(+0,2%)	(+21,4%)	(+46,6%)				(+0,0%)	(+359.860)	(+359.860)

*Tale valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA all'art. 4.1 della delibera 487/2018/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.

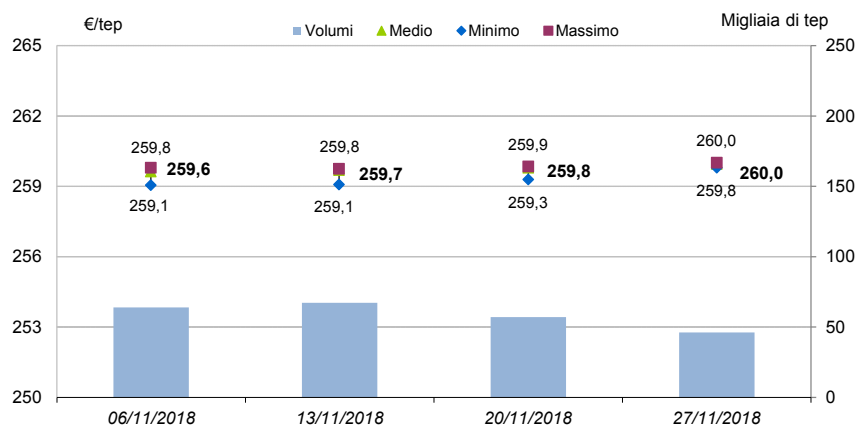
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati. () tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra una sostanziale stabilità delle quotazioni sia a livello giornaliero che mensile subito sotto i 260 €/tep, con uno spread tra il prezzo minimo e massimo sceso sui valori più bassi dall'avvio del mercato (0,96 €/tep). Si confermano ai minimi di sempre anche gli scambi nelle singole

sessioni che tuttavia presentano rispetto al mese precedente un incremento dei volumi negoziati per singola transazione (216 contro i 172 di ottobre); inoltre, nella seduta del 27 novembre, la meno liquida in termini di scambi, la quantità di volumi destinati al trading segna uno dei valori più alti di sempre, pari al 34%.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG)

Il prezzo medio registrato a novembre sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, si attesta a 1,25 €/MWh, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+3%), ma si conferma nettamente inferiore rispetto al massimo storico registrato a settembre. Più evidente la crescita del prezzo registrato sulla Piattaforma Bilaterale che risale a 0,81 €/MWh (+53%) riportando lo spread con le quotazioni di mercato a 0,44 €/MWh.

Gli scambi sul mercato organizzato, dopo quattro rialzi consecutivi, si riducono del 66% rispetto ad ottobre

attestandosi a 159 GWh, mantenendo tuttavia una quota sul totale scambiato superiore al 13% (+3 punti percentuali circa sul mese precedente), in presenza di registrazioni bilaterali anch'esse in consistente ribasso (1.036 GWh, -66%). Tuttavia, in ambedue le piattaforme gli scambi cumulati nel nuovo periodo di riferimento (da maggio a novembre) si confermano in crescita rispetto all'anno precedente, con un incremento più intenso sul mercato dove si passa dai 76 GWh del 2017 ai 1.187 GWh del 2018.

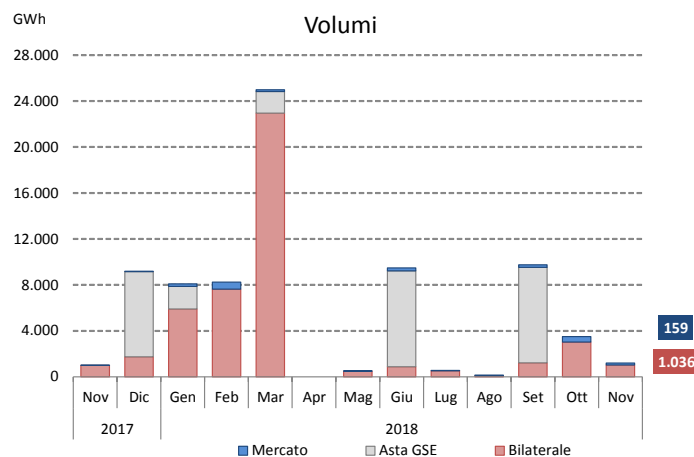
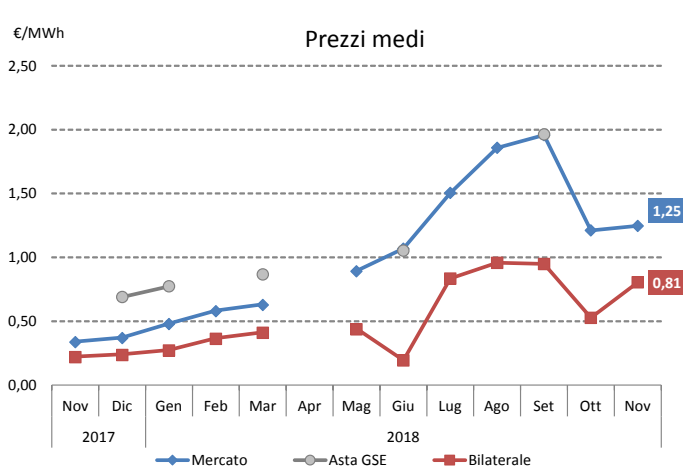
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,25	+2,9%	1,15	1,40	158.885	-65,6%	198.070	-64,6%
Bilaterali	0,81	+52,8%	0,00	1,95	1.036.194	-65,8%	834.139	-47,8%
con prezzo >0	0,81	+50,8%	0,04	1,95	1.029.348	-65,4%	834.139	-47,8%
Totale	0,86	+39,9%	0,00	1,95	1.195.079	-65,8%	1.032.209	-52,2%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

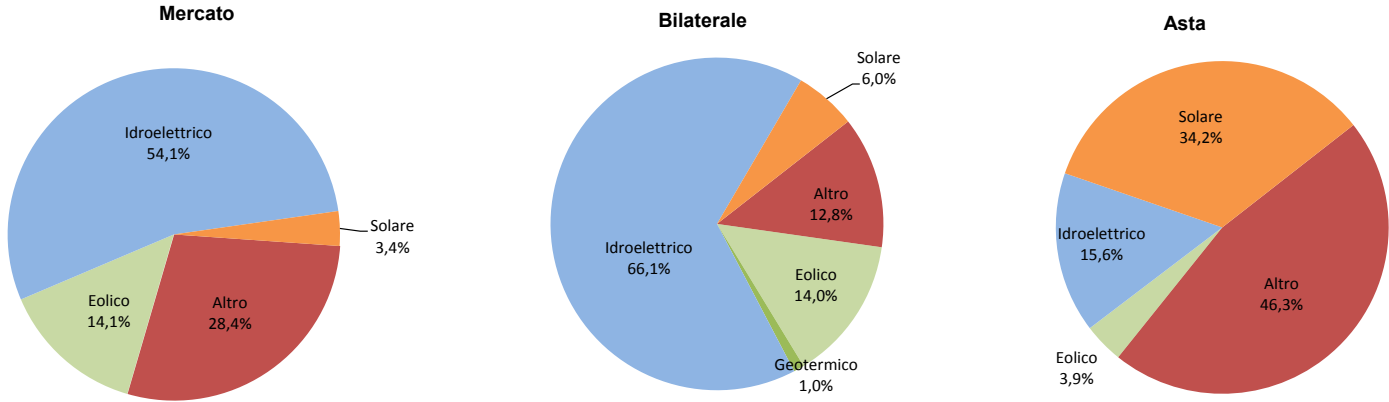


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata sia sul mercato organizzato che bilateralmente è relativa ad impianti di produzione idroelettrici (rispettivamente 54% e 66%);

nell'ultimo mese, tuttavia, aumenta nelle due piattaforme la quota della tipologia Eolico, rispettivamente +3 e +2 punti percentuali. Rimane residuale su ambedue le piattaforme la tipologia Solare che rappresenta, invece, il 34% nelle aste del GSE la seconda più scambiata dopo quella Altro (46%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



VARIABILI RILEVANTI E TENDENZE RECENTI DEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

Di Claudia Checchi, Tommaso Franci, Federico Clementi (REF-E)

(continua dalla prima)

Tale documento dovrà essere parte integrante del Piano nazionale energia e clima, il piano in via di definizione in ogni Stato Membro e che dovrà definire gli obiettivi, le traiettorie e gli strumenti per il raggiungimento dei target 2030. Nella strategia di riqualificazione degli edifici di lungo periodo, ogni Stato membro dovrà fissare una tabella di marcia con misure e indicatori di progresso misurabili, stabiliti a livello nazionale, in vista dell'obiettivo di lungo periodo per il 2050 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'Unione dell'80-95 % rispetto al 1990; ciò al fine di garantire un parco immobiliare nazionale ad alta efficienza energetica e decarbonizzato e di facilitare la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero. La tabella di marcia dovrà prevedere tappe indicative per il 2030, il 2040 e il 2050 e specificare il modo in cui esse contribuiscono al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione conformemente alla direttiva 2012/27/UE. Di seguito si propone una foto del settore della climatizzazione e del raffrescamento in Italia finalizzata ad individuare i principali indicatori e tendenze che potranno determinare le dinamiche e gli obiettivi del settore. Gli obiettivi indicati, insieme alle normative e alle forme di promozione nel settore già messe in campo negli anni passati, lasciano prevedere una rivoluzione per questo settore che porterà anche diverse opportunità per gli operatori². Sebbene i consumi complessivi finali di energia del settore residenziale

si siano mantenuti pressoché stabili negli ultimi due decenni, la loro evoluzione è il risultato della combinazione di due driver fondamentali: la crescita del numero degli impianti di climatizzazione installati e le dinamiche di sostituzione delle tecnologie e conseguentemente della fonte di energia.

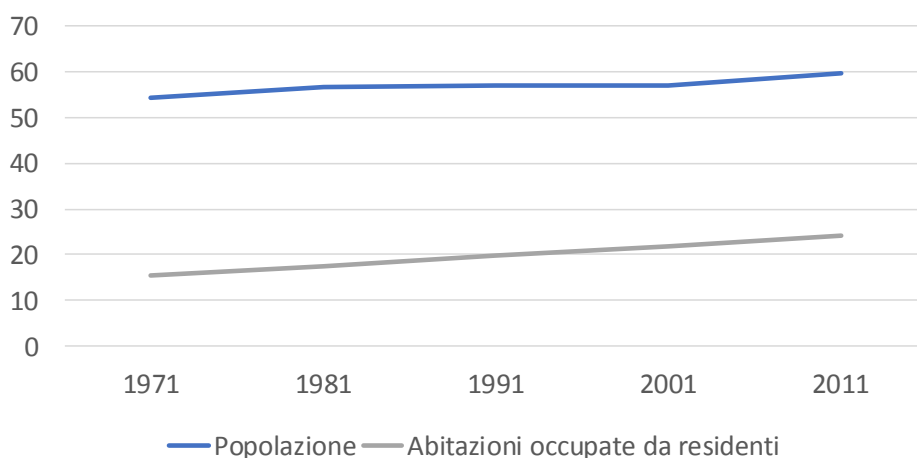
Tra il 1971 ed il 2011 la popolazione italiana, secondo i dati del censimento Istat, è aumentata del 10%, ma molto più forte è stata la crescita delle abitazioni occupate da residenti che sono aumentate, nello stesso periodo, di quasi il 60 % (Figura 1). Questa crescita rispecchia quella del numero di famiglie, e della riduzione del numero medio di persone per famiglia.

Un fenomeno che potrebbe perdurare nei prossimi anni, anche se vi sono anche nuove tendenze che potrebbero mitigarlo nel prossimo futuro (ad esempio alcuni osservatori indicano una decrescita della popolazione per i prossimi anni), ma che dà senz'altro una prima indicazione di come la domanda di climatizzazione è cambiata negli ultimi anni.

Il maggior numero di abitazioni è concentrato nella zona climatica E³, che ha una richiesta di riscaldamento mediamente elevata (tra 2100 e 3000 gradi giorno). Per stimare il numero di impianti esistenti è necessario tenere in considerazione anche la presenza di alcune abitazioni che sono riscaldate da impianti mobili (poco meno del 10% del totale) e la presenza di impianti centralizzati in circa il 22% delle abitazioni (Figura 3).

Figura 1: Variabili sociodemografiche e mercato della climatizzazione (milioni)

Fonte: Istat censimenti 1971-2011



(continua)

Figura 2: Numero di abitazioni per area climatica (milioni)

Fonte: elaborazioni REF-E

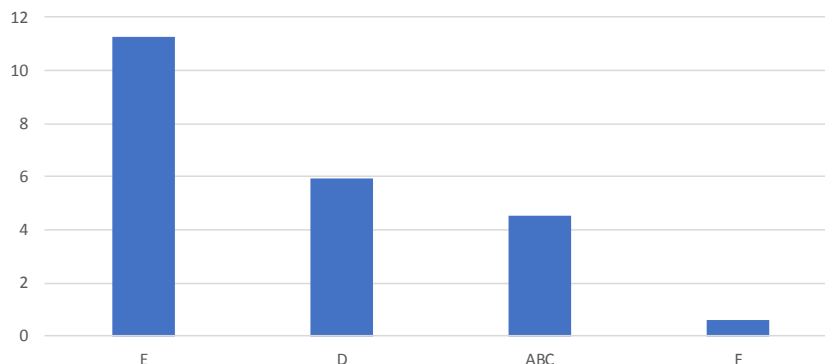
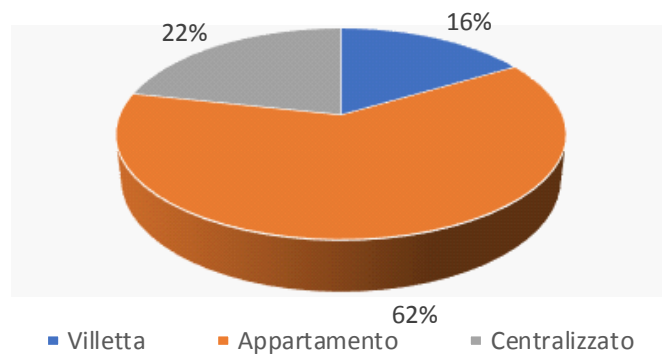


Figura 3: Ripartizione abitazioni per tipologia

Fonte: elaborazioni REF-E

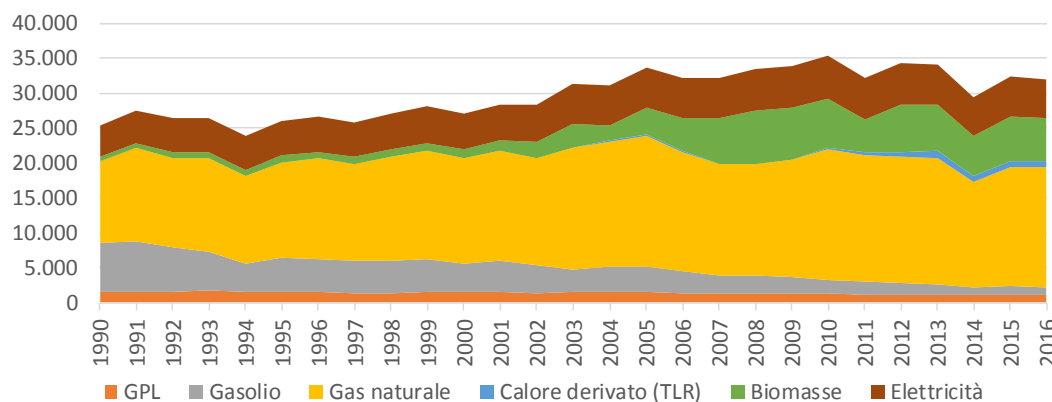


Negli ultimi due decenni il peso dei consumi di derivati del petrolio per il riscaldamento si è ridotto sensibilmente, compensato dall'espansione del gas naturale e delle

biomasse. I consumi d'energia elettrica sono rimasti, invece, stabili nello stesso periodo (Figura 4).

Figura 4: Consumi finali del settore residenziale (ktep)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Eurostat



(continua)

Le principali tecnologie e la loro diffusione

La grande maggioranza delle abitazioni di residenza è riscaldata con caldaie convenzionali a gas metano mentre le tecnologie a biomassa e le Pompe di Calore (PdC) aria-aria sono rispettivamente la seconda e la terza per diffusione sul territorio (Figura 5) anche se la loro diffusione è particolarmente concentrata in specifiche aree climatiche del Paese. Il teleriscaldamento (TLR) ricopre ancora un ruolo marginale ed è quasi esclusivamente attivo nel nord, mentre le tecnologie alimentate a GPL e gasolio sono prevalentemente in uso in aree non metanizzate.

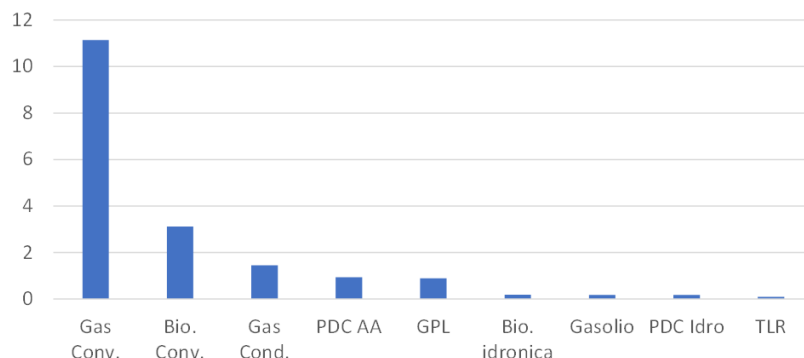
Dal 2000 al 2015 si è registrata una leggera contrazione delle vendite di caldaie a combustibili fossili a cui si è affiancata una

crescita delle vendite delle PdC elettriche e degli apparecchi a biomassa. Tra le caldaie a combustibili fossili si è assistito, inoltre, alla sostituzione di caldaie a GPL o gasolio con quelle a gas metano.

Le famiglie hanno spesso sostituito i vecchi impianti che utilizzavano derivati del petrolio con impianti a metano. Ciò è rispecchiato nell'evoluzione dei consumi di energia finale mostrata sopra. Le PdC aria-aria e, in misura minore, gli apparecchi a biomassa si distinguono dalle altre tecnologie in quanto svolgono spesso un ruolo integrativo della funzione di riscaldamento svolta da un impianto fisso principale collegato ad un sistema idronico di distribuzione del calore nell'abitazione.

Figura 5: Numero di apparecchi installati per tecnologia (milioni)

Fonte: Elaborazioni REF-E

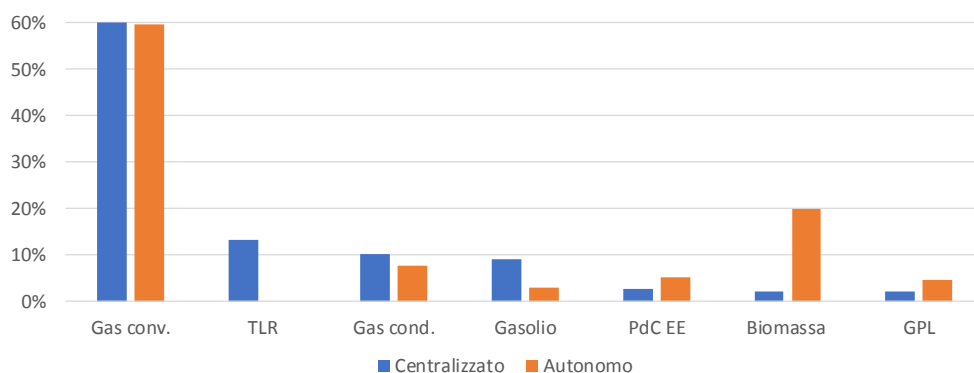


La diffusione delle tecnologie è molto differente tra abitazioni servite da impianti autonomi e centralizzati (Figura 6). Sebbene in entrambi i segmenti gli impianti a gas metano rappresentino circa il 70% del totale, il rimanente 30% è ripartito tra tecnologie diverse. Nel segmento autonomo, gli impianti a biomassa rappresentano circa il 20% del totale, mentre nel segmento centralizzato GPL e, soprattutto, il gasolio mantengono percentuali di penetrazione rivelanti. Ciò è dovuto anche alle condizioni del mercato: GPL e gasolio

sono, infatti, spesso utilizzati nelle aree non metanizzate. Inoltre, alcune differenze sono dovute al fatto che le tecnologie a emanazione del calore come le stufe a biomassa e le PdC aria-aria possono essere impiegate in abitazioni di piccola dimensione, mentre non possono servire più abitazioni in un singolo edificio e non sono, quindi, utilizzabili come impianti centralizzati, segmento in cui si registra una buona penetrazione del TLR, praticamente assente nel segmento autonomo.

Figura 6: Ripartizione % tecnologie per tipo di abitazione

Fonte: elaborazioni REF-E

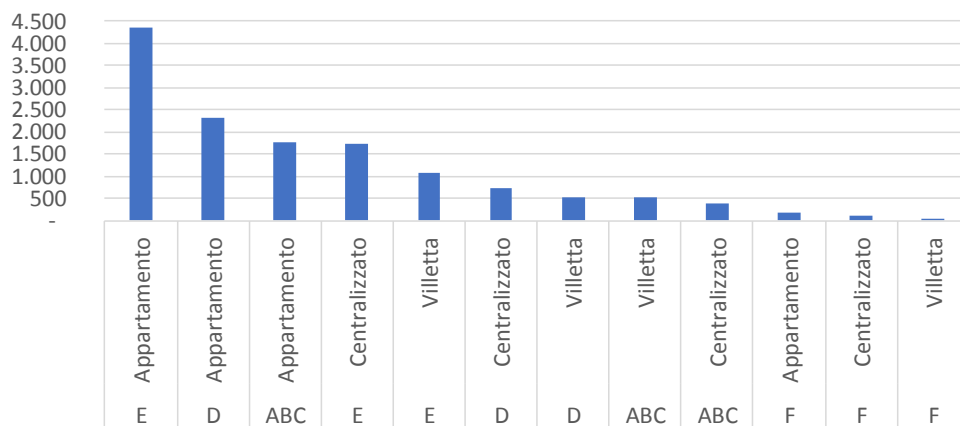


(continua)

Dato il divieto di vendita delle caldaie a gas a tecnologia convenzionale introdotto dalla normativa (Regolamento UE n. 813/2013) e che sta entrando progressivamente il vigore (possono

infatti ancora essere vendute le scorte presenti in magazzino) risulta particolarmente interessante analizzare la diffusione di questa tecnologia (Figura 7).

Figura 7: Diffusione caldaia convenzionale per zona climatica e tipo di abitazione (milioni)



Il raffrescamento

Le dinamiche del settore della climatizzazione non possono prescindere da un'analisi anche del raffrescamento. Il numero di abitazioni dotate di un impianto per il raffrescamento (quasi sempre una PdC elettrica che rappresenta un impianto secondario ulteriore rispetto a quello per il riscaldamento) è del 28% circa, sia per il segmento autonomo che per il centralizzato. Anche distribuzione delle PdC elettriche per raffrescamento è piuttosto eterogenea tra aree climatiche. Se, infatti, come ci si potrebbe aspettare, le PdC elettriche sono molto diffuse nelle aree più calde (A,B,C) dove svolgono spesso anche la funzione di riscaldamento, l'area climatica dove la percentuale delle abitazioni dotate di PdC è superiore alla media italiana è la E, ovvero la seconda più fredda. Quest'ultima racchiude gran parte dell'area appenninica e delle regioni del nord Italia, ovvero zone densamente popolate, ove la ricchezza media delle famiglie è superiore alla media nazionale, che registrano temperature estive piuttosto elevate unite ad un alto grado d'umidità. Le motivazioni delle installazioni delle PdC risultano, quindi, parzialmente differenti. Nella zone calde del sud Italia l'installazione delle PdC elettriche sembra dovuta in primo luogo a una richiesta di raffrescamento maggiore di quelle delle altre aree. Inoltre, la possibilità d'utilizzo delle PdC reversibili per entrambe le funzioni riduce il costo complessivo annuale della climatizzazione dell'abitazione. Nella zona E, invece, la funzione delle PdC è generalmente finalizzata alla produzione di aria fresca come funzione primaria cui si associa il miglioramento del comfort dell'abitazione tramite la deumidificazione dell'aria.

I costi

La diffusione delle tecnologie e la loro penetrazione nelle diverse aree climatiche del paese per tipologia d'abitazione è giustificata da richieste di riscaldamento e raffrescamento molto differenti, che alterano la convenienza relativa delle diverse tecnologie. In particolare la spesa annua per climatizzazione dipende dalla richiesta termica dell'abitazione stessa e dalle condizioni climatiche dell'area in cui questa è situata, dall'efficienza dell'impianto di riscaldamento, ovvero dai consumi di energia primaria necessari a soddisfare la richiesta, e dai costi fissi e variabili legati all'acquisto e installazione dell'impianto e al consumo d'energia. La combinazione di questi fattori rende le scelte delle famiglie diverse, in ragione della loro locazione geografica, della propria disponibilità finanziaria e della dimensione delle abitazioni. La distribuzione degli impianti risulta, in effetti, molto differente tra aree climatiche e tra tipologie d'abitazione. La caldaia tradizionale a gas metano risulta l'impianto più diffuso in tutte le aree. Tuttavia le stufe a biomassa sono molto diffuse nelle aree D,E,F, mentre nelle aree più calde, A,B,C sono spesso adottate le PdC aria-aria. Nelle zone geografiche del nord Italia, incluse nelle aree E e F, è concentrata la quasi totalità degli impianti di TLR. Infine, gli impianti a gasolio sono particolarmente concentrati nell'area F, la più fredda e ricca di zone alpine non metanizzate⁴.

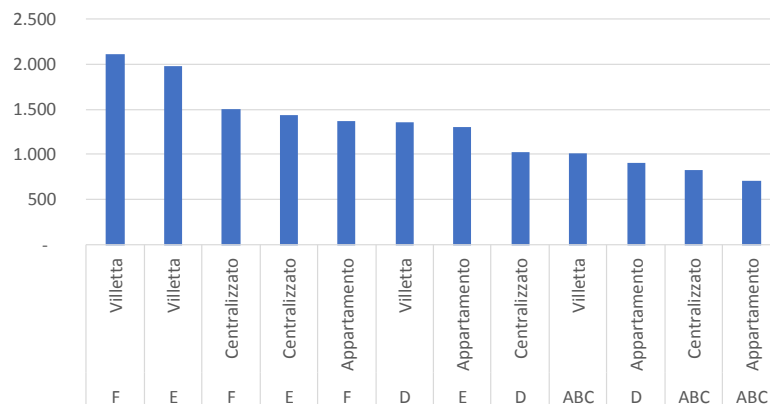
Concentrandosi sempre sulla tecnologia a gas convenzionale, il costo pieno per una famiglia standard può essere molto diverso a seconda delle condizioni (Figura 8). Le tecnologie

(continua)

alternative che dovranno sostituire questi impianti, a oggi largamente ancora i più diffusi, potranno quindi essere diversi a seconda delle convenienze relative, a seconda delle

zone e delle tipologie di abitazione. Anche la presenza del raffrescamento è naturalmente rilevante e può influenzare la scelta della nuova tecnologia.

Figura 8: Costo pieno della caldaia convenzionale a gas per area climatica e tipo di abitazione (€/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E

Conclusioni

La semplice sostituzione degli 11 milioni di caldaie convenzionali avverrà con tutta probabilità con tempi molto lunghi. Le caldaie vengono infatti normalmente sostituite a fine della vita utile, laddove la vita utile sulla carta è di circa 10/15 anni ma può arrivare a essere nella pratica anche molto più lunga. Quelle a gas convenzionali potrebbero essere sostituite con le più efficienti a condensazione, le candidate più naturali, e ciò garantirebbe risparmi inferiori ai 2 Mtep, probabilmente ben al di sotto degli obiettivi che verranno fissati nel piano energia e clima per il 2030. Dalle tendenze in atto è evidente una certa eterogeneità delle tecnologie che lentamente sostituiscono le caldaie convenzionali; dalle pompe di calore (nelle diverse versioni disponibili) alle biomasse, che offrono anche un contributo al consumo rinnovabile. Non appaiono nelle statistiche in quanto del tutto marginali a oggi ma potrebbero avere degli sviluppi tecnologici anche altre tecnologie, quali la microgenerazione, le pompe di calore a gas e le tecnologie ibride, che uniscono caldaie

a gas e pompe di calore.

A livello delle politiche nazionali il processo di miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici potrà avere un'accelerazione tramite il rafforzamento e l'ottimizzazione degli strumenti già in campo, come le detrazioni fiscali, il conto termico e i certificati bianchi. In questo ambito potrà svolgere un ruolo essenziale l'estensione e il rafforzamento dell'operatività delle detrazioni fiscali anche agli interventi nei condomini tramite lo strumento della cessione del credito che sta già suscitando l'interesse degli operatori energetici. A questo fine, ma non solo, è fondamentale anche la disponibilità di strumenti che facilitino l'accesso al credito come il Fondo nazionale di garanzia per l'efficienza energetica previsto dal Dlgs n. 102/2014, e ancora non operativo.

Naturalmente nel futuro il settore dovrà tenere conto di un progressivo efficientamento degli edifici che, seppure a velocità molto ridotta, potrà a sua volta influenzare le variabili in gioco. Un settore quindi dal futuro tutt'altro che scontato.

¹ Direttiva 2018/844/UE del 30 maggio 2018 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

² Le analisi seguenti si basano sul lavoro di REF-E, che, oltre a rielaborare le fonti pubbliche, dal 2011 ha raccolto informazioni quantitative sulla penetrazione delle diverse tecnologie di climatizzazione e sulle dinamiche di sostituzione degli impianti attraverso una serie di survey condotte presso oltre quattrocento imprese di installazione e presso le associazioni di categoria al fine di investigare la concorrenza tra le tecnologie di heating and cooling residenziali.

³ L'Italia è divisa in sei zone climatiche, come stabilisce il DPR 412/1993 (Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione e la manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4 della legge 9 gennaio 1991, n.10.) denominate con le lettere da A a F. Ognuno dei 8100 comuni italiani appartiene ad una zona climatica indipendentemente dalla regione di appartenenza. I Gradi Giorno sono un parametro che quantifica il fabbisogno termico necessario mediamente per mantenere un clima confortevole nell'abitazione in una determinata località durante l'anno. La zona A necessita delle minori quantità di energia, la zona F di maggiori quantità. Le aree A e B racchiudono, infatti, solo comuni nelle zone più meridionali di Sardegna e Calabria e le alcune zone costiere della Sicilia e isole limitrofe. La zona C comprende altre aree delle aree del sud Italia, come i comuni costieri della Calabria, la zona meridionale della Puglia, la costa Campania intorno a Napoli e alcune zone costiere della Toscana e della Liguria. La zona D copre gran parte del territorio tra gli Appennini e la costa tirrenica da Genova al sud della Campania, gran parte del Lazio, l'entroterra calabrese, e l'area compresa tra gli Appennini e la costa adriatica estendendosi da Ancora a Bari. L'area E comprende l'area pianeggiante delle regioni del nord Italia, le maggiori città, tra cui Milano, Torino, Venezia e Bologna, e la fascia appenninica del centro e sud Italia. Infine, la zona F ingloba le aree più fredde del Paese, ovvero quelle alpine.

⁴ Le aree climatiche in Italia sono definite dal D.P.R. 26/08/1993 n.412 e succ. mod. e Integr. come aree geografiche con escursioni termiche omogenee al proprio interno, calcolate in base al numero di gradi giorno (gg) di riscaldamento dell'area. L'area A, la più calda, è definita dalle zone che hanno fino a 600 gg, mentre la F, la più fredda, raggruppa le zone con più di 3,000 gg all'anno.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 13 novembre 2018 567/2018/R/EEL | “Approvazione della proposta di Terna S.p.a. per l’implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, per l’anno 2019” | pubblicata il 15 novembre 2018 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/567-18.pdf>

Con la delibera 567/2018/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, per l’anno 2019, la proposta di Terna avente ad oggetto il regolamento delle procedure concorsuali per l’assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (c.d. CCT).

A tal proposito, si ricorda che Terna, dal 2005¹, organizza procedure concorsuali per l’assegnazione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del CCT tra una zona e il Prezzo Unico Nazionale (c.d. CCC) nonché, a decorrere dal 2010, per l’assegnazione di nuovi strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del CCT tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente (c.d. CCP).

Si evidenzia che il suddetto regolamento per l’anno 2019, approvato con la delibera 567/2018/R/EEL, non presenta innovazioni rispetto alla proposta di regolamento precedentemente approvata per l’anno 2018.

Deliberazione 27 novembre 2018 604/2018/A | “Partecipazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente alla seconda fase del programma di trasferimento di conoscenze alle Autorità di Regolazione Albanese, Montenegrina e Serba finanziato dall’iniziativa centro europea” | pubblicata il 28 novembre 2018 Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/604-18.pdf>

Con la delibera 604/2018/A, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha confermato, anche per l’anno 2019, la partecipazione italiana al Progetto “Support for strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans”, finalizzato al trasferimento di conoscenze alle Autorità di regolazione Albanese, Montenegrina e Serba, finanziato dalla Central European Initiative² (nel seguito: CEI) nell’ambito del programma Know-How Exchange Programme³ (nel seguito: KEP). Nello specifico, la partecipazione dell’Autorità al suddetto Progetto è finalizzata a favorire la condivisione ed il trasferimento - anche mediante il contributo ed il supporto del GME e di Terna - delle conoscenze acquisite

dall’Autorità medesima a seguito delle esperienze di market coupling avviate dall’Italia con Austria, Francia e Slovenia. Il programma KEP si prefigge altresì l’obiettivo di sviluppare il know-how necessario allo sviluppo del progetto operativo Day Ahead Market Integration (c.d. DAMI project), finalizzato, quest’ultimo, alla definizione e implementazione di un modello di market coupling per l’integrazione dei mercati del giorno prima dei citati Paesi balcanici con i confinanti mercati dell’Unione Europea.

Comunicato del GME | “Implicit Allocation of Intraday Capacities on Swiss-Italian border” | 27 novembre 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=395>

Con il comunicato in oggetto, il GME – congiuntamente a Terna e ai Gestori della rete elettrica (Swissgrid) e del mercato elettrico (EpeX Spot) svizzeri - ha reso noto l’avvio del progetto che prevede l’efficientamento del processo di allocazione della capacità transfrontaliera nell’orizzonte temporale intraday sul confine Italia-Svizzera, mediante il passaggio dall’attuale allocazione esplicita ad un meccanismo basato su aste implicite.

Nello specifico, tale progetto – promosso dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) e dall’Autorità di regolazione Svizzera – prevede un processo di intraday market coupling per l’abbinamento delle aste del mercato italiano MI2 e MI6 con due nuove aste che verranno organizzate simultaneamente nel mercato intraday svizzero.

Il predetto processo di coupling - che si svolgerà in parallelo al market coupling infragiornaliero sul confine Italia-Slovenia già operativo dal 2016 - non rientra formalmente nell’ambito di applicazione del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM), che detta le linee guida europee per l’allocazione della capacità e la gestione della congestione. A completamento, le parti hanno comunicato che il go-live operativo del processo di intraday market coupling, allo stato, è previsto tra il primo ed il secondo trimestre del 2019 - in esito al positivo svolgimento della fase di test con gli operatori del mercato italiano e svizzero e della approvazione dell’Autorità - e che il programma di svolgimento dei test con gli operatori e la successiva data effettiva di go-live saranno oggetto di specifiche comunicazioni.

GAS

Delibera 13 novembre 2018 565/2018/R/GAS | “Monitoraggio del mercato all’ingrosso del gas naturale - approvazione del preconsuntivo dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l’anno 2018 e del preventivo dei costi per l’anno 2019” | pubblicata il 14 novembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/565-18.htm>

Con deliberazione 565/2018/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi dell'articolo 5, comma 5.5, della deliberazione 308/2017/R/GAS, il prospetto a preconsuntivo relativo ai costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) nel corso dell'anno 2018 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, nonché il prospetto a preventivo dei costi per l'anno 2019.

Al riguardo, giova ricordare che, con la succitata deliberazione 308/2017/R/GAS, l'ARERA ha individuato il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio della c.d. "dimensione concorrenziale", prevedendo altresì che la medesima Autorità approvi - previa proposta del GME - i costi per lo svolgimento di tali attività.

Delibera 27 novembre 2018 612/2018/R/GAS | "Disposizioni in materia di prezzo di sbilanciamento, di cui al comma 5.4, del Testo integrato del bilanciamento (TIB)" | pubblicata il 28 novembre 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/612-18.htm>

Con deliberazione 612/2018/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato alcune modifiche all'Allegato A della deliberazione 312/2016/R/GAS (c.d. TIB) relative alla definizione del prezzo di sbilanciamento che si applica in caso di attivazione di misure "non di mercato", al fine di bilanciare la rete di trasporto del gas nelle situazioni di allarme o emergenza previste dal Piano di Emergenza di cui all'articolo 8, comma 8.1, del D.lgs. 93/2011 (nel seguito: Piano di Emergenza).

In particolare, l'Autorità ritiene che le situazioni di criticità del sistema gas riscontrate nell'ultimo anno termico - dovute a condizioni climatiche avverse registrate alla fine dell'inverno in Europa - hanno fatto emergere potenziali profili di criticità in relazione all'applicazione del prezzo amministrato di cui all'articolo 5, comma 5.4, del TIB⁴, il quale potrebbe compromettere, in determinate circostanze, l'efficacia delle misure "non di mercato" e il ripristino dell'equilibrio della rete di trasporto nazionale.

Pertanto, con la delibera 612/2018/R/GAS, al fine di prevenire possibili effetti pregiudizievoli per la sicurezza del sistema gas, l'ARERA ha stabilito che:

- con successivo provvedimento, definirà i prezzi di attivazione per ciascuna delle misure "non di mercato" di cui al Piano di Emergenza, i quali concorreranno altresì alla definizione del prezzo di sbilanciamento applicato in caso di attivazione delle misure "non di mercato" di cui all'articolo 5, comma 5.4, del TIB;

- nelle more dell'adozione del predetto provvedimento, i prezzi di ciascuna delle misure "non di mercato" previste dal Piano di Emergenza - nonché il prezzo di sbilanciamento di cui al punto precedente - saranno pari a 82,8 €/MWh.

Infine, nella medesima deliberazione, l'ARERA ha introdotto ulteriori disposizioni funzionali all'attuazione del Piano di Emergenza relativamente alla capacità di stoccaggio aggiuntiva erogata, in determinate circostanze, dall'impresa maggiore di stoccaggio.

OIL

Comunicato del GME | "PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali - I Quadrimestre 2019" | 15 novembre 2018 Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=394>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito al precedente comunicato del 19 gennaio 2018, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME), ha reso noto che la "finestra temporale" relativa alla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali riferita al 1° quadrimestre 2019, è prevista nel periodo compreso tra il 3 dicembre 2018 ed il 21 dicembre 2018 dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

In particolare, nel succitato periodo, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433, devono inviare al GME - mediante la "Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali" (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di

¹ ai sensi delle Deliberazione n. 205/04 recante "Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto", come successivamente modificata e integrata.

² <http://www.cei.int/>

³ Il programma KEP - avviato dall'ARERA con la deliberazione 547/2017/A e finanziato dal fondo stabilito dal governo italiano presso la Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo - è finalizzato a supportare il trasferimento di esperienza e competenza dalle organizzazioni dell'Unione Europea ad organizzazioni omologhe nei Paesi non appartenenti all'Unione Europea inclusi nell'ambito CEI.

⁴ L'articolo 5, comma 5.4, del TIB prevede che "nel caso in cui in un giorno gas, ai fini del mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto siano risultate necessarie le misure non di mercato [...], in luogo del prezzo marginale di acquisto [...] di cui al Regolamento europeo n. 312/2014 [...] si applica un prezzo pari a 82,8 €/MWh".

Gli appuntamenti

18-20 dicembre

Global conference on energy and sustainable development (GCESD2018)

Edinburgo, Regno Unito

Organizzatore World Energy and Environment Technology

<https://www.weentech.co.uk/gcesd2018/>

21-23 dicembre

International Conference on Mechanical Engineering and Power Engineering

Beijing, Cina

Organizzatore MEPE

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

9-11 gennaio

International Conference on Future Environment and Energy

Osaka, Giappone

Organizzatore ICREE

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

20-23 gennaio

Power Plant Simulation Conference

Tampa, Fl, Usa

Organizzatore The Society for Modeling & Simulation

International

<http://scs.org/powerplant/>

23-24 gennaio

Energy Storage 2019

Bruxelles, Belgio

Organizzatore Acrive Communication International

<https://www.wplgroup.com/aci/event/energy-storage-conference/>

26-28 gennaio

International Conference on Renewable Energy Technologies

Seoul, Corea

Organizzatore ICRET

<http://www.icret.org>

26-29 gennaio

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Tokyo, Giappone

Organizzatore CPEEE

<http://www.cpeee.net/>

27-31 gennaio

AABC Europe: Advanced Automotive Battery Conference

Strasburgo, Francia

<http://www.advancedautobat.com/europe/>

29-30 gennaio

Solar Finance and Investment Europe Conference in London

Londra, Regno Unito

Organizzatore Solar Media

<http://go.evnt.com/301809-0?pid=80>

29-31 gennaio

Energy Intrusion Detection 2019

Amsterdam, Olanda

Organizzatore Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/ids>

27-29 marzo

OMC 2019

Ravenna, Italia

Organizzatore IES SRL

<https://www.omc2019.it/>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
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.