

APPROFONDIMENTI

L'ONDA LUNGA DEL CORONAVIRUS SUI MERCATI ENERGETICI

di Alberto Clò (RIE)

Il coronavirus sta picchiando duro sui mercati e sulle industrie dell'energia, con impatti che potrebbero proiettarsi nel lungo termine. "Una minaccia senza precedenti per l'economia mondiale" l'ha definita l'OCSE che ha tagliato le stime sulla crescita nel 2020 di 0,5 punti percentuali, dal +2,9% al +2,4%, rispetto a quanto previsto nell'Economic Outlook di novembre, col rischio che le cose possano andare ancora peggio: che si entri in una nuova fase recessiva. Sei le variabili nell'economia del petrolio che, a cerchi concentrici, ne saranno più colpite: prezzi, domanda, produzione, investimenti, competitività intra-fuel; economie produttrici/consumatrici. Il primo cerchio è quello

dei prezzi. In sole sei sedute, quelle dal 20 al 28 febbraio, il Brent Dated, in parallelo ai mercati azionari, è crollato del 15% da 59,3 a 50,5 doll/bbl. (idem per il gas naturale) per subire poi il 9 marzo un improvviso crollo del 24% a circa 35 dollari al barile¹ per la "guerra dei prezzi" innescata dall'Arabia Saudita in risposta al rifiuto della Russia di aderire alla decisione dell'Opec di ridurre la produzione di 1,5 mil. bbl/g. Quale sia il livello di tenuta dei prezzi al ribasso è difficile a dirsi dipendendo da molti fattori tra loro interdipendenti. Nel contro-shock del 2014 si toccò un minimo sui 25,0 doll/bbl (dai 110 di partenza) per oscillare nel range 45,0-55,0 sino alla seconda metà del 2017 e risalire con la ripresa della domanda.

Figura 1 - Andamento prezzi giornalieri Brent (doll/bbl)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Ice



continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2020

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

APPROFONDIMENTI

L'onda lunga del coronavirus sui
mercati
di Alberto Clò (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio il Pun, pari a 39,30 €/MWh, scende ai minimi da settembre 2016, registrando una contrazione del 17,2% su gennaio e del 31,8% sul 2019.

A fronte di un calo annuale dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,0 TWh, -1,8% sul 2019) e di quelli transitati in borsa, la liquidità del mercato si conferma sostanzialmente stabile poco sotto il 77%. A livello zonale, flessioni annuali attorno al 30% per tutti i prezzi di vendita

che mostrano una generalizzata maggiore convergenza: 38/40 €/MWh per penisola e Sardegna, 43 €/MWh per la Sicilia.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica rivede ancora al ribasso le quotazioni, con il baseload relativo a Marzo 2020 che chiude a 40,95 €/MWh (-8,1%). Ancora in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A febbraio il Pun, pari a 39,30 €/MWh, prosegue l'intensa tendenza ribassista registrata su base annua, ininterrotta dalla scorsa estate (-18,36 €/MWh, -31,8%), e torna a segnare anche una decisa riduzione mensile (-8,17 €/MWh, -17,2%), portandosi sul valore più basso degli ultimi tre anni e mezzo. Entrambe le dinamiche riflettono la riduzione del costo del gas (10,80 €/MWh, ai minimi storici, -9,7/-2,5 €/MWh) e degli

acquisti e un livello di importazioni ai massimi degli ultimi due anni, cui si somma su base mensile la crescita della più competitiva offerta rinnovabile, soprattutto eolica.

L'analisi per gruppi di ore conferma ancora riduzione annuali dei prezzi analoghe nelle diverse fasi della giornata, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,13 (+0,04) (Grafico 1 e Tabella 1).

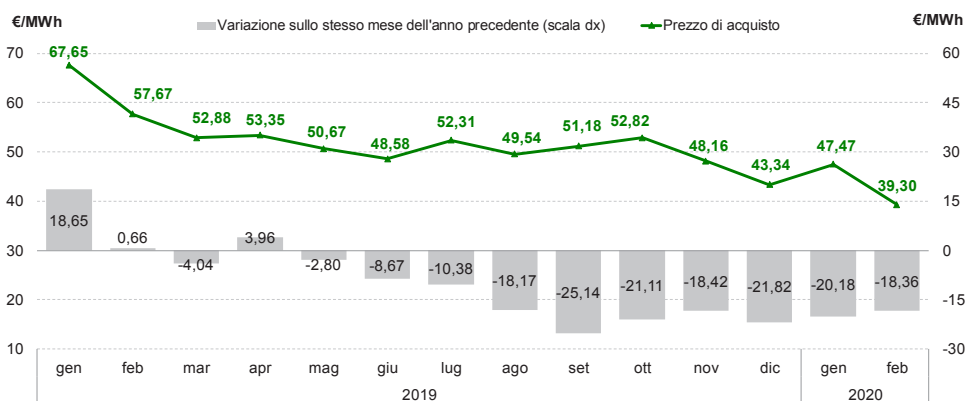
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	39,30	57,67	-18,36	-31,8%	26.486	-1,5%	34.474	-1,8%	76,8%	76,6%
<i>Picco</i>	44,47	62,98	-18,51	-29,4%	31.882	-1,6%	41.892	-1,7%	76,1%	76,0%
<i>Fuori picco</i>	36,58	54,71	-18,13	-33,1%	23.646	-0,8%	30.569	-1,1%	77,4%	77,1%
<i>Minimo orario</i>	10,51	18,72			16.404		22.091		70,2%	68,1%
<i>Massimo orario</i>	65,93	85,15			35.235		45.651		83,5%	85,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

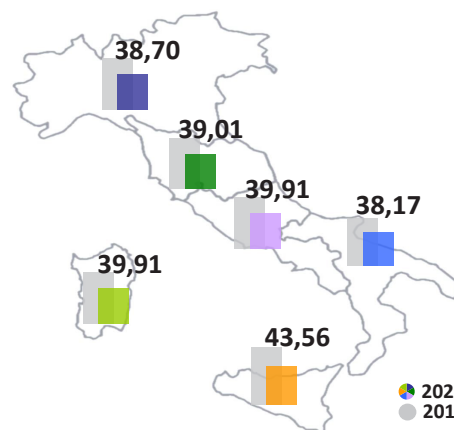
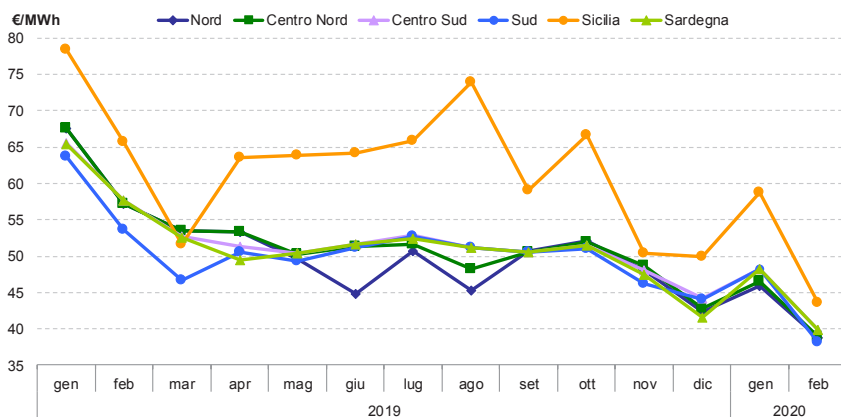


A livello zonale, nel generale contesto ribassista, i prezzi di vendita mostrano diffuse riduzioni, più intense su base annuale che rispetto a gennaio, portandosi tutti ai minimi dall'estate 2016, pari a 38/40 €/MWh (rispettivamente -15/-19 €/MWh e -7/-10 €/

MWh) sulla penisola e in Sardegna e a 43,56 (-22/-15 €/MWh) in Sicilia. Sull'isola e al Sud, infine, si segnalano prezzi minimi orari a 0,01 €/MWh, in corrispondenza dei picchi di disponibilità di offerta eolica che hanno caratterizzato il mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,0 TWh, segna ancora un ribasso annuale, il quarto consecutivo (-1,8% sul 2019). Tornano in calo i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,4 TWh (-1,5%), e si confermano in riduzione, da dicembre, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su

MGP, ai minimi da maggio a 5,6 TWh (-2,7%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato resta secondo solo al massimo dello scorso marzo negli ultimi sei anni e mezzo, pari a 76,8%, praticamente invariato sia su base mensile che annuale (+0,1 p.p. e +0,2 p.p.), e (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.434.136	-1,5%	76,8%
Operatori	11.635.140	-5,8%	48,5%
GSE	2.111.099	+3,1%	8,8%
Zone estere	4.687.898	+8,7%	19,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.559.542	-2,7%	23,2%
Zone estere	186.336	-10,5%	0,8%
Zone nazionali	5.373.206	-2,4%	22,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.993.678	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.000.710	+2,4%	
OFFERTA TOTALE	42.994.388	-0,0%	

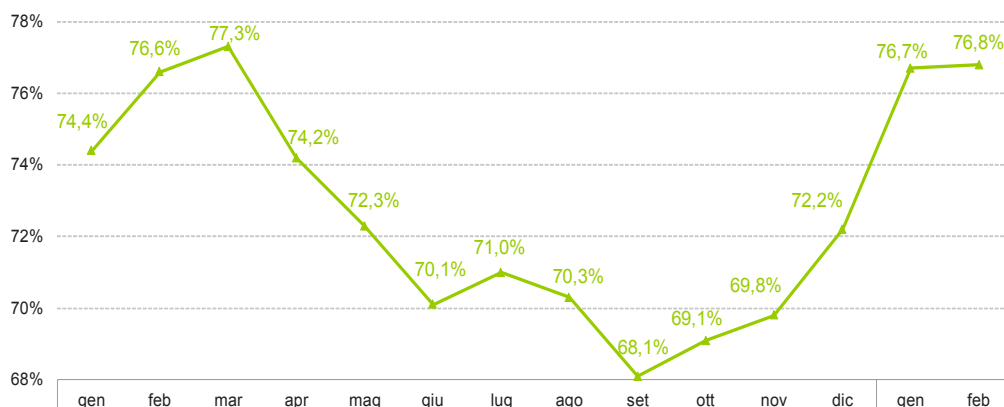
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.434.136	-1,5%	76,8%
Acquirente Unico	3.889.386	-3,2%	16,2%
Altri operatori	9.572.638	+2,1%	39,9%
Pompaggi	9.507	+96,0%	0,0%
Zone estere	787.426	+52,1%	3,3%
Saldo programmi PCE	4.175.179	-13,1%	17,4%
PCE (incluso MTE)	5.559.542	-2,7%	23,2%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.734.721	-7,5%	40,6%
Saldo programmi PCE	-4.175.179	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.993.678	-1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	674.600	-7,2%	
DOMANDA TOTALE	24.668.278	-1,9%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ancora in calo annuale, ininterrotto da agosto, gli acquisti nazionali, pari a 23,2 TWh (-3,0%), indistintamente in riduzione in tutte le zone, con flessioni tra -0,9% della Sardegna e -4,4% della Sicilia. Sempre in crescita annuale in doppia cifra da oltre un anno, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,8 TWh (+52,1%). L'incremento si concentra anche questo mese sulla frontiera slovena, in corrispondenza di quotazioni sulla borsa limitrofa uguali o superiori a quella del Nord in gran parte delle ore del mese (94%, +66 p.p.), e sulla nuova interconnessione con il Montenegro, utilizzata in export

a febbraio in oltre due terzi delle ore, con acquisti per circa 250 MWh medi orari (Tabella 4). La riduzione degli acquisti comprime, come nel trimestre precedente, le vendite nazionali, pari a 19,1 TWh (-4,0%), con flessioni in doppia cifra in particolare al Centro Sud (-12,9%) ed in Sardegna (-25,1%) e in controtendenza solo al Sud (+1,4%). Ai massimi dell'ultimo biennio, invece, le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,9 TWh (+7,9%), sostenute dalle vendite sulle frontiere francese e svizzera, anche in corrispondenza di un aumento della NTC disponibile (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.946.602	28.659	+1,6%	9.704.724	13.944	-2,0%	13.145.674	18.887	-3,3%
Centro Nord	1.942.601	2.791	-13,1%	1.488.409	2.139	-4,3%	2.437.501	3.502	-2,6%
Centro Sud	4.739.782	6.810	-0,1%	2.042.189	2.934	-12,9%	3.670.091	5.273	-2,0%
Sud	7.394.142	10.624	+0,1%	4.127.189	5.930	+1,3%	1.889.936	2.715	-2,9%
Sicilia	2.494.376	3.584	-10,8%	958.343	1.377	-1,4%	1.365.879	1.962	-4,4%
Sardegna	1.523.633	2.189	-6,6%	798.591	1.147	-25,1%	697.171	1.002	-0,9%
Totale nazionale	38.041.135	54.657	-1,0%	19.119.445	27.470	-4,0%	23.206.252	33.342	-3,0%
Estero	4.953.253	7.117	+8,5%	4.874.234	7.003	+7,9%	787.426	1.131	+52,1%
Sistema Italia	42.994.388	61.774	-0,0%	23.993.678	34.474	-1,8%	23.993.678	34.474	-1,8%

In termini di fonti, il calo delle vendite nazionali riguarda ancora soprattutto i volumi tradizionali (-5,7%), sostenuti sempre solo dal ciclo combinato (+2,6%), eccetto che nelle zone centrali; ininterrottamente in drastico calo da maggio, invece, il carbone sceso questo mese ai minimi storici (-70,9%) e le altre fonti termiche (-12,1%). Solo in lieve riduzione le vendite rinnovabili (-0,5%), con la

flessione di idrico (-1,9%) ed eolico (-2,6%) compensata dall'aumento del solare (+4,3%). Pertanto guadagnano terreno le quote di mercato del gas (53,8%, +3,4 p.p.) e delle fonti rinnovabili (37,2%, +1,3 p.p.), in particolare il solare (8,5%, +0,7 p.p.), mentre scende per la prima volta sotto il 2% quella del carbone (-4 p.p.) (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	9.916	-7,0%	907	-2,6%	1.632	-13,1%	3.284	+10,4%	749	+10,7%	692	-37,0%	17.181	-5,7%
Gas	8.849	+2,6%	817	-6,1%	1.060	-18,2%	2.831	+11,8%	632	+4,9%	600	+23,2%	14.788	+2,6%
Carbone	115	-84,9%	-	-	321	-2,8%	-	-	-	-	37	-93,1%	473	-70,9%
Altre	952	-25,3%	90	+46,3%	251	-0,3%	453	+2,6%	117	+57,0%	56	-30,3%	1.919	-12,1%
Fonti rinnovabili	3.957	+13,7%	1.232	-5,5%	1.301	-11,0%	2.646	-8,0%	628	-12,8%	455	+5,1%	10.218	-0,5%
Idraulica	2.638	+18,3%	320	-20,4%	450	-30,3%	461	-21,5%	127	-27,6%	82	-27,5%	4.078	-1,8%
Geotermica	-	-	663	+1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	663	+1,2%
Eolica	12	+158,6%	31	+21,8%	593	+7,0%	1.805	-7,2%	407	-9,3%	299	+18,5%	3.146	-2,6%
Solare e altre	1.308	+5,1%	218	-1,1%	258	-1,7%	379	+9,9%	93	-2,1%	75	+10,0%	2.331	+4,3%
Pompaggio	71	-16,8%	-	-	1	-96,8%	-	-	-	-	-	-	71	-36,5%
Totale	13.944	-2,0%	2.139	-4,3%	2.934	-12,9%	5.930	+1,3%	1.377	-1,4%	1.147	-25,1%	27.470	-4,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

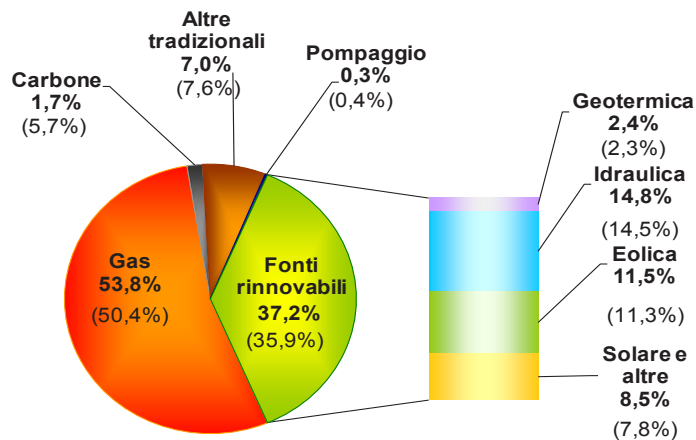
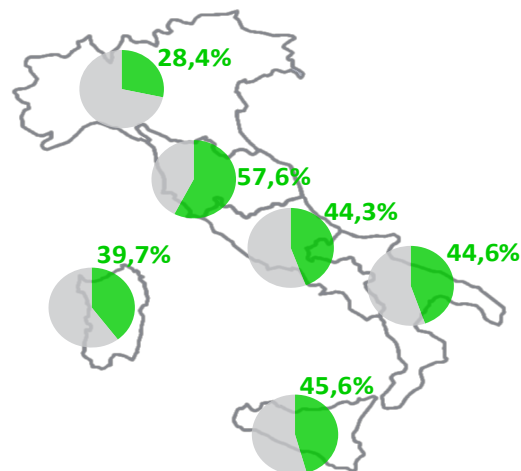


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 3.493 MWh, praticamente invariata rispetto allo stesso mese del 2019 (+12 MWh), per effetto di un sostenuto aumento sulla frontiera francese (+258 MWh), favorito anche dall'aumento della NTC (+14%), e di una contemporanea decisa diminuzione su quella slovena (-294 MWh), in

corrispondenza della suddetta maggiore convergenza dei prezzi del Nord con quelli della borsa limitrofa (Tabella 6). A fronte di un suo incremento, la NTC in import sul confine sloveno risulta inutilizzata quasi nel 90% (+74 p.p.), seguendo un andamento opposto a quella in export, il cui utilizzo sale al 39% (solo il 2% 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	2.982 (2.705)	2.932 (2.673)	100,0% (99,7%)	94,1% (94,2%)	1.164 (1.164)	- (1.176)	- (0,3%)	- (0,3%)
Italia - Austria	300 (252)	298 (251)	92,1% (99,1%)	89,8% (98,2%)	119 (119)	102 (100)	5,6% (0,6%)	5,0% (0,6%)
Italia - Slovenia	681 (621)	263 (556)	29,0% (94,8%)	0,3% (68,0%)	669 (669)	381 (320)	68,4% (4,8%)	13,8% (0,3%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

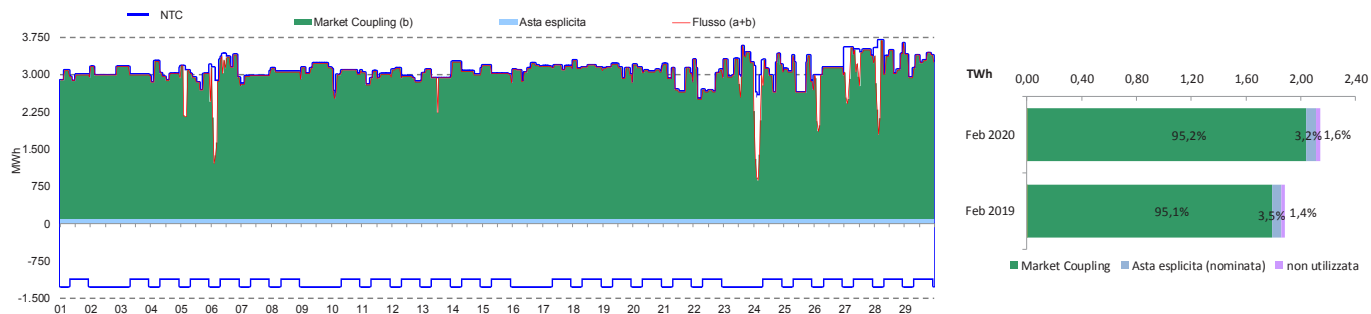


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

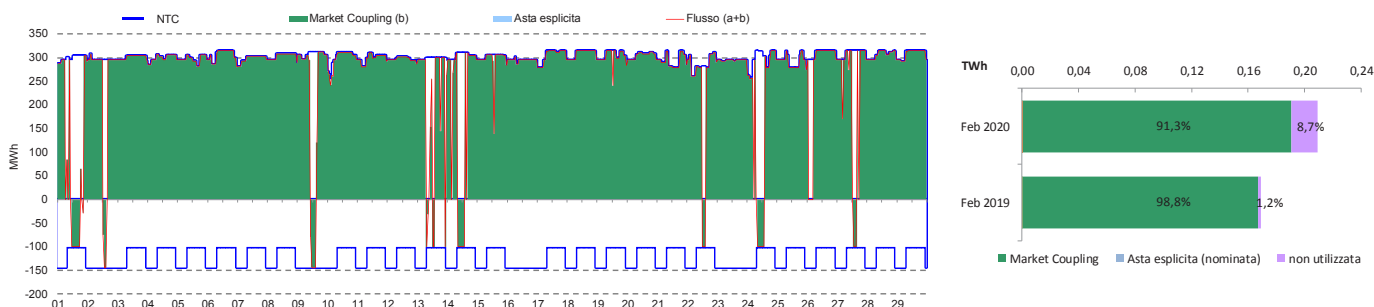
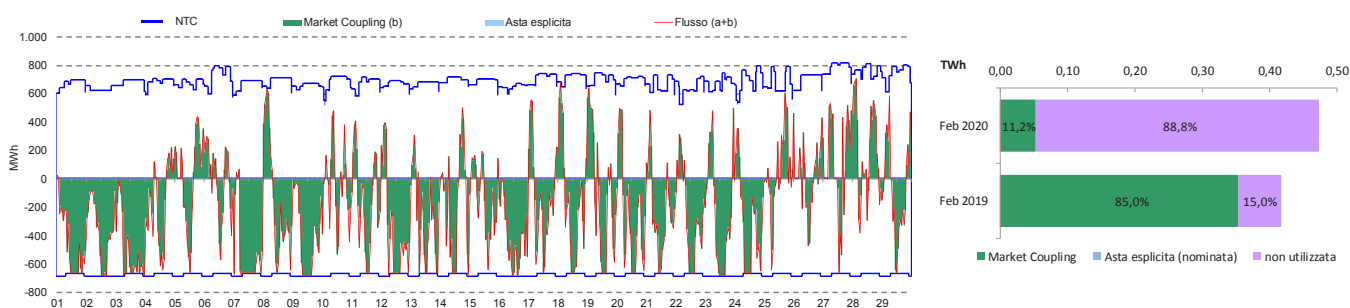


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ai minimi da settembre 2016 anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 39,13 €/MWh (-17,4% su gennaio e -32,1% su febbraio 2019), che risulta ancora praticamente allineato al Pun (-0,17 €/MWh) (Grafico 9). A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra 39 €/MWh di MI2 e 44 €/MWh di MI6, si confermano ovunque in significativa flessione annuale (Figura 1 e Grafico 10).

Ancora in calo annuale i volumi di energia

complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,1 TWh (-5,0%). La flessione interessa solo le prime due sessioni, MI1 (-16,3% sul 2019), che perde anche 6 p.p. di quota sul totale degli scambi (45%), e MI2 (-5,1%) (Figura 1 e Grafico 10), confermando il progressivo spostamento degli operatori verso le sessioni più vicine al tempo reale.

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling, ammontano

complessivamente in export a 20,1 GWh su MI2 e 1,6 GWh su MI6 e rappresentano l'80% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (+7 p.p. su gennaio). Per la prima volta superiori a quelle in

export, le allocazioni in asta implicita in import sul confine svizzero, attestate a 30,6 GWh su MI2 e a 11,5 GWh su MI6, e pari complessivamente a circa i due terzi di quanto transitato in vendita su tale confine.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

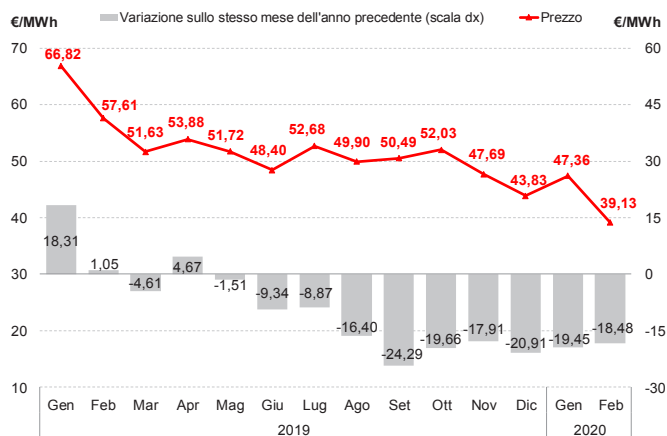
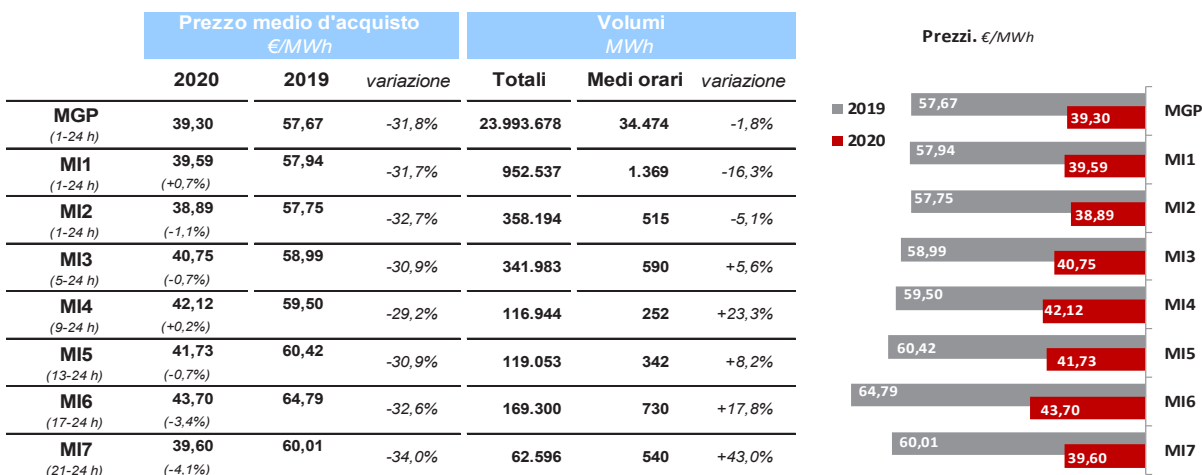


Figura 1: MI, dati di sintesi

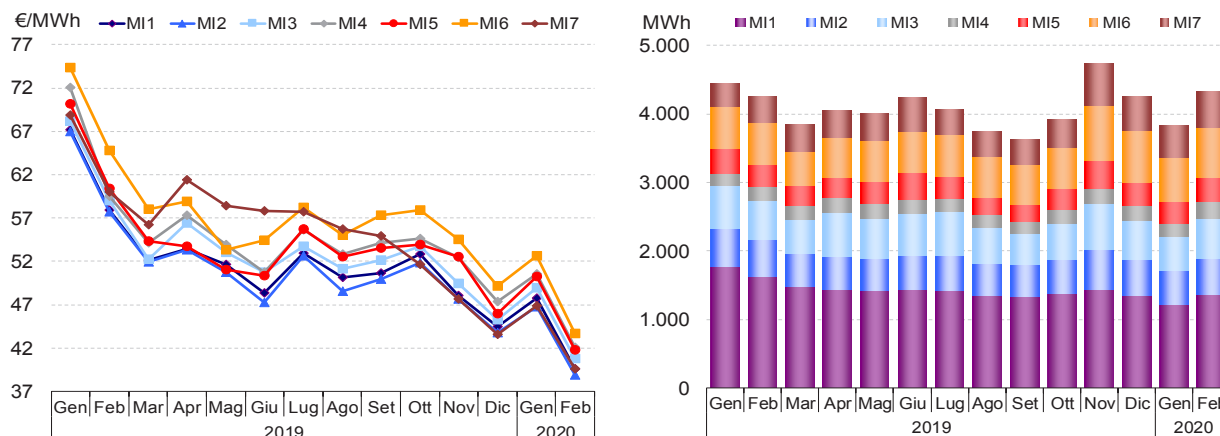
Fonte: GME



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



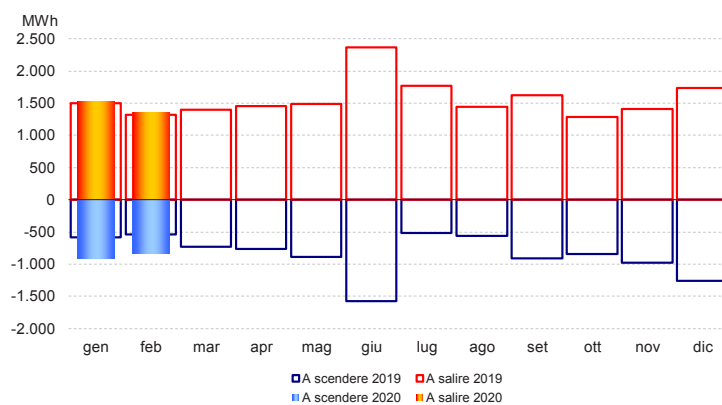
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ancora in crescita, come negli ultimi mesi, l'attività di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 0,9

TWh (+3,0% su febbraio 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,6 TWh (+56,0%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

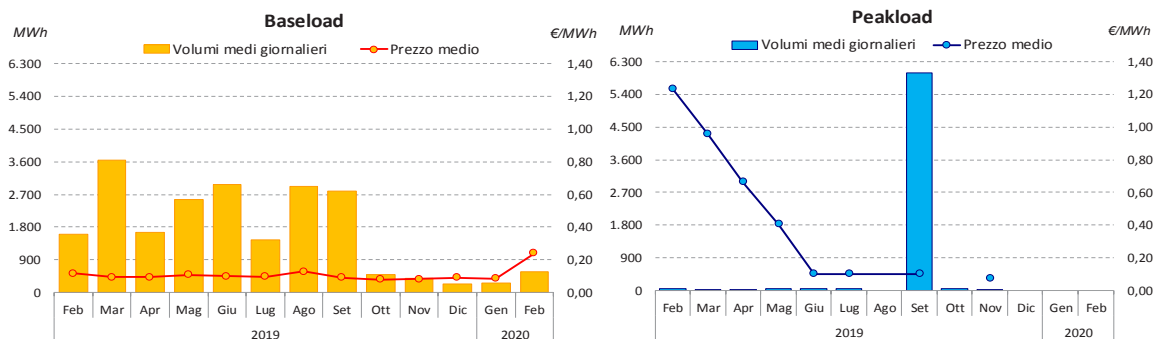
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 65 negoziazioni (-32 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 16,8 GWh (-63%). Come nel precedente bimestre, le negoziazioni hanno interessato

esclusivamente prodotti giornalieri baseload, scambiati ad un prezzo medio ai massimi da gennaio 2018, pari a 0,24 €/MWh (+0,12 €/MWh), per effetto soprattutto di uno scambio effettuato a 2 €/MWh (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	65	29/29	0,24	0,06	2,00	16.824	580
Peakload	-	0/20	-	-	-	-	-
Totale	65					16.824	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 9 negoziazioni, per complessivi 102 GWh, tutte relative a prodotti baseload ad eccezione di uno scambio sul peakload Marzo 2020, con prezzi di controllo in generale riduzione.

La posizione aperta complessiva si attesta 1,0 TWh, in

calo dello 0,8% su gennaio. Il prodotto Marzo 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 40,95 €/MWh sul baseload (52,88 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 45,38 €/MWh sul peakload (57,26 €/MWh), e una posizione aperta complessiva di 110 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Febbraio

Fonte: GME

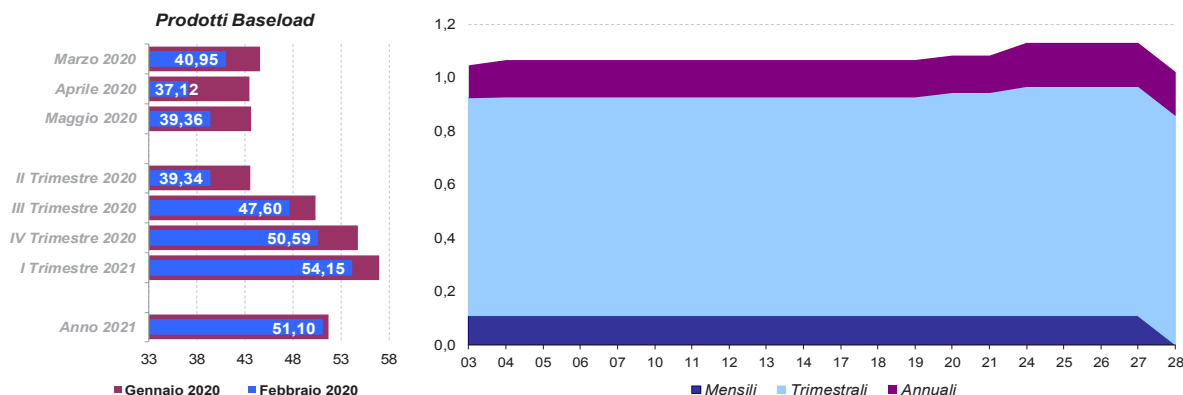
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Marzo 2020	40,95	-8,1%	1	1	-	1	0,0%	145	107.735
Aprile 2020	37,12	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2020	39,36	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2020	41,55	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	39,34	-9,7%	1	5	-	5	-	132	288.288
III Trimestre 2020	47,60	-5,4%	2	8	-	8	60,0%	132	291.456
IV Trimestre 2020	50,59	-7,6%	1	5	-	5	-70,6%	116	256.244
I Trimestre 2021	54,15	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	51,10	-1,2%	3	7	-	7	-30,0%	19	166.440
Totale			8	26	-	26			1.002.428
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Marzo 2020	45,38	-7,8%	1	1	-	1	-	9	2.376
Aprile 2020	41,53	-13,2%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2020	42,94	-8,4%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2020	48,51	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	44,35	-8,1%	-	-	-	-	-	8	6.240
III Trimestre 2020	54,27	-3,9%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2020	61,78	-6,2%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	62,46	-2,8%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	57,22	-2,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	1	-	1			18.912
TOTALE			9	27	-	27			1.021.340

* 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) si confermano in calo le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2020, pari a 22,1 TWh (-4,6%), e la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,3 TWh (-6,0%) (Tabella 8).

Modesta variazione per il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,79 (+0,2 sul

2019) (Grafico 13). Ai minimi in media oraria dalla scorsa primavera e in calo annuale, sia i programmi registrati nei conti in immissione (5,6 TWh, -2,7%) che i relativi sbilanciamenti a programma (6,8 TWh, -5,2%); si confermano in riduzione anche i programmi registrati nei conti in prelievo (9,7 TWh, -7,5%) con i relativi sbilanciamenti a programma, in crescita a 2,6 TWh (+3,6%).

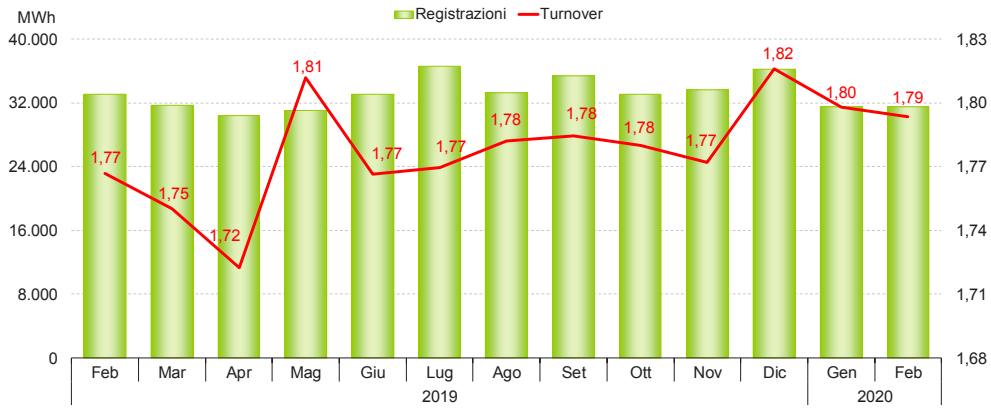
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Febbraio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGISTRATE			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.278.552	-3,8%	28,4%	Richiesti	8.372.307	-10,2%	100,0%	9.770.966	-7,2%	100,0%
Off Peak	78.420	-15,9%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	4.235.577	-18,3%	50,6%	10.849	+3973,5%	0,1%
Peak	57.428	-46,9%	0,3%	Rifiutati	2.812.765	-22,0%	33,6%	36.245	+186,9%	0,4%
Week-end	240	-80,7%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.812.548	-22,0%	33,6%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.414.641	-4,7%	29,0%							
Totale Non standard	15.543.807	-4,5%	70,4%	Registrati	5.559.542	-2,7%	66,4%	9.734.721	-7,5%	99,6%
PCE bilaterali	21.958.448	-4,6%	99,4%	di cui con indicazione di prezzo	1.423.030	-9,8%	17,0%	10.849	+3973,4%	0,1%
MTE	110.976	+38,8%	0,5%	Sbilanciamenti a programma	6.755.788	-5,2%		2.580.609	+3,6%	
MPEG	16.824	-64,3%	0,1%	Saldo programmi	-	-		4.175.179	-13,1%	
TOTALE PCE	22.086.248	-4,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.315.330	-6,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio i consumi di gas naturale in Italia, al quarto calo consecutivo, si portano a ridosso dei livelli più bassi da oltre dieci anni per il mese in analisi (-9,4%). La flessione appare diffusa e consistente nei tre principali settori di distribuzione, in un contesto caratterizzato da clima mite rispetto alla media del periodo, da una minore domanda di energia elettrica, combinata ad un forte aumento delle importazioni dall'estero, e da un comparto industriale in ulteriore indebolimento. Sul lato dell'offerta tali fenomeni hanno indotto un'intensa contrazione delle importazioni di gas tramite gasdotto (-13%) e una variazione meno significativa dei flussi tramite rigassificatori GNL (-1%). In diminuzione, inoltre, le erogazioni dai siti di stoccaggio (-6%) e la produzione nazionale (-19%). Segno

positivo, invece, per le esportazioni (+26%), comunque su valori bassi. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico (9,9 TWh), più che raddoppiati rispetto allo scorso anno, con una quota sulla domanda totale che si riporta sopra il 12% (+7 punti percentuali). La crescita è ancora trainata dagli scambi sui mercati title, nei quali i nuovi comparti AGS hanno rappresentato complessivamente il 35% del totale contrattato; si confermano in calo, invece, i volumi scambiati su MGS. Le quotazioni a pronti scendono tutte ai minimi storici, in linea con il riferimento al PSV (10,80 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) salgono a 122 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili.

IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia proseguono il trend ribassista e scendono a 7.539 milioni di mc (-9,4%), valore tra i più bassi dal 2007 per il mese in analisi. I consumi del settore civile si portano sui livelli minimi da oltre dieci anni per febbraio, pari a 4.137 milioni di mc (-13%), in un contesto caratterizzato da temperature insolitamente alte. Dinamiche analoghe anche per i consumi del settore termoelettrico (1.936 milioni di mc, -6%) e industriale (1.185 milioni di mc, -8%), all'interno di un contesto contraddistinto da minore domanda di energia elettrica e bassa produzione industriale. In aumento solo le esportazioni (280 milioni di mc, +26%).

Lato offerta, la minore richiesta di gas ha favorito un calo delle importazioni sui valori minimi dal 2007 per il periodo in esame, pari a 4.744 milioni di mc (-11%), e una riduzione delle erogazioni di gas dagli stoccaggi a 2.475 milioni di mc (-6%), livello comunque in linea con la media degli ultimi sei anni per febbraio. In calo anche la produzione nazionale (320 milioni di mc, -19%), la cui quota sul totale immesso si mantiene

sopra il 4%. L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una flessione più consistente per le importazioni tramite gasdotto (-13%), trainate anche questo mese dal minor import dalla Russia a Tarvisio (1.763 milioni di mc, -9,1%) e dal Nord Africa (1.045 milioni di mc, -34%) ambedue ai minimi dal 2016 per il mese in analisi; in controtendenza ancora l'import dal Nord Europa a Passo Gries (946 milioni di mc, +23%), che per contro si porta ai massimi degli ultimi cinque anni. Meno significativo, invece, il calo delle importazioni tramite terminali di rigassificazione (-1%), concentrato a Cavarzere e Panigaglia (rispettivamente 556 e 152 milioni di mc), mentre risultano in lieve aumento le movimentazioni a Livorno (282 milioni di mc).

In virtù delle dinamiche sopra descritte, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.901 milioni di mc, in aumento del 39% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 29%, anch'esso in ripresa su base annua (+7,8 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.744	50,2	-10,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	708	7,5	-40,4%
Tarvisio	1.763	18,7	-9,1%
Passo Gries	946	10,0	+23,2%
Gela	337	3,6	-17,3%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	152	1,6	-2,2%
Cavarzere (GNL)	556	5,9	-1,4%
Livorno (GNL)	282	3,0	+0,1%
Produzione Nazionale	320	3,4	-18,6%
Erogazioni da stoccaggi	2.475	26,2	-5,8%
TOTALE IMMESSO	7.539	79,8	-9,4%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.185	12,5	-7,7%
Termoelettrico	1.936	20,5	-5,9%
Reti di distribuzione	4.137	43,8	-13,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	280	3,0	+26,1%
TOTALE CONSUMATO	7.539	79,8	-9,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	7.539	79,8	-9,4%

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

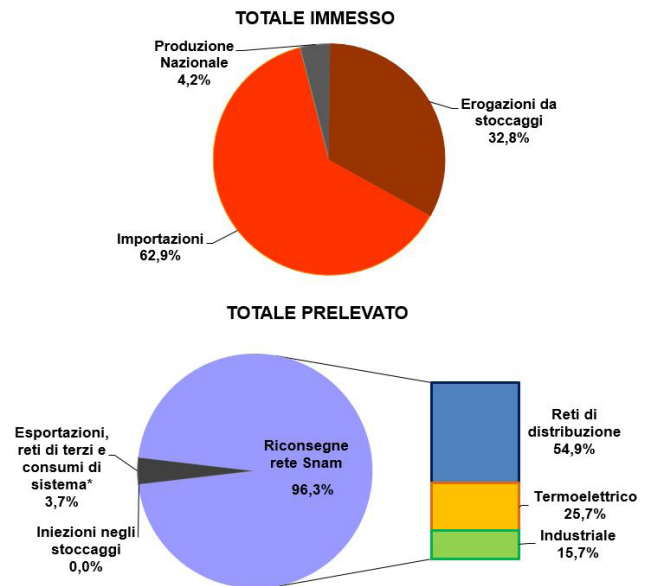
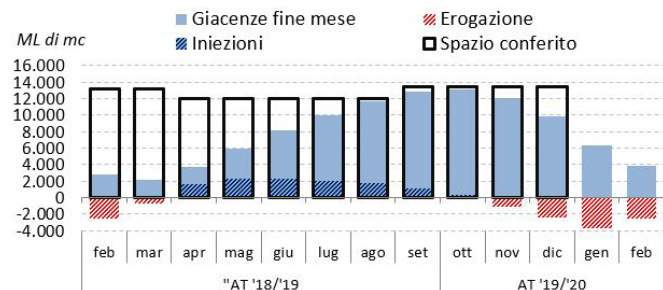
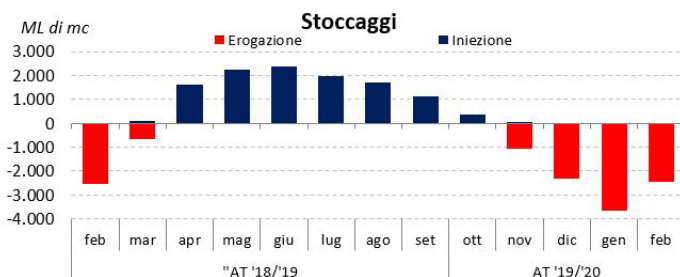


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 29/02/2020)	3.901	+38,9%
Erogazione (flusso out)	2.475	-5,8%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.475	-5,8%
Spazio conferito	13.396	-2,0%
Giacenza/Spazio conferito	29,1%	+7,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV), al terzo calo consecutivo, scende al minimo storico di 10,80 €/MWh, dimezzandosi sostanzialmente rispetto allo scorso anno (-10 €/MWh, -47%) e cedendo 2,54 €/MWh sul mese precedente (-19%). Dinamiche analoghe per le quotazioni

dei principali hub europei, ovunque sui livelli più bassi di sempre: il prezzo al TTF, in particolare, si porta a 9,40 €/MWh in virtù di variazioni tendenziali e congiunturali meno intense che al PSV, con il quale, il differenziale si riduce a 1,41 €/MWh (era 2,41 €/MWh a febbraio 2019, 2,14 €/MWh a gennaio 2020).

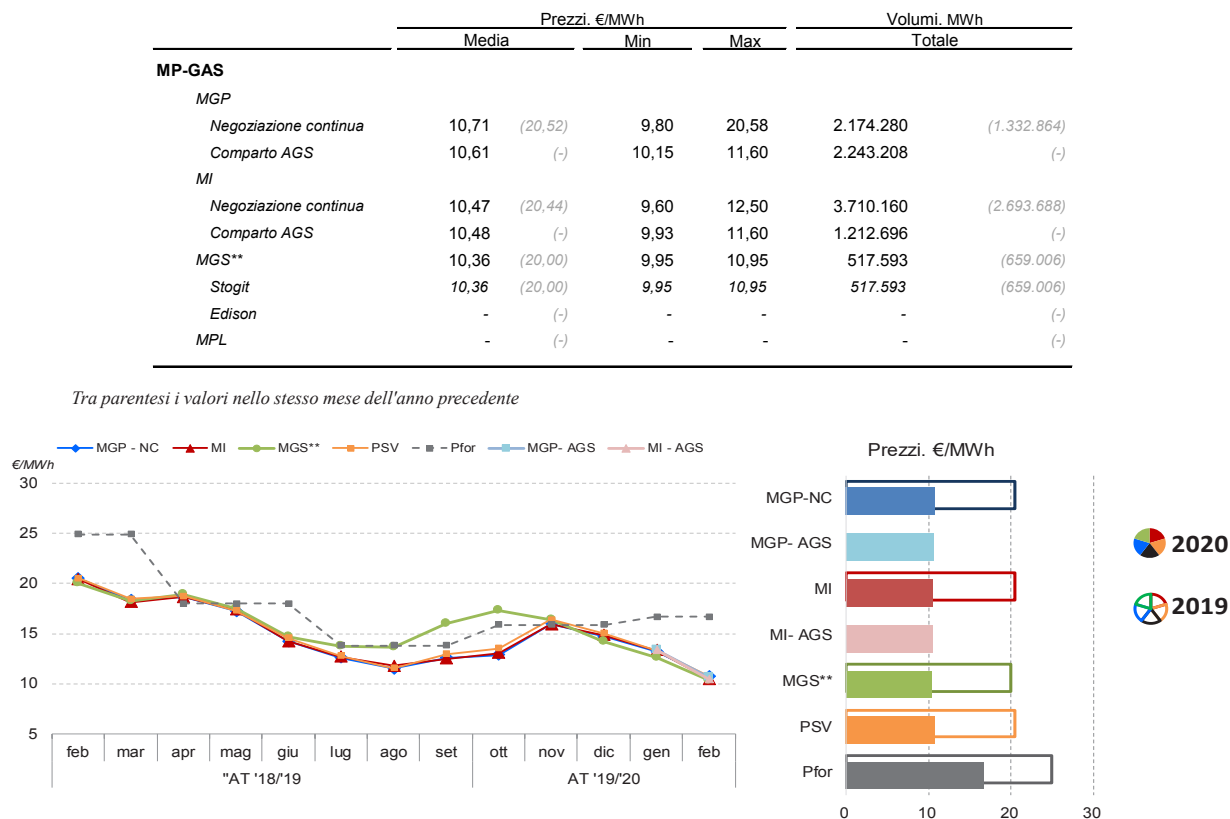
I MERCATI GESTITI DAL GME

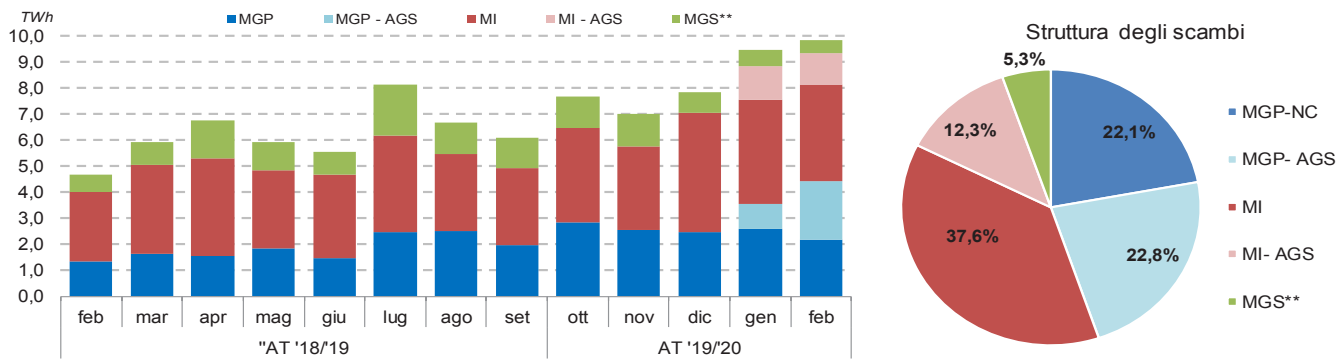
Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), in crescita congiunturale per il quarto mese consecutivo, aggiornano anche a febbraio il massimo storico, pari a 9,9 TWh, risultando più che raddoppiati sull'anno precedente (+110%). In un sistema caratterizzato da domanda di gas naturale calante, l'incremento delle negoziazioni a pronti sui mercati del GME riporta la quota degli scambi sul totale consumato oltre il 12%, in aumento tendenziale (+2,4 p.p.). La crescita dei volumi è concentrata nei mercati title che rappresentano circa il 95% del totale scambiato a pronti, con una quota degli scambi registrati nei due nuovi comparti AGS, al secondo mese di operatività, che sale al 35% (era 23% a gennaio). La dinamica positiva appare alimentata principalmente dal MGP-Gas, i cui volumi risultano pari a 2,2 TWh nel segmento a negoziazione continua (+63% su base annua), di cui 0,5 TWh negoziati sul prodotto weekend, ed a 2,2 TWh in quello ad asta. Consistente, ma meno intenso, l'incremento degli scambi nel MI-Gas, salito a 3,7 TWh nella negoziazione continua (+38%) e a 1,2 TWh nel comparto AGS. In particolare, nel segmento a negoziazione continua

del MI-Gas la crescita è riconducibile agli scambi registrati tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento che salgono ai massimi storici (3,1 TWh), con una quota pari all'85% del totale, a fronte di movimentazioni del RdB che scendono per contro su valori tra i più bassi di sempre sia in termini assoluti che di peso percentuale (0,6 TWh, 15%). Le quantità scambiate sul MGS, uniche in calo su base annua (-21%), si portano al minimo storico di 0,5 TWh. Nel mutato assetto di mercato, la flessione dei volumi per l'impresa operativa Stogit è attribuibile alle minori movimentazioni da parte di SRG, sia in acquisto che in vendita, soprattutto ai fini del bilanciamento. Sale, invece, la partecipazione da parte di operatori terzi rappresentativi di oltre il 92% dei volumi (0,48 TWh). Le quotazioni registrate sui mercati a pronti continuano a mostrare dinamiche ribassiste, sia sull'orizzonte annuale che mensile, strettamente correlate agli sviluppi al PSV, portandosi a ridosso degli 11 €/MWh su MGP-Gas, sia nel comparto a negoziazione continua che ad asta, e poco sopra i 10 €/MWh su tutti gli altri mercati.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv





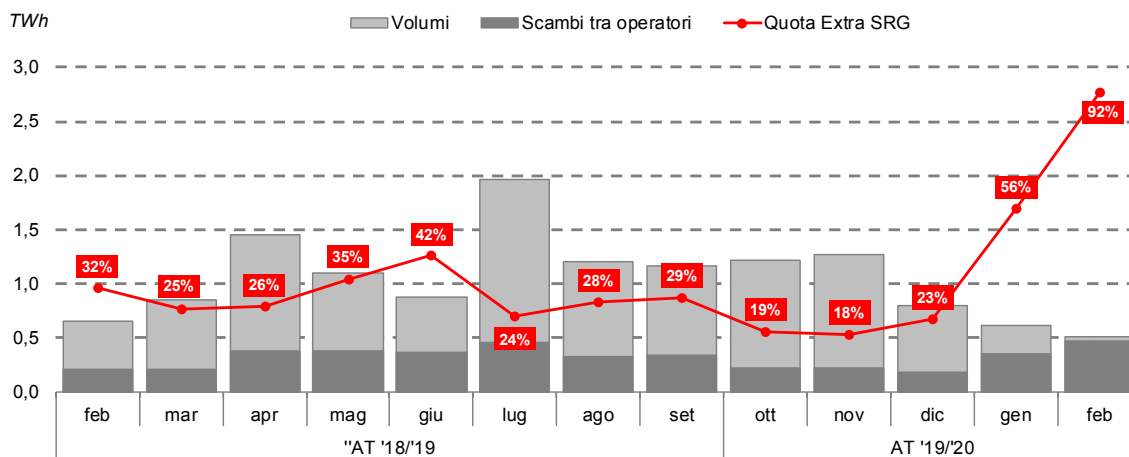
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

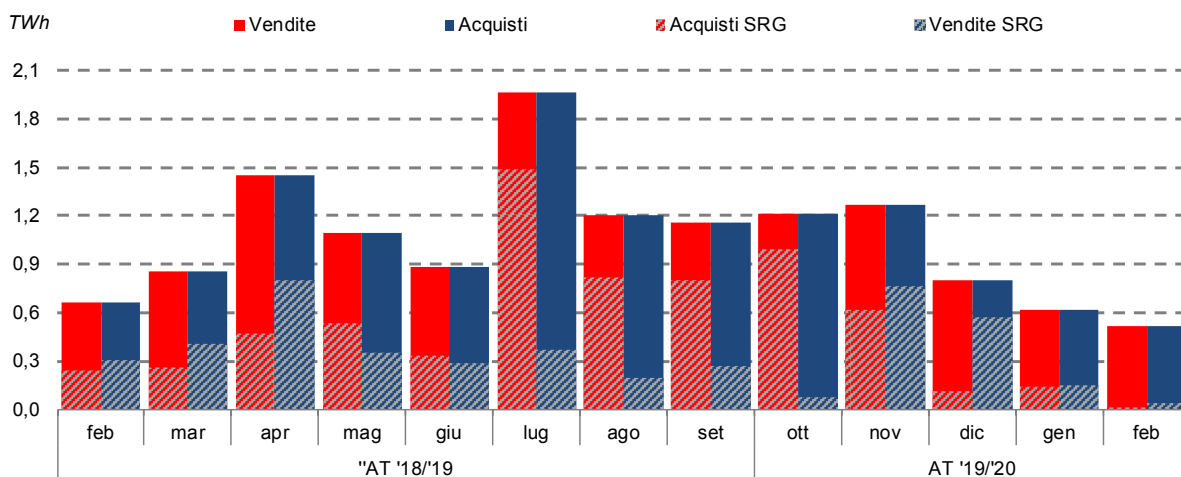
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	517.593	(659.006)	517.593	(659.006)	-	(-)	-	(-)
SRG	3.259	(48.964)	37.992	(303.201)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	3.259	(-)	7.260	(303.201)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(48.964)	30.733	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	514.334	(610.043)	479.600	(355.805)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), a febbraio gli scambi salgono a 122 GWh, in aumento di 32 GWh rispetto al mese precedente. Le transazioni sono perlopiù concentrate sui due prodotti mensili di prossima consegna (116 GWh); in particolare, il mensile M-2020-03 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo

pari a 11,60 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di gennaio (-9%), ed una posizione aperta pari a 36 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 256 GWh (erano 191 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti risultano principalmente in ribasso (-9/-32%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato						OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2020-02	-	-	11,29	-9,8%	-	-	-	-	-	-100,0%	1.080	2.160
BoM-2020-03	-	-	11,10	-	-	-	-	-	-	-	1.176	32.928
M-2020-03	10,43	11,60	11,60	-8,7%	4	17.112	-	-	17.112	+64,3%	1.176	36.456
M-2020-04	10,98	12,05	10,98	-14,3%	28	98.640	-	-	98.640	+218,6%	3.720	111.600
M-2020-05	-	-	10,91	-27,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-06	-	-	11,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-02	11,15	11,38	11,15	-20,0%	3	6.552	-	-	6.552	-	1.224	111.384
Q-2020-03	-	-	10,04	-31,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	15,24	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-01	-	-	17,01	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	17,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	17,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					35	122.304			122.304		6.120	255.912

*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

■ Nel mese di febbraio le principali commodities energetiche mostrano decisi e diffusi ribassi. Il greggio, al secondo calo consecutivo, si attesta infatti ai minimi dal terzo trimestre 2017, trainando anche le dinamiche dei suoi derivati. Ribassi per i principali hub europei del gas, con il PSV che tocca un nuovo minimo storico (10,80

€/MWh), riducendo lo spread con il TTF (1,40 €/MWh). In questo scenario, anche le borse elettriche europee mostrano diminuzioni estese, soprattutto nell'area nord europea, con la Germania che tocca il suo minimo storico mensile (21,92 €/MWh); l'Italia, infine, si attesta a circa 39 €/MWh.

Nel mese di febbraio si riscontra un ulteriore e più consistente ribasso su tutte le quotazioni dei principali mercati energetici. Il greggio, infatti, fa segnare diminuzioni su base annuale (-12%) e il secondo calo su base mensile (-13%), tornando decisamente sotto i 60 \$/bbl (56,73 €/bbl) e ai minimi da agosto 2017.

Dinamiche analoghe per i suoi derivati: il gasolio subisce una riduzione in linea con quella del petrolio (485,70 \$/MT, -13%), mentre l'olio combustibile perde quasi il 20% rispetto

a gennaio (427,47 \$/MT, -18%). Aspettative ribassiste anche per i prossimi mesi, con cali osservati sui mercati a termine sia per il greggio che per i suoi derivati. Si intensifica il calo del carbone sceso a 48,85 \$/MT (-5%), ai minimi da maggio 2016, con una perdita rispetto al valore del 2019 pari ad oltre un terzo (-35%).

In termini di tasso di cambio, la svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro (1,09 €/€, -2%), infine, modera le riduzioni delle commodities sia su base mensile che annuale.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	56,73	-13%	-12%	56,52	55,58	-13%	55,48	-12%	55,31	-11%	55,16	-4%
Olio Combustibile	USD/MT	427,47	-18%	n.d.	n.d.	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	USD/MT	485,70	-13%	-17%	501,00	495,38	-13%	494,06	-13%	493,30	-13%	510,19	-7%
Carbone	USD/MT	48,85	-5%	-35%	47,25	48,96	-6%	49,67	-4%	50,83	0%	59,19	-5%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	52,03	-11%	-8%		50,88	-	50,69	-	50,45	-	49,55	-
Olio Combustibile	EUR/MT	392,31	-16%	n.d.		-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	EUR/MT	445,48	-12%	-14%		453,51	-	451,45	-	449,98	-	458,35	-
Carbone	EUR/MT	44,80	-3%	-32%		44,85	-	45,41	-	46,39	-	53,20	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	-2%	-4%	1,11	1,09	-	1,09	-	1,10	-	1,11	-

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

Fonte: Refinitiv

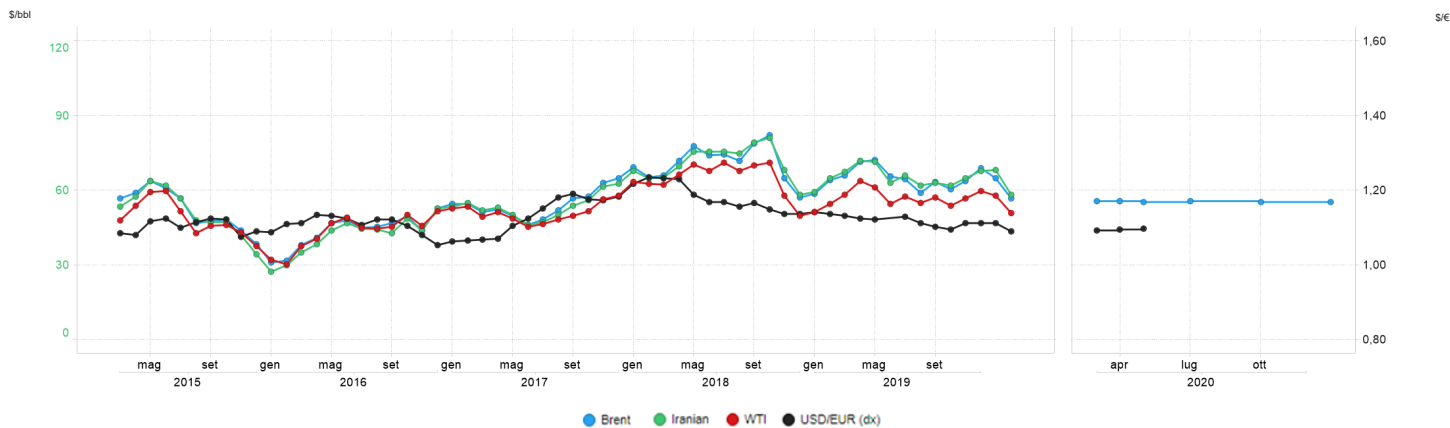


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

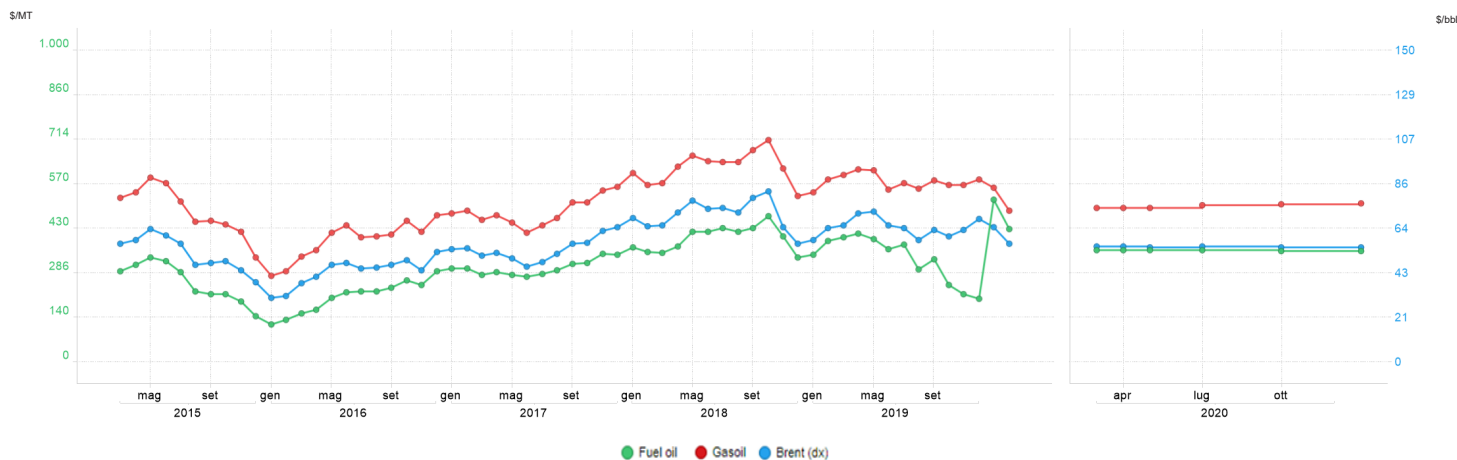
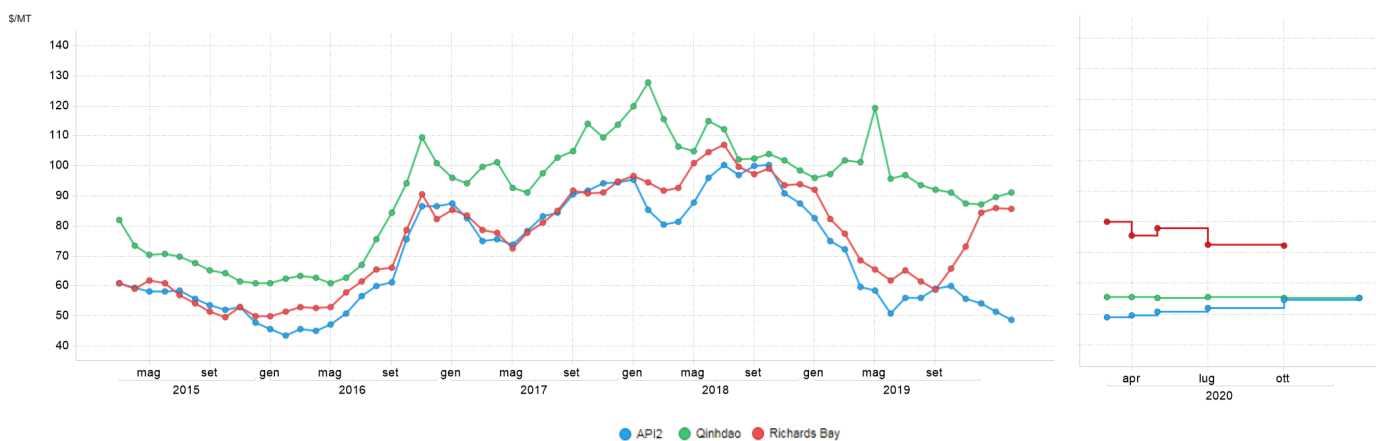


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



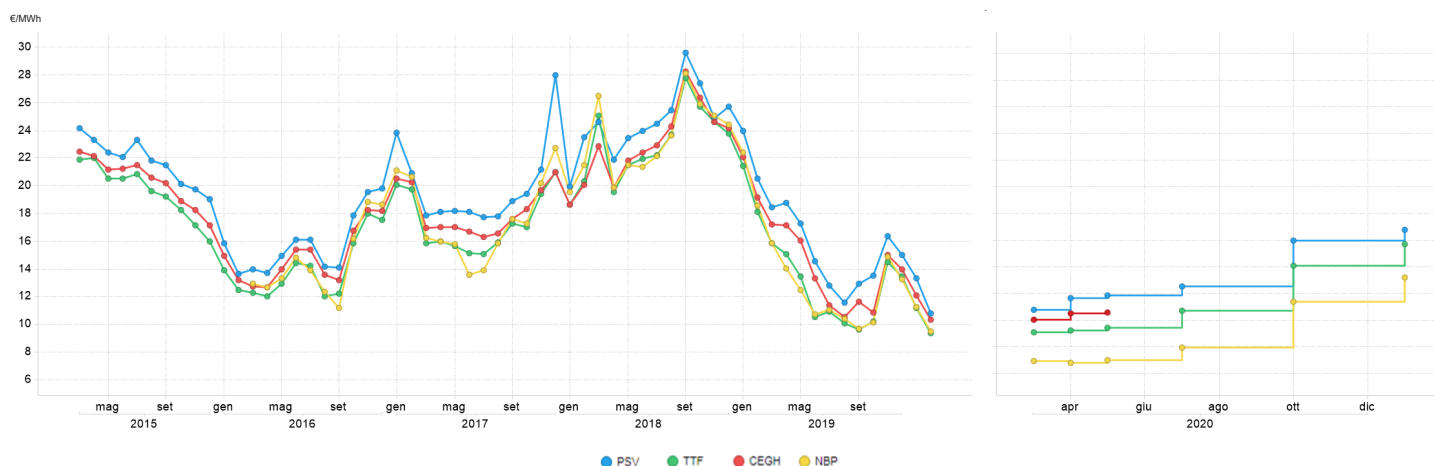
Le quotazioni dei principali hub europei del gas mostrano decisi ribassi sia in relazione al 2019, rispetto al quale risultano quasi dimezzate, sia su base mensile. In particolare il PSV, al terzo calo consecutivo, raggiunge un nuovo minimo storico (10,80 €/MWh, -19%), riducendo il suo differenziale con il TTF,

anch'esso in decisa flessione (9,40 €/MWh, -16%), a 1,40 €/MWh (-0,74 €/MWh). Le aspettative a termine mostrano un andamento analogo, con il PSV compreso tra 11 €/MWh e 12 €/MWh e uno spread con il TTF previsto intorno ai 2 €/MWh circa.

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

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	10,80	-19%	-47%	11,60	10,77	-17%	11,64	-11%	11,84		16,29	-7%
TTF	NL	9,40	-16%	-48%	9,75	9,10	-19%	9,26	-17%	9,41		14,53	-8%
CEGH	AT	10,32	-15%	-46%	10,35	10,05	-15%	10,55	-12%	10,61			
NBP	UK	9,53	-15%	-49%	7,78	6,97	-20%	6,80	-18%	6,98			



Le quotazioni delle principali borse elettriche si inseriscono in tale contesto, mostrando un deciso calo, in linea con l'andamento dei combustibili. Variazioni congiunturali più intense si registrano nell'area scandinava (13,08 €/MWh, -46%), ai minimi da agosto 2015, e in Germania (21,92 €/MWh, -37%), al suo minimo storico mensile. Più contenuta la contrazione per l'Italia (39,30 €/MWh, -17%) e la Spagna (35,87 €/MWh, -12%), mentre Austria e Svizzera si attestano rispettivamente a 29,11 €/MWh (-28%)

e a 34,13 €/MWh (-20%). Dinamiche ancora più significative si rilevano su base tendenziale, con prezzi in generale ridotti di oltre un terzo; decisamente più forte il calo per la Germania, dimezzata rispetto a febbraio 2019, e soprattutto per l'area scandinava, che perde circa il 70% del suo valore. Le riduzioni si prospettano più moderate per i prossimi mesi, con le quotazioni a termine per l'Italia previste tra i 41/42 €/MWh e per gli altri paesi sui livelli attuali.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	39,30	-17%	-32%	47,78	41,14	-11%	41,48	-12%	41,76	-4%	50,87	-5%
FRANCIA	26,25	-31%	-44%	33,14	32,84	-14%	31,45	-11%	29,54	-4%	43,15	-4%
GERMANIA	21,92	-37%	-49%	31,00	30,43	-14%	31,05	-11%	31,33	-4%	41,43	-4%
AREA SCANDINAVA	13,08	-46%	-71%	18,05	14,18	-46%	14,41	-42%	13,82	-13%	26,79	-13%
SPAGNA	35,87	-12%	-34%	38,15	34,73	-10%	35,08	-5%	37,44	-6%	44,49	-6%
AUSTRIA	29,11	-28%	-37%									
SVIZZERA	34,13	-20%	-30%									

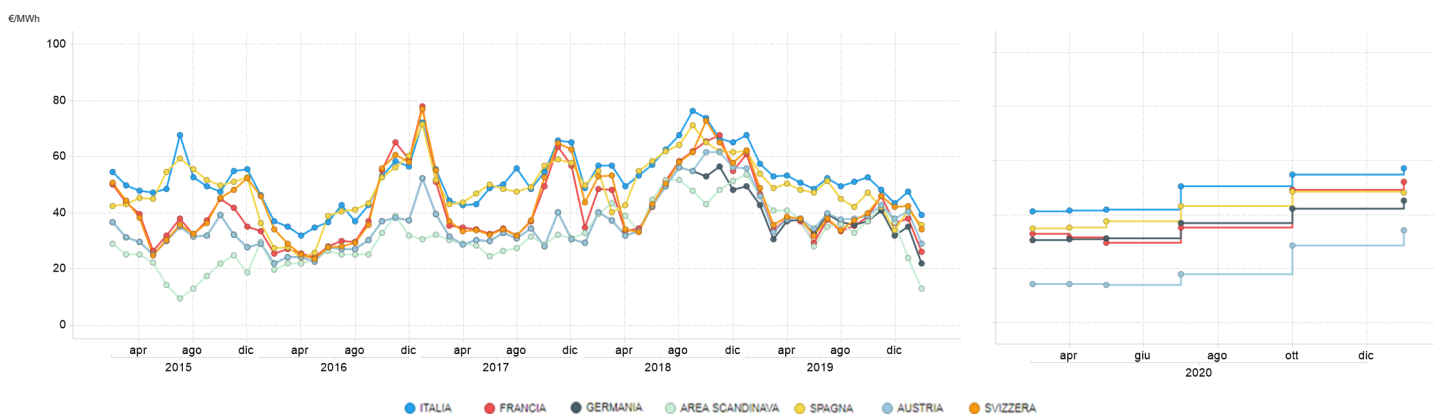
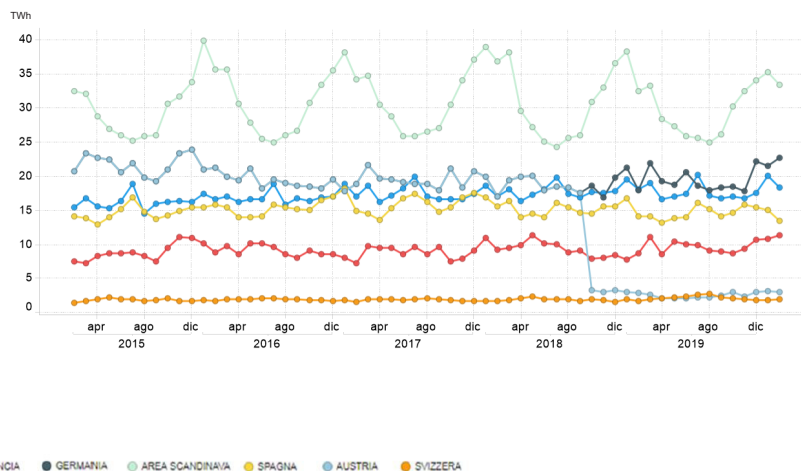


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,4	-2%	-2%
FRANCIA	11,4	12%	25%
GERMANIA	22,8	13%	23%
AREA SCANDINAVA	33,5	1%	-1%
SPAGNA	13,5	-4%	-7%
AUSTRIA	3,1	1%	2%
SVIZZERA	2,0	10%	8%



* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

Andamento dei volumi scambiati sulle principali borse europee ancora contrastato: su base tendenziale riduzioni contenute si osservano per l'Italia (18,4 TWh, -2%) e l'area scandinava (33,5 TWh, -1%) e più rilevanti per la Spagna (13,5 TWh,

-7%). Francia e Germania, invece, mostrano decisi rialzi, attestandosi rispettivamente a 11,4 TWh (+25%) e a 22,8 TWh (+23%), seguite da Svizzera (2,0 TWh, +8%) e dall'Austria (3,1 TWh, +2%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio, dopo oltre un anno di sostanziale stabilità, sale a 266 €/tep, in aumento di circa 5 €/tep sul mese precedente. In crescita anche il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (oltre 30 €/tep) con conseguente riduzione del differenziale con la quotazione del mercato. A fronte di un incremento delle contrattazioni bilaterali (+30%) risultano invece in calo i volumi scambiati sul mercato, sia rispetto al mese precedente (-67%) che su

base annua (-59%), con la liquidità che scende al 44%.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) l'aumento del prezzo medio a 0,09 €/MWh, determina un'interruzione del trend ribassista in atto dallo scorso maggio, favorendo, inoltre, la diminuzione dello spread con le quotazioni bilaterali (0,74 €/MWh), risultate in calo. Diminuiscono i volumi rispetto al mese precedente sia sul mercato (-78%) che bilateralmente (-20%).

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

A febbraio il prezzo medio sul mercato organizzato interrompe la tendenza registrata nell'ultimo anno e si porta a 265,79 €/tep, in crescita del 2% rispetto al mese precedente e superiore di 19,6 €/tep alla quotazione bilaterale (246,23 €/tep), quest'ultima in crescita del 14% sul mese precedente. La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a circa 7 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali cresce rispetto a gennaio al 95% (+8 p.p.). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (261,83-267,20 €/tep) scende al 21%, cedendo circa 11 p.p. sul mese precedente.

Significativa la riduzione dei volumi negoziati sul MTEE che si attestano a 79 mila tep (-67%), più bassi anche rispetto ad un anno fa (-59%) e sui livelli minimi dallo scorso settembre. In calo al 44% la liquidità (-31 p.p.), in corrispondenza di un aumento consistente delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, pari a 100 mila tep (+30%), che tuttavia confermano le dinamiche tendenziali ribassiste riscontrate sul mercato (-18%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 60.896.063 tep, in aumento di circa 92 mila tep rispetto a fine gennaio; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.038.525 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	265,79	+1,9%	261,83	267,20	79.149	-67,1%	21,04	-66,5%	3.430	-6,1%	4,3%	+2,8 p.p.	5	-2
Bilaterali	246,23	+14,3%	0,00	266,78	100.311	+30,1%	24,70	+48,8%						
con prezzo >1	258,44	+4,2%	216,22	266,78	95.572	+42,8%	24,70	+48,8%						
Totale	254,86	+2,0%	0,00	267,20	179.460	-43,5%	45,74	-42,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

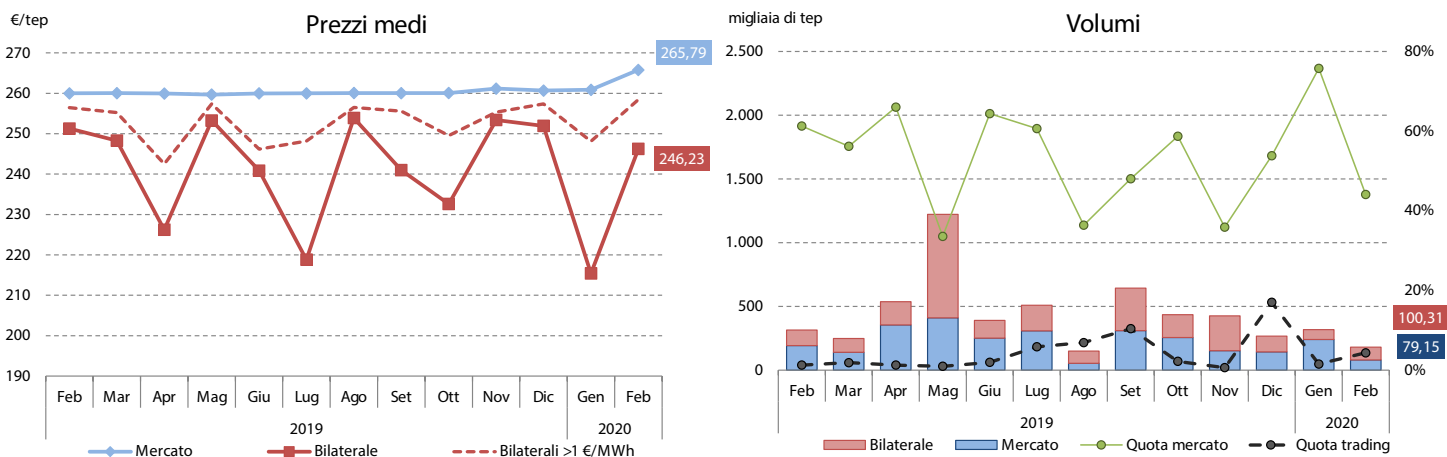


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250					
N°	€/tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
35	260,53	1.792.164	194.633	234,38	75.511	250,00	3.038.525	60.896.063

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME 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.

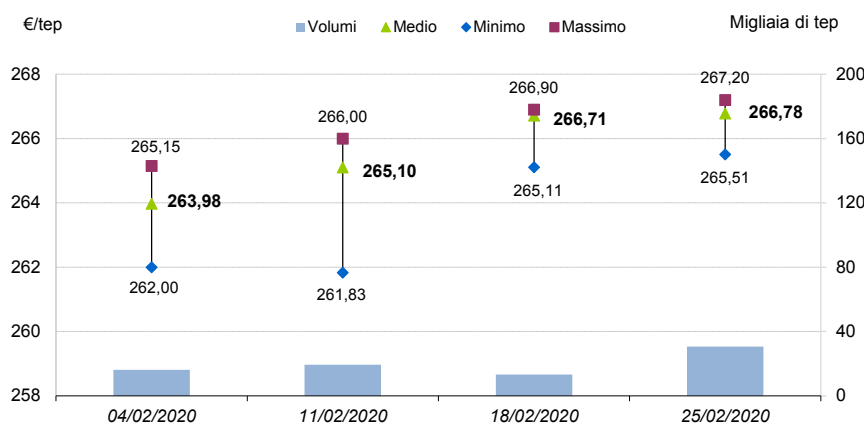
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra il trend rialzista delle quotazioni, con prezzi medi compresi tra i 263,98 €/tep ed i 266,78 €/tep ed una variabilità infra-giornaliera massima di 4,17 €/tep, raggiunta nella sessione dell'11 febbraio. Le

sessioni registrano bassi livelli di volumi scambiati, con un lieve aumento nella seduta del 25 febbraio (oltre 30 mila tep), valore comunque inferiore alla media degli scambi del corrente anno d'obbligo (51 mila tep).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

A febbraio il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, sale a 0,09 €/MWh (+12% sul mese precedente), confermandosi su livelli minimi storici e di gran lunga inferiori (-0,65 €/MWh) al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale, in calo a 0,74 €/MWh.

Andamenti contrastanti si rilevano sulle diverse tipologie scambiate sul mercato: in calo la quotazione della tipologia Eolico (-11%), stabile quella del Solare, ed in crescita le categorie Idroelettrico (+13%) e Altro (+43%); su PBGO,

invece, a fronte del generale arretramento, risultano in controtendenza la tipologia Idroelettrico (0,09 €/MWh; +2%) e Geotermoelettrico (1,15 €/MWh, +8%).

I volumi sul MGO, in consistente flessione rispetto al mese precedente, segnano il valore più basso da settembre 2018 (85 mila MWh, -78%), con la liquidità del mercato che scende all'1%, valore più basso da maggio 2019. In calo anche i volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, pari a 6,5 TWh (-20% rispetto a gennaio), che mostrano inoltre una più intensa flessione su base annua (-45%).

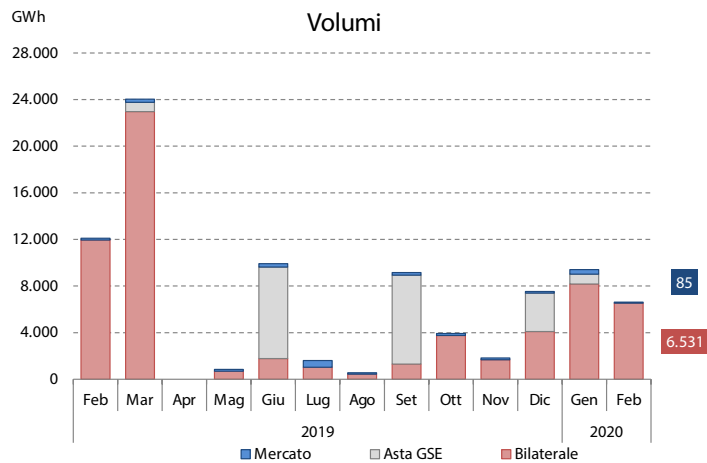
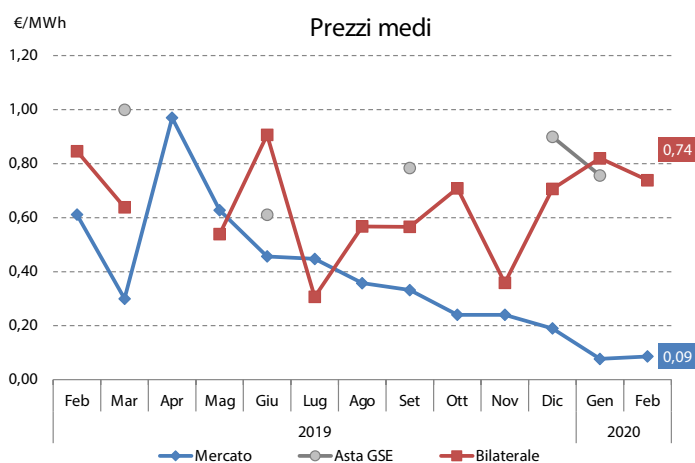
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,09	+11,5%	0,05	0,25	84.624	-78,2%	7.277	-75,7%
Bilaterali con prezzo >0	0,74	-9,9%	0,00	2,00	6.530.542	-20,2%	4.825.063	-28,0%
	0,83	-5,3%	0,01	2,00	5.787.775	-24,0%	4.825.063	-28,0%
Totale	0,73	-7,1%	0,00	2,00	6.615.166	-22,8%	4.832.340	-28,2%

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 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme.

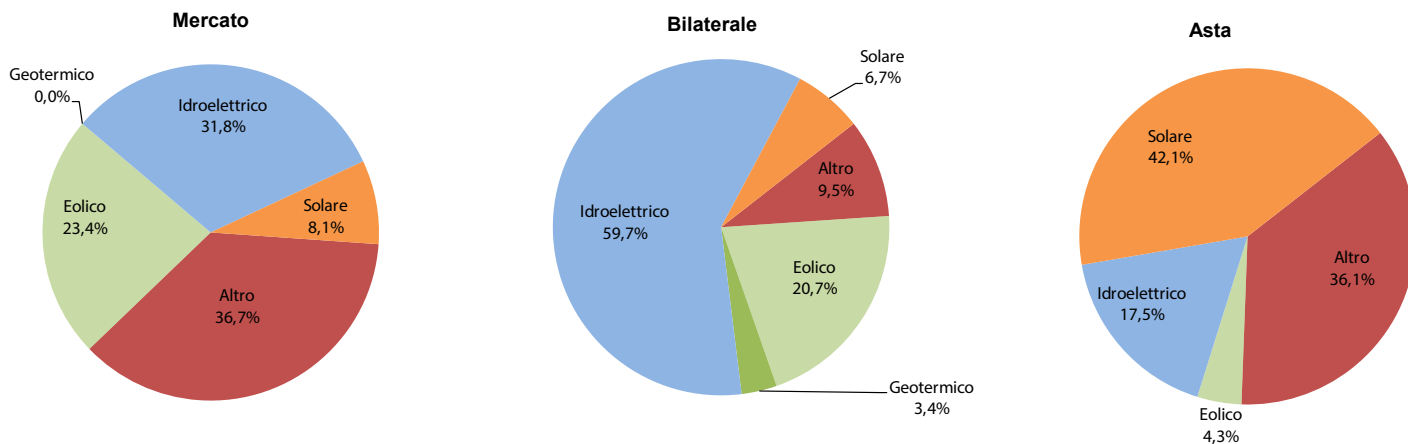
È pressoché confermato rispetto a gennaio il livello di concentrazione per le tipologie scambiate sul mercato,

dove le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro) presentano una quota compresa tra il 23 e il 37% mentre quella Solare si attesta stabilmente all'8%.

Sulla piattaforma bilaterale, invece, le tipologie Eolico e Idroelettrico arretrano rispettivamente al 21% e 60% a favore delle tipologie Solare (7%) e Altro (9%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2019

Fonte: dati GME



L'ONDA LUNGA DEL CORONAVIRUS SUI MERCATI ENERGETICI

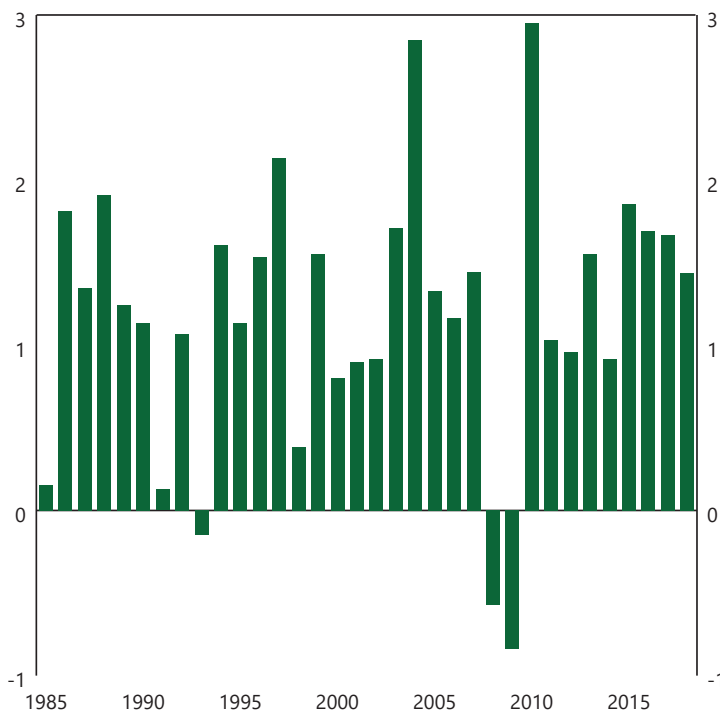
di Alberto Clò (RIE)

(continua dalla prima)

Molto dipenderà quindi dal secondo cerchio: la domanda. In poche settimane, quella cinese si è ridotta di un 20% per la drastica riduzione del trasporto aereo (-80%), della fermata di larga parte delle fabbriche, del generale contrarsi dell'economia. Le prime stime formulate dall'OCSE hanno valutato il calo del prodotto lordo cinese in 1,2 punti percentuali rispetto al 2019, dal 6,1% al 4,9%, e in 0,8 punti rispetto a quanto previsto a novembre. L'impatto sulla domanda di petrolio è divenuto poi globale con l'allargamento dell'epidemia (o il suo timore) prima in Asia poi in Europa poi in America. A causarlo l'interrompersi dei circuiti delle global supply chains; il ridursi degli interscambi

(specie da e verso l'Asia); i contraccolpi sul traffico aereo e su quello navale ove circuita l'80% dei beni prodotti. Secondo le statistiche OPEC (cfr. World Oil Outlook 2040, 2017) i bunkeraggi marittimi assorbono 4,2 mil.bbl/g; l'aviazione 6,6 mil.bbl/g; la strada 45,4 mil.bbl/g che, insieme ad altri minori usi, portano a un totale del settore trasporti di 58,1 mil.bbl/g, circa il 60% della domanda mondiale di petrolio. L'Agenzia di Parigi ne aveva stimato la crescita nel 2020 in +1,1 mil.bbl/g, ridotta ora a +0,8 mentre analisti e traders ne proiettano una crescita zero. Se così fosse, sarebbe il quarto anno dal 1985 ad oggi.

Figura 2 - Variazioni domanda mondiale di petrolio 1985-2018 (mil.bbl/g) Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2019



La grande e crescente influenza della Cina sui mercati petroliferi si è manifestata in tutta la sua portata. Il conto è presto fatto: su 100 barili consumati 14 lo sono in Cina, mentre nel 2003, quando si ebbe l'epidemia SARS il rapporto era di 7 su 100. Da allora, la domanda di petrolio cinese è aumentata di 2,4 volte da 5,7 a 13,7 mil.bbl/g, contribuendo lo scorso anno per oltre i tre-quarti della crescita della domanda mondiale (cfr. IEA, Oil Market Report, 13 febbraio). L'equilibrio del mercato dipenderà dai tempi di reazione del terzo cerchio: la produzione. Tempi non immediati per la convenienza delle imprese a non ridurla fino a quando i margini

di contribuzione (ricavi meno costi variabili) saranno positivi. L'offerta di petrolio nel breve è sostanzialmente anelastica ai prezzi nei giacimenti convenzionali, diversamente da quelli shale e tight oil che hanno tempi di reazione ai prezzi anche di pochi mesi. Col protrarsi della crisi, essendo le produzioni convenzionali ancora dominanti sul totale e anzi in ripresa, l'eccesso di offerta dovrebbe acuirsi (nonostante i diversi milioni di barili al giorno persi in Iran, Libia, Venezuela). Ne conseguirebbe un'ulteriore pressione al ribasso dei prezzi in una spirale negativa che potrebbe arrestarsi solo col ridursi dell'emergenza sanitaria o un drastico taglio della produzione.

(continua)

L'impatto negativo si avvertirà soprattutto sui paesi OPEC essendo l'Asia l'area di maggior assorbimento delle sue esportazioni, specie di quelle mediorientali, e per la prevista crescita della produzione non-OPEC stimata nel 2020 in 2,1 mil.bbl/g (Stati Uniti, Brasile, Guiana, Norvegia). Si stima che nei due anni che terminano il 30 giugno 2020 la domanda di greggio che si è rivolta all'OPEC possa ridursi di 4,4 mil.bbl/g: -1,1 nel 2018-2019 e -3,4 nel 2019-2020. Ridurla ulteriormente non sarà scelta facile – per la totale incertezza sul calo della domanda – per l'Organizzazione di Vienna che dovrebbe riunirsi, se le autorità lo consentiranno, il 5 o 6 marzo insieme agli alleati capeggiati dalla Russia. Nel dicembre scorso per arginare il ribasso dei prezzi l'OPEC Plus aveva ridotto la produzione di altri 0,5 mil.bbl/g portando il taglio deliberato nel gennaio 2017 a 1,7 cui l'Arabia Saudita aveva aggiunto altri volontari 0,4 (-2,1 in totale). Il Joint technical committee dell'OPEC ha raccomandato un ulteriore taglio di 0,6 mil.bbl/g che l'Arabia Saudita vorrebbe portare a 1,0, mentre dalla Russia arrivano segnali contrastanti tra il ministro dell'energia Alexander Novak che si è detto favorevole a proseguire l'intesa con l'OPEC e lo stesso Vladimir Putin che ritiene "accettabili" gli attuali prezzi "superiori – ha dichiarato – ai 42,4 dollari al barile per il greggio Brent usato come base per la nostra politica macroeconomica". Senza alcuna correzione al ribasso della produzione il «Petroleum Intelligence Weekly» del 28 febbraio stima un surplus di 1,4 mil.bbl/g insostenibile dal lato dei prezzi tenuto conto anche dell'elevato livello delle scorte. Il calo dei prezzi ha già impattato duramente sull'industria energetica riducendone cash flow; profitti, valori azionari. Colpirà soprattutto i produttori indipendenti americani – con break-even medio dello shale oil intorno ai 45,0 doll/bbl – oberati da debiti (122 miliardi dollari), con tassi di produzione correlati alle variazioni dei prezzi. Aumenteranno i casi di bancarotta, 42 nel 2019, per un totale di 208 dall'esplosione del contro-shock del 2014. Proseguirà il calo della capitalizzazione delle oil companies passata in un decennio nell'S&P500 dal 12% al 4%. Gli investitori preoccupati dalle possibili conseguenze delle politiche climatiche hanno riallocato i loro investimenti verso altri lidi, specie high-tech, anche se continuano a pretendere alti dividendi da quelle energetiche.

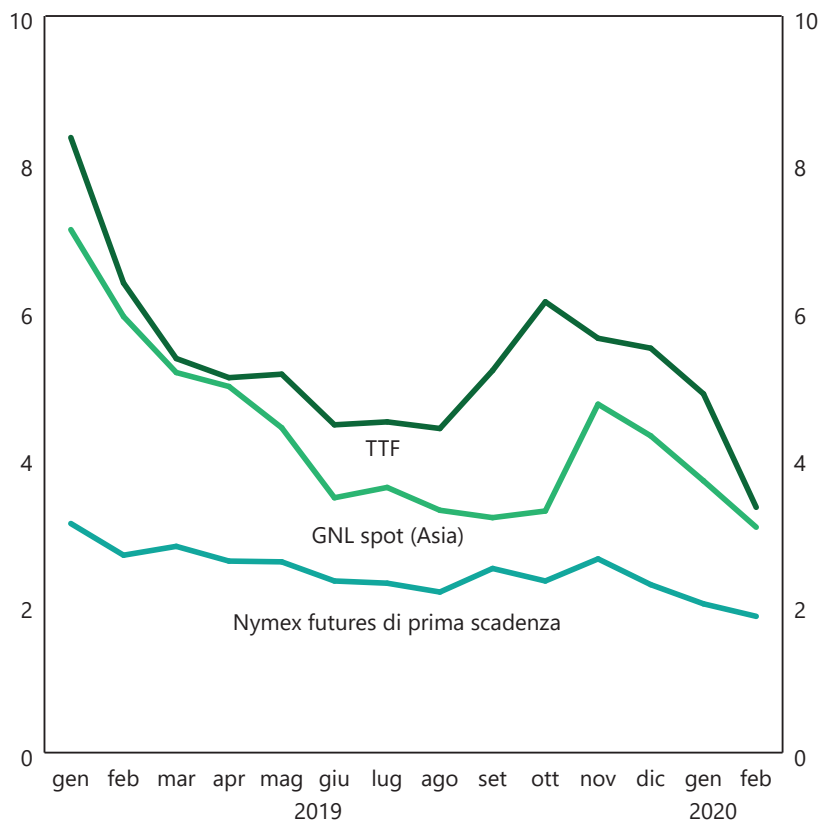
Il calo dei prezzi ridurrà – quarto cerchio – ulteriormente gli investimenti per più ragioni: (a) la severa disciplina finanziaria che le imprese si sono date (investimenti=cash flow-dividendi-buybacks) premiando il 'valore sul volume' delle estrazioni e soprattutto gli azionisti; (b) la loro pressione sulle imprese a ridurre l'esposizione ai rischi delle politiche climatiche virando verso tecnologie low-carbon, anche se meno redditizie dei business tradizionali; (c) impossibilità

ad operare in molti paesi detentori di larghe riserve provate (Iran, Iraq, Libia, Venezuela). Morale: bassi investimenti oggi, significano una minor offerta domani. Perché, d'altra parte, in quella che è stata definita come la "green disease", investire se tra venti o trenta anni la 'transizione energetica' causerà una minor domanda di petrolio o sarà in grado di sostituirlo con altre fonti favorite dalle politiche pubbliche? In presenza per giunta di una crescente difficoltà ad accedere ai finanziamenti esterni, come dimostrato dalla decisione della Banca Europea degli Investimenti di non supportare più le energie fossili.

Penultimo cerchio è quello dell'impatto sull'interfuel competition. Una correlazione diretta si ha sul segmento metano già in sofferenza per il grande eccesso di offerta e conseguente crollo dei prezzi ora esasperato dal coronavirus. In Europa quelli all'importazione, crollati a fine 2019 del 30% su un anno prima, si sono ulteriormente indeboliti riportandosi a 2,95 doll/Mil.Btu. A pesare è l'ondata di GNL dirottato dalla Cina all'Europa, ma difficilmente assorbibile per la domanda stagnante e la capacità di stoccaggio ancora piena al 60% nonostante la fine della stagione invernale. In America il future price a un mese sul Nymex ha chiuso a febbraio a 1,77 doll/Mil. Btu: il più basso in termini reali dal 2001. In alcuni casi i prezzi sono divenuti negativi, con i produttori disposti a pagare chi ritira il metano pur di non dover ridurre le estrazioni di petrolio cui è associato. In Asia i prezzi spot del GNL, in caduta libera dal settembre 2018, hanno toccato al ribasso il livello mai prima registrato di 2,85 doll/Mil.Btu, inferiore al costo pieno del GNL americano. Nel solo mese di febbraio per effetto del coronavirus hanno perso oltre 1,0 doll/Mil.Btu. Molti acquirenti stanno disdettando i contratti a lungo termine per ragioni di 'forza maggiore' – ne sono colpiti sellers come Shell, Total, BP – mentre in alcuni nuovi contratti il prezzo del metano non è indicizzato al petrolio ma al carbone. Il mercato è nel caos. Secondo il 'Financial Times' oltre 50 carichi di GNL potrebbero non essere consegnati nei porti cinesi. Non si sa dove dirottarlo. L'Europa non è più in grado da fungere da mercato marginale, mentre paesi vicini come Giappone e Corea, colpiti a loro volta dal virus, vanno registrando un rallentamento della domanda di gas, con le strutture flottanti di stoccaggio del tutto sature. Unici mercati di sbocco rimangono India e Thailandia che approfitteranno dei bassi prezzi del gas, ma nei limiti della loro scarsa capacità di trasporto dai terminali di importazione ai bacini di domanda. Guardando al futuro le cose non potrebbero tuttavia migliorare per l'enorme capacità di trasporto del GNL prevista entrare in esercizio (Qatar, Mozambico, Stati Uniti, Canada, Messico, Russia e Australia) a fronte di una domanda non in grado di assorbirla pienamente, specie se l'Europa realizzerà davvero l'European Green Deal.

(continua)

Figura 3 - Andamento prezzi gas nei principali mercati di riferimento (doll/Mil.Btu)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati EIA DOE, World Gas Intelligence e Platts

Va da sé che la caduta generalizzata e non temporanea dei prezzi del metano – ancora non pienamente riflessasi sui prezzi interni – impatterà anche sulle risorse rinnovabili. Sotto più punti di vista. In primis economico, perché ne compromette la sostenuta grid parity tanto più se gli investimenti sono privi di ogni paracadute pubblico. In molti mercati, la generazione elettrica da metano è divenuta competitiva con quella da carbone, rinnovabili e persino nucleare, come analizzato sul «Sole 24 Ore» (21 febbraio). Ma vi è altro. Ed è che la dipendenza dalla tecnologia e dalla manifattura cinese sta palesando in tutta evidenza quanto elevata sia la vulnerabilità dei sistemi energetici che dipendono dalla supply chain estera delle rinnovabili, nell'illusione che la sicurezza energetica la si possa conseguire scambiando semplicemente una dipendenza con l'altra. Delle dieci maggiori imprese di pannelli solari, nove sono cinesi, una sud coreana. Della produzione mondiale di pannelli del 2018 il 73% è cinese, il 9% coreano, il 2% taiwanese. Un tasso di concentrazione che non si riscontra per il petrolio o il metano. L'impatto della crisi è stato immediato per l'interruzione di larga parte della produzione cinese solare ed eolica e per il blocco degli interscambi. In un lungo reportage del 27 febbraio titolato "Coronavirus Is Starting to Slow the Solar Energy Revolution" Bloomberg

Green elencava i molti progetti in corso di realizzazione o programmati a breve che sono stati interrotti o dilazionati nel tempo sia in Cina che in molti altri paesi impossibilitati a ricevere il materiale ordinato. Secondo BNEF nel 2020 si registrerà un calo rilevante delle installazioni sia solari che eoliche. Se Atene (petrolio e metano) piange, Sparta (rinnovabili) certamente non ride.

Vi è un ultimo cerchio che vale, pur sinteticamente, richiamare: ed è l'impatto della crisi sulle economie dei paesi produttori e consumatori.

Già i contro-shock del 1998-1999 e del 2014, avevano evidenziato come un crollo dei prezzi non vedesse vincitori e vinti, ma tutti perdenti. Al crollo delle economie dei paesi che più dipendono dai ricavi delle esportazioni di petrolio e metano non corrisposero infatti vantaggi dei paesi che li importavano. La sempre più stretta interdipendenza degli uni e degli altri ne accomunava le sorti. Certo è che l'impatto sui paesi produttori sarà immediato e molto gravoso. Prezzi sui livelli attuali e tanto più se dovessero ulteriormente ridursi sono infatti inferiori in tutti i paesi OPEC (tranne Qatar, Emirati Arabi, Venezuela) ai break-even che possano garantire equilibrio nei conti esteri (Tab.1) e, in misura ancor maggiore, a quelli in grado di finanziare i bilanci pubblici.

(continua)

Tabella 1 - Break-even che possano garantire equilibrio nei conti esteri (doll/bbl)

	2019 (stima)	2020 (stima)	2021 (stima)
Algeria	104,8	101,2	108,1
Angola	62,8	61,3	65,8
Arabia Saudita	53,3	56,1	66,6
Ecuador	63,4	52,4	49,0
Gabon	64,0	57,7	60,6
Guinea Equatoriale	75,7	71,7	75,1
Iran	88,2	94,0	98,9
Iraq	69,7	65,7	72,6
Kazakhstan	68,2	65,1	71,3
Kuwait	51,1	48,6	54,9
Nigeria	65,9	60,7	66,2
Oman	80,0	77,8	80,6
Qatar	51,9	51,6	59,1
Russia	40,7	43,2	49,4
UAE	28,8	30,4	42,9
Venezuela	35,7	53,1	50,7
Media doll/bbl	62,8	61,9	67,01

Fonte: Energy Intelligence

Questa crisi potrebbe valere, se non altro, ad aprire una riflessione su alcune questioni per trarne insegnamento su come cambiarle. La prima è la crescente vulnerabilità alle supply chain legate all'Asia delle economie che più vi hanno fatto ricorso, tenuto anche conto del ridursi dei loro vantaggi economici. Ne dovrebbe derivare un consolidarsi della tendenza – già avviatasi sia in Europa (cfr. Eurofound, Reshoring in Europe: 2015-2018, 2019) che in America – a riportare a casa (reshoring) attività dislocate all'estero o a ridurre la dipendenza tecnologica in settori cruciali come le

telecomunicazioni o l'energia nelle nuove tecnologie low-carbon. Come avvenuto con l'istituzione dell'European Battery Alliance nella mobilità elettrica e il recente stanziamento di 3,5 miliardi di euro. La seconda verità, sembra banale dirlo, è quanto l'economia mondiale dipenda ancora massicciamente dal petrolio e sostituirlo in 'un batter d'occhio' sia un percorso lungo e oltremodo complesso. Quel che si riflette nella terza verità: che il cammino comunque da percorrere della transizione energetica al dopo-fossili è molto più arduo di quanto si sia sinora immaginato.

¹ Si tratta del valore minimo toccato dal Brent da inizio 2016. Nei giorni successivi al 9 marzo i prezzi hanno registrato un lievissimo aumento.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Decisione ACER 30 gennaio 2020 04-2020 | “Decision on the nominated electricity market operators’ proposal for the price coupling algorithm and for the continuous trading matching algorithm, also incorporating TSOs’ and NEMOs’ proposals for a common set of requirements” | pubblicata il 3 febbraio 2020 Download https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf

Con la Decisione 04-2020 l’Agenzia Europea per la cooperazione delle Autorità di regolazione (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, nel seguito: ACER) ha approvato la proposta dei gestori delle borse elettriche (NEMO)¹ - predisposta in coordinamento con i gestori delle reti elettriche (TSO)² - avente ad oggetto la modifica del documento “Methodology for the price coupling algorithm, the continuous trading matching algorithm and the intraday auction algorithm” (nel seguito: Metodologia), ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM) e del Regolamento UE n. 2019/942.

Nello specifico, le modifiche apportate alla Metodologia afferiscono, inter alia, a:

- introduzione dell’algoritmo per l’esecuzione delle aste di allocazione implicita della capacità transfrontaliera intraday, in attuazione della decisione ACER 01-2019, prevedendo che l’implementazione e la gestione operativa di tali aste sia realizzata attraverso l’utilizzo da parte dei NEMO dell’algoritmo PCR;
- introduzione della metodologia di monitoraggio dei livelli di performance degli algoritmi utilizzati dai NEMO per l’esecuzione del coupling unico europeo nell’orizzonte temporale day-ahead e intraday;
- aggiornamento dei requisiti e delle procedure di modifica degli algoritmi summenzionati e delle relative funzionalità per la gestione operativa del market coupling;
- integrazione delle attività di reportistica dei NEMO, in coordinamento con i TSO.

Sempre in riferimento agli adempimenti previsti dal Regolamento CACM ai fini della costituzione del mercato unico europeo dell’energia, con la Decisione 05-2020³ ACER ha approvato la proposta dei NEMO avente ad oggetto la lista aggiornata dei prodotti ammessi alla negoziazione nell’ambito del mercato unico infragiornaliero.

GAS

Delibera 18 febbraio 2020 n. 45/2020/R/GAS | “Modifiche al TIB e definizione dei parametri per il quarto periodo

di incentivazione (4PI)” | pubblicata il 19 febbraio 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/045-20.htm>

Con la deliberazione n. 45/2020/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato talune modifiche all’allegato A alla deliberazione n. 312/2016/R/GAS (c.d. “TIB”) e all’allegato A alla deliberazione n. 631/2018/R/GAS (c.d. “TIMMIG”), funzionali alla definizione dei parametri per il sistema di incentivi del responsabile del bilanciamento (RdB) per il quarto periodo di incentivazione.

A tal proposito, giova ricordare che l’articolo 9 del TIB prevede un sistema di incentivazione basato su indicatori di performance finalizzati al perseguimento, da parte del RdB, di azioni per il bilanciamento coerenti con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto⁴ :

- il primo misura l’errore percentuale della previsione dei quantitativi giornalieri di gas prelevato ai punti di riconsegna, effettuata nel giorno precedente a quello di flusso (indicatore di performance “p1”);
- il secondo misura il rapporto - espresso in percentuale - fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno gas (indicatore di performance “p2”);
- il terzo indicatore rappresenta il bilanciamento residuale e misura l’utilizzo per il bilanciamento della rete di risorse nella disponibilità del RdB (indicatore di performance “p3”);
- il quarto indicatore misura l’efficienza dell’approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas (c.d. termine Ψ) da parte dell’impresa maggiore di trasporto (indicatore di performance “p4”)⁵ .

Con la deliberazione n. 45/2020/R/GAS, l’Autorità ha introdotto talune modifiche alla regolazione vigente funzionali alla definizione dei parametri numerici relativi agli incentivi di cui all’articolo 9 del TIB, prevedendo altresì un nuovo indicatore di performance che misuri l’efficienza dell’impresa maggiore di trasporto nell’approvvigionare anticipatamente i volumi di gas necessari per il funzionamento del sistema (indicatore di performance “p5”).

AMBIENTALI

Documento per la consultazione 20 febbraio 2020 47/2020/R/EFR | “Revisione del contributo tariffario nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza

energetica alla luce della sentenza del T.A.R. Lombardia n. 2538/2019” | pubblicato il 24 febbraio 2020 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/20/047-20.pdf>

Con il documento per la consultazione n.47/2020/R/EFR, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti relativamente alla revisione delle regole di definizione e modalità di erogazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas soggetti ad obbligo nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), in attuazione del procedimento previsto dalla deliberazione 529/2019/R/EFR⁶, a seguito della sentenza del TAR Lombardia n.2538/2019.

In particolare, nel suddetto documento, l’ARERA ha proposto, inter alia, di:

- modificare la formula di calcolo del contributo tariffario unitario da riconoscere ai soggetti obbligati, confermando che per la definizione dello stesso siano presi in considerazione i prezzi di tutti gli scambi di TEE avvenuti sul MTEE ed i prezzi degli scambi bilaterali avvenuti sul Registro dei TEE, qualora rientranti in uno specifico intervallo di rilevanza;
- confermare il cap al contributo tariffario, mantenendone l’attuale livello di valorizzazione (250 €/

TEE);

- confermare il valore del contributo tariffario per l’anno d’obbligo 2018, già erogato dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
- mantenere le disposizioni della deliberazione 487/2018/R/EFR relative alla definizione del contributo tariffario riconosciuto in acconto ai soggetti obbligati entro il 30 novembre di ciascun anno, già peraltro oggetto di conferma ex tunc da parte dell’Autorità con la deliberazione 529/2019/R/EFR;
- confermare le modalità di erogazione del contributo in acconto e definitivo, previste dalla deliberazione 487/2018/R/EFR.

A completamento con il DCO in oggetto, nell’ipotesi di fissazione di obiettivi nazionali successivi al 2020, l’Autorità propone altresì di superare l’attuale specifica raccolta dei dati funzionale all’individuazione dei soggetti obbligati ed alla definizione della quota parte dell’obiettivo da assegnare, ritenendo allo scopo opportuno utilizzare direttamente i dati già comunicati dai distributori all’Autorità, per quanto riguarda l’energia elettrica, ai sensi del Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica (articolo 16), e, per quanto riguarda il gas naturale, ai sensi della Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas (articolo 38).

¹ Nominated Electricity Market Operator.

² Transmission System Operator

³ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2020%20on%20ID%20Products.pdf

⁴ Cfr. Newsletter n. 125 aprile 2019

⁵ l’indicatore di performance “p4” è stato introdotto dall’ARERA con deliberazione 28 maggio 2019 n. 208/2019/R/GAS recante “Disposizioni funzionali all’approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas” (Cfr. Newsletter n. 127 giugno 2019).

⁶ Cfr. newsletter n.133 gennaio 2020

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.