

APPROFONDIMENTI

POVERTÀ ENERGETICA, STIAMO FACENDO ABBASTANZA?

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Oltre agli aspetti sanitari e sociali, l'attuale pandemia sta pesando fortemente sui bisogni materiali delle famiglie aggravando le vulnerabilità preesistenti e allargando sempre di più la forbice della sperequazione sociale. In Italia, nel 2020, si stima che le famiglie in condizione di povertà assoluta abbiano superato i 2 milioni, per un numero complessivo di individui coinvolti pari a circa 5,6 milioni, ossia oltre 1 milione in più rispetto al 2019. Insomma, non solo i ricchi sono sempre più ricchi e i poveri sempre più poveri, ma questi ultimi sono anche più numerosi a causa di ridotte entrate e uscite che non si possono azzerare. Basti pensare alle bollette energetiche, fonte rilevante di spesa familiare, e specchio di una disuguaglianza che è anche (e soprattutto) abitativa, dato che buona parte della spesa energetica è legata ai costi per il riscaldamento invernale¹.

In questo articolo, analizziamo nel suo complesso l'ampia questione della povertà energetica (PE) – intesa come quella condizione di difficoltà delle famiglie ad acquistare un paniere minimo di servizi energetici con ricadute negative sul proprio benessere – con particolare riferimento alla dimensione del fenomeno e alle politiche pensate per contrastarlo.

I numeri della PE

Il primo passo per comprendere l'incidenza della povertà energetica è scegliere i parametri e misurarne i confini. La natura multidimensionale di questo fenomeno necessita di una varietà di parametri in grado di rappresentarne adeguatamente la complessità; cosa non scontata considerando la difficoltà nella scelta di indicatori condivisi e la generale scarsa disponibilità

di dati riguardo un fenomeno poco dibattuto. Ad eccezione del Regno Unito, dove la PE è monitorata sin dagli anni '80, l'UE ha di fatto trascurato nell'analisi delle problematiche energetiche il tema dell'equo accesso all'energia².

Scontiamo, quindi, un'assenza di informazioni adeguate cui si è cercato di dare risposta solo recentemente lanciando, nel 2018, l'Osservatorio Europeo sulla Povertà Energetica, per raccogliere statistiche affidabili e comparabili tra i vari paesi, cui ha fatto eco l'anno successivo l'OIPE, l'Osservatorio Italiano per il monitoraggio della PE a livello nazionale.

Come viene allora calcolata la povertà energetica? Gli indicatori europei sono molteplici e basati in larga parte su esperienze auto-riferite di accesso limitato ai servizi energetici³.

Spesso, per dare l'idea della diffusione del fenomeno, viene citato il dato dei 35 milioni di cittadini europei che vivono in case non sufficientemente riscaldate, quasi il 7% della popolazione, di cui peraltro l'Italia è il sesto paese della classifica, con l'11% della popolazione in tale condizione. Tuttavia, l'indagine che ha calcolato questi dati si affida alle dichiarazioni dei clienti finali che dipendono non solo dalle loro necessità ma anche dalle loro preferenze. Idealmente, invece, la stima della povertà energetica dovrebbe basarsi su una misura della domanda fisica di energia (metri cubi di gas e chilowattora) compatibile con un livello di benessere ritenuto minimo e determinato in base alle caratteristiche dell'abitazione e del clima della zona in cui la famiglia risiede⁴.

Data l'impossibilità di avere questo tipo di dati per l'Italia, l'OIPE è ricorso a misure di vulnerabilità basate sulla spesa energetica effettiva delle famiglie normalizzata sulla spesa totale⁵.

continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2021

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 12

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTI

Povertà energetica, stiamo facendo abbastanza?

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Prosegue ad aprile la risalita del Pun, pari a 69,02 €/MWh, e ai massimi degli ultimi due anni e mezzo (+178,2% sull'anno e +14,3% su marzo). La vigorosa crescita annuale dei prezzi riflette la ripresa dei volumi (MGP: 22,4 TWh, +21,8%, con liquidità del mercato al 75,3%) e delle quotazioni del gas e della CO2, fortemente impattati nel 2020 dagli effetti prodotti dall'epidemia Covid-19. L'aumento dei costi di generazione guida anche la crescita mensile, su cui pesano, tra l'altro, le

tensioni registrate per buona parte del mese sulle quotazioni delle limitrofe borse europee, anch'esse ai massimi da fine 2018. In crescita inoltre tutti i prezzi di vendita, saliti a 67/69 €/MWh sulla penisola e a oltre 74 €/MWh in Sicilia.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Maggio 2020 chiude il periodo di contrattazione a 65,23 €/MWh (+15,5%). Ai minimi degli ultimi undici anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Ad aprile il Pun si attesta a 69,02 €/MWh, massimo da novembre 2018 e valore più elevato per il mese dal 2013 (44,21 €/MWh, +178,2% sul 2020 e +8,63 €/MWh, +14,3% su marzo). Gli andamenti riflettono dinamiche di contesto decisamente rialziste, trainate da acquisti superiori al livello medio mensile osservato nel periodo 2015/2019 (31,1 GWh, +0,4 GWh e +5,6 GWh sul 2020) e da quotazioni molto elevate del gas e della CO2, con le prime ai massimi da febbraio 2019 (22,28 €/MWh) e le seconde al loro record storico (45,22 €/

MWh). Si inseriscono in questo scenario anche le tensioni registrate sulle principali borse estere, i cui prezzi salgono ai massimi da fine 2018 (Francia a 63 €/MWh), risultando più frequentemente allineati o superiori al riferimento della zona Nord (47% delle ore, +35/+24 p.p.), con conseguente riduzione rispetto a marzo dell'import netto sulla frontiera settentrionale italiana. L'analisi per gruppi di ore mostra una crescita analoga nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,08 (Grafico 1 e Tabella 1).

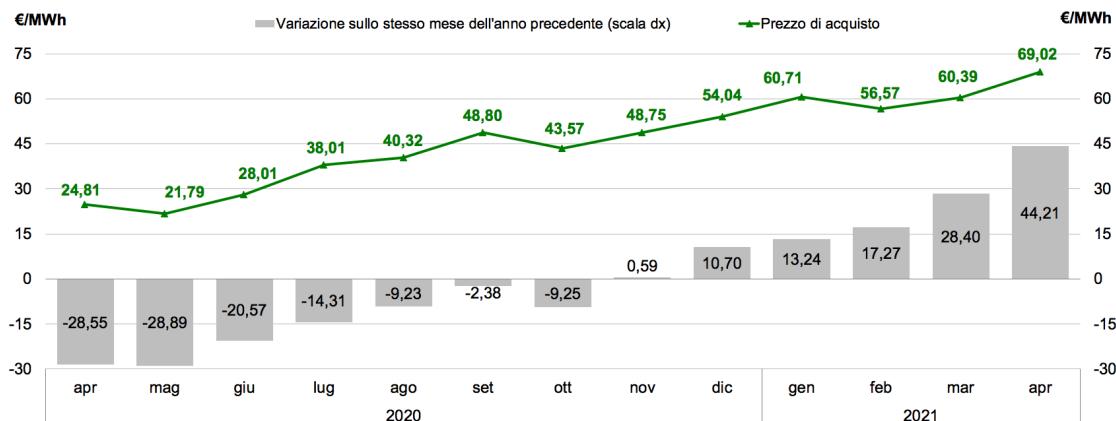
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	69,02	24,81	+44,21	+178,2%	23.445	+22,3%	31.148	+21,8%	75,3%	74,9%
<i>Picco</i>	74,32	26,78	+47,53	+177,5%	28.637	+27,6%	37.587	+26,9%	76,2%	75,8%
<i>Fuori picco</i>	66,17	23,74	+42,42	+178,7%	20.650	+18,7%	27.680	+18,3%	74,6%	74,3%
<i>Minimo orario</i>	3,49	0,00			13.579		18.892		65,5%	65,7%
<i>Massimo orario</i>	118,08	55,16			31.616		41.634		81,0%	84,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



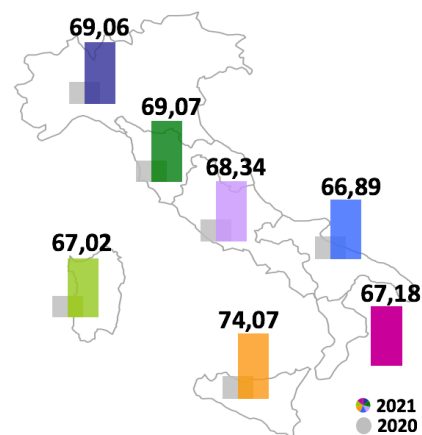
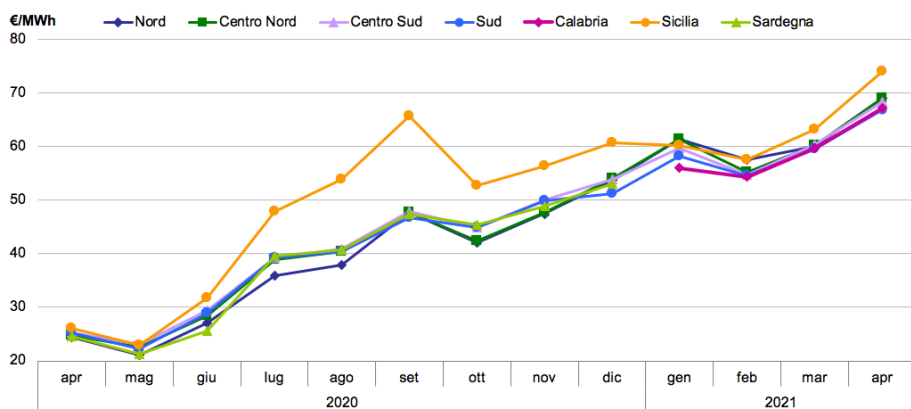
I PREZZI ZONALI

Ai massimi da fine 2019 anche i prezzi di vendita sulla penisola, saliti a 67/69 €/MWh, quasi triplicati su base annuale (+42/+45 €/MWh) e in crescita di 7/9 €/MWh su base mensile. Sul livello più elevato da gennaio 2019, invece, il prezzo in Sicilia, salito a 74,07 €/MWh (+48/+11 €/MWh) anche per effetto del

restringimento del transito con la Calabria osservato nell'ultima parte del mese, quando le quotazioni sull'isola raggiungono livelli medi giornalieri di 131,32 €/MWh (mercoledì 28 aprile) e un massimo orario di 160,44 €/MWh (alle ore 21 di giovedì 29 aprile) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Al secondo deciso rialzo annuale l'energia elettrica scambiata nel MGP, pari a 22,4 TWh (+21,8% sul 2020). Variazioni in doppia cifra sia per i volumi transitati nella borsa gestita dal GME, pari a 16,9 TWh (+22,3%), sostenuti su base annua dagli acquisti degli operatori nazionali, dalle vendite degli operatori

non istituzionali e dall'import, che per le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, a 5,5 TWh (+20,1%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato si attesta così al 75,3%, in lieve aumento annuale (+0,4 punti percentuali) e in calo mensile (-1,2 p.p.) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.880.563	+22,3%	75,3%
Operatori	11.117.009	+18,3%	49,6%
GSE	2.493.885	-8,7%	11,1%
Zone estere	3.269.669	+95,2%	14,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.545.807	+20,1%	24,7%
Zone estere	76.230	+0,4%	0,3%
Zone nazionali	5.469.577	+20,4%	24,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.426.370	+21,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.711.778	-31,5%	
OFFERTA TOTALE	38.138.148	-7,8%	

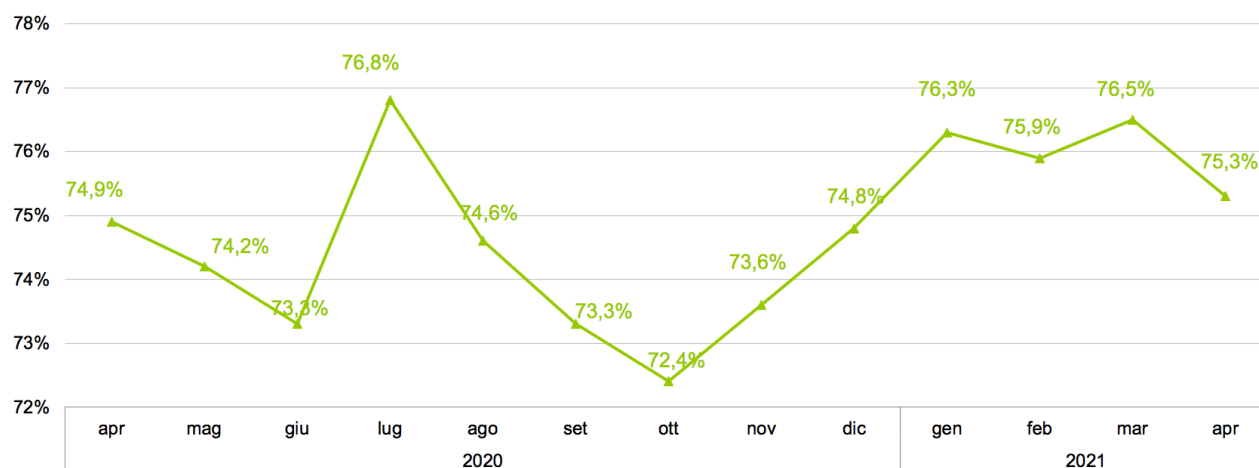
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.880.563	+22,3%	75,3%
Acquirente Unico	3.648.617	+10,7%	16,3%
Altri operatori	9.918.753	+63,4%	44,2%
Pompaggi	467	-84,7%	0,0%
Zone estere	357.302	-53,7%	1,6%
Saldo programmi PCE	2.955.424	-19,2%	13,2%
PCE (incluso MTE)	5.545.807	+20,1%	24,7%
Zone estere	1.200	+397,9%	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.500.031	+2,7%	37,9%
Saldo programmi PCE	-2.955.424		
VOLUMI ACQUISTATI	22.426.370	+21,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	548.489	+11,3%	
DOMANDA TOTALE	22.974.859	+21,5%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 22,1 TWh, crescono del 25,1% sul 2020. A livello zonale resta in evidenza soprattutto il Nord (+32,5%), con una domanda ai massimi dell'ultimo decennio per il mese. Si confermano bassi, e ancora più che dimezzati, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh (-53,6%), in riduzione soprattutto sulla frontiera greca e montenegrina

(Tabella 4). Lato offerta, la maggiore domanda risulta soddisfatta sia da maggiori vendite nazionali, salite a 19,1 TWh (+14,5%), che da importazioni quasi raddoppiate su base annua e pari a 3,3 TWh (+91,1%). Queste ultime aumentano su tutte le frontiere, soprattutto per effetto dell'ampliamento della NTC in import rispetto al basso livello di un anno fa (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	18.181.883	25.253	-15,1%	10.082.772	14.004	+11,5%	12.538.174	17.414	+32,5%
Centro Nord	1.705.525	2.369	-23,0%	1.458.866	2.026	+1,5%	1.919.402	2.666	+1,9%
Centro Sud	4.944.592	6.867	+19,6%	2.320.745	3.223	+94,0%	3.891.205	5.404	+31,7%
Sud	3.822.235	5.309	-50,0%	2.210.689	3.070	-34,4%	1.362.611	1.893	-13,0%
Calabria	2.356.393	3.273	-	1.156.144	1.606	-	427.874	594	-
Sicilia	2.103.701	2.922	-21,0%	838.248	1.164	-7,4%	1.241.295	1.724	+5,8%
Sardegna	1.565.951	2.175	+8,0%	1.013.007	1.407	+41,3%	687.307	955	+13,7%
Totale nazionale	34.680.279	48.167	-12,2%	19.080.471	26.501	+14,5%	22.067.868	30.650	+25,1%
Estero	3.457.869	4.803	+87,6%	3.345.899	4.647	+91,1%	358.502	498	-53,6%
Sistema Italia	38.138.148	52.970	-7,8%	22.426.370	31.148	+21,8%	22.426.370	31.148	+21,8%

LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali interessa tutte le fonti tradizionali (+32,2%), dal ciclo combinato al carbone, quest'ultimo in ulteriore ripresa nonostante l'ennesimo massimo storico dei costi di emissione. L'aumento si concentra al Nord e nelle zone centrali ed è solo parzialmente contenuto dai cali rilevati al Sud e in Sicilia.

In flessione, invece, le fonti rinnovabili (-3,9%), comprese soprattutto dalla riduzione degli idrici al Nord, mentre cresce l'eolico in particolare sulle isole. Ancora modeste variazioni in termini di struttura delle vendite, con il ciclo combinato attorno il 50% e le rinnovabili prossime al 40% (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.947	+37,1%	859	+36,3%	1.689	+262,1%	1.551	-44,2%	1.147	-	533	-31,7%	987	+40,2%	15.711	+32,2%
Gas	8.014	+39,8%	798	+44,8%	1.184	+639,7%	1.233	-48,2%	1.024	-	465	-38,2%	393	-7,8%	13.111	+31,1%
Carbone	46	+5821,2%	-	-	262	+349,3%	159	+35,1%	0	-	-	-	530	+141,4%	996	+151,6%
Altre	887	+12,0%	61	-23,0%	242	-2,2%	160	-43,7%	123	-	68	+147,6%	64	+10,2%	1.604	+7,8%
Fonti rinnovabili	4.935	-15,8%	1.167	-14,5%	1.523	+27,5%	1.520	-19,9%	459	-	631	+32,2%	420	+43,9%	10.655	-3,9%
Idraulica	3.014	-21,8%	254	-29,0%	782	+55,1%	437	-11,5%	114	-	138	+9,6%	112	+91,7%	4.851	-10,1%
Geotermica	-	-	641	-3,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	641	-3,6%
Eolica	9	-11,3%	31	+24,8%	336	+1,6%	748	-22,5%	274	-	366	+58,6%	194	+34,1%	1.958	+14,8%
Solare e altre	1.911	-4,3%	241	-24,2%	405	+12,7%	334	-23,8%	72	-	127	+5,2%	115	+28,7%	3.205	-3,6%
Pompaggio	122	-28,5%	-	-	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	134	-21,8%
Totale	14.004	+11,5%	2.026	+1,5%	3.223	+94,0%	3.070	-34,4%	1.606	-	1.164	-7,4%	1.407	+41,3%	26.501	+14,5%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

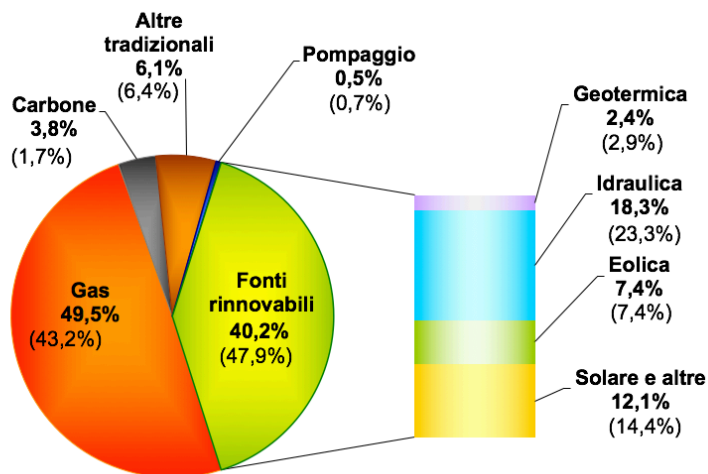
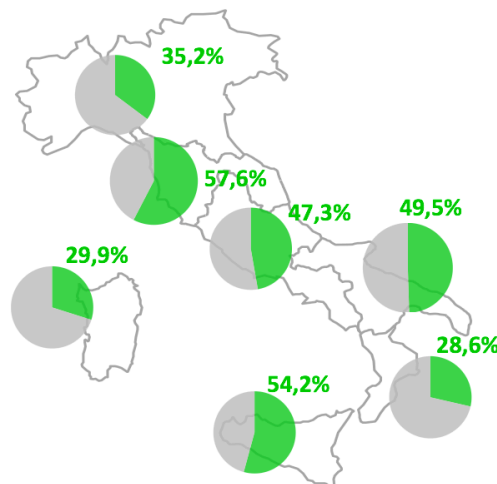


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

In corrispondenza dei rincari registrati sulle principali borse estere, l'import netto dell'Italia scende ai minimi da ottobre, pari a 3,1 TWh (-30% rispetto a marzo), risultando tuttavia quasi triplicato rispetto ad aprile 2020, quando il Sistema risultava spesso esportatore netto (in

quasi tutti i giorni festivi). Sulle singole frontiere si registra una crescita della frequenza di export verso la Francia (16% vs. 5,7%) e un'inversione dei flussi rispetto allo scorso anno con Slovenia, Montenegro e Grecia (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

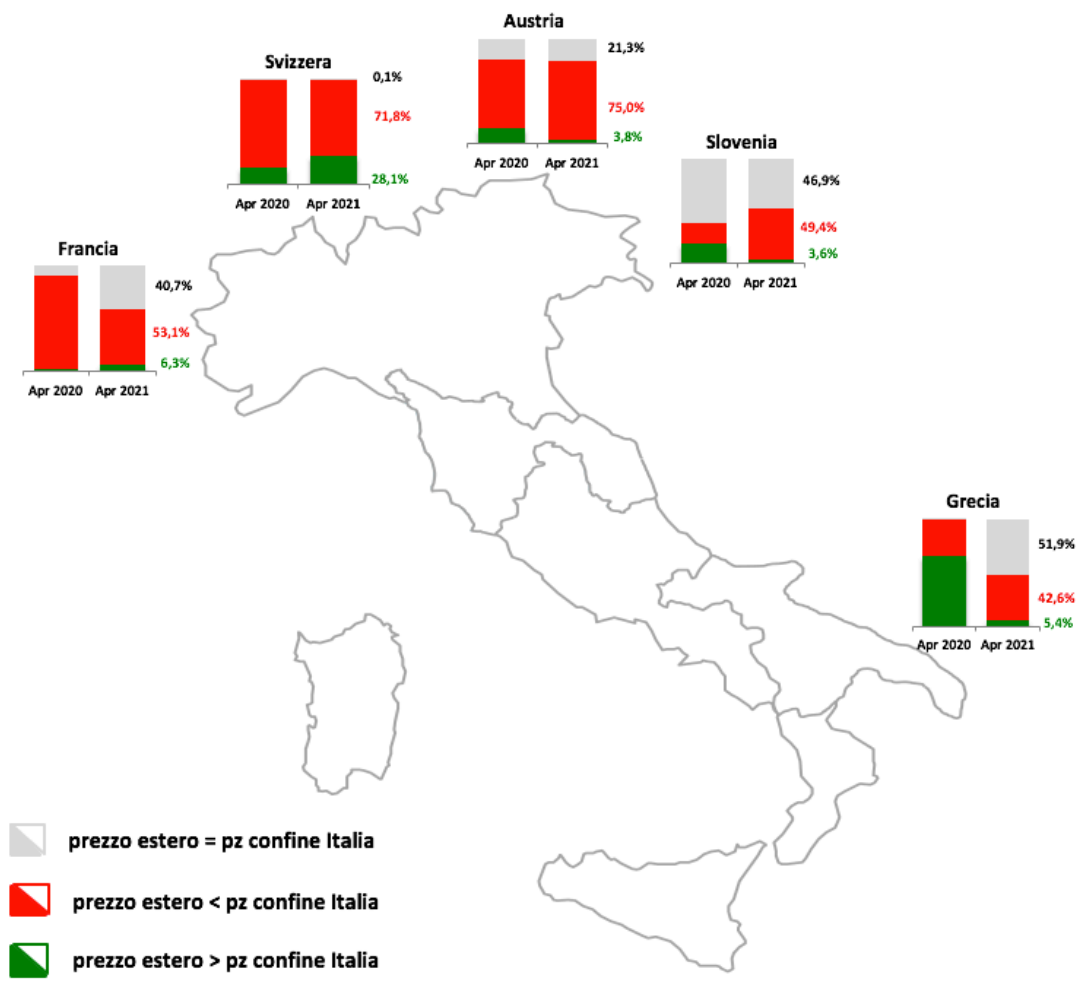
Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia	918.190 (553.745)	78,9% (73,3%)	16,0% (5,7%)	5,1% (21,0%)	52,9% (91,7%)	- (2,8%)	2.111 (853)	1.006.794 (584.432)	976.249 (534.574)	1.111 (1.141)	88.604 (30.687)	88.604 (30.687)
Italia - Svizzera	1.217.371 (926.267)	96,4% (96,5%)	3,6% (2,6%)	- (0,9%)	- (-)	- (-)	2.824 (1.719)	1.302.084 (962.481)	n/a (n/a)	2.715 (2.768)	84.713 (36.214)	n/a (n/a)
Italia - Austria	122.158 (33.598)	81,4% (51,4%)	8,5% (22,6%)	10,1% (26,0%)	81,6% (65,6%)	8,1% (26,8%)	220 (121)	127.918 (51.613)	127.918 (51.613)	106 (121)	5.760 (18.015)	5.760 (18.015)
Italia - Slovenia	284.050 (-175.362)	81,8% (20,3%)	12,4% (66,8%)	5,8% (12,9%)	50,9% (12,2%)	3,8% (28,9%)	631 (272)	319.298 (29.072)	319.298 (29.072)	669 (669)	35.248 (204.434)	35.248 (204.434)
Italia - Montenegro	344.887 (-69.510)	95,6% (31,9%)	4,4% (64,2%)	- (3,9%)	41,4% (1,1%)	- (1,7%)	560 (512)	365.835 (93.718)	n/a (n/a)	654 (610)	20.948 (163.228)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	173.626 (-217.653)	77,6% (6,5%)	22,4% (93,5%)	- (-)	- (-)	- (-)	525 (581)	216.964 (29.474)	216.964 (-)	521 (532)	43.338 (247.127)	43.338 (-)
Italia - Malta	3.437 (-10.945)	12,2% (-)	13,2% (33,2%)	74,6% (66,8%)	- (-)	- (-)	225 (225)	7.005 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	3.568 (10.945)	n/a (n/a)
TOTALE*	3.063.719 (1.040.141)							3.345.899 (1.750.790)	1.640.429 (615.259)		282.180 (710.649)	172.950 (253.136)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente
* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe*

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Quasi triplicato sul 2020 e ai massimi da novembre 2018, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 68,33 €/MWh (+43,36 €/MWh, +173,6% sul 2020 e +7,94 €/MWh, +13,1% su marzo) (Grafico 9). Torna negativo il differenziale con il Pun (-0,68 €/MWh). Sul livello più elevato da oltre due anni anche i prezzi nelle singole sessioni, compresi tra 67,63 €/MWh di MI4 e 79,40 €/MWh di MI7 (+108/+180% sul 2020). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse

ore mostra prezzi allineati o inferiori, ad eccezione di MI7 (+5,1%) (Figura 2 e Grafico 6 e 7). Ancora in decisa crescita annuale i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,2 TWh (+32,9% sul 2020), ed estesa a tutte le sessioni. Variazioni rilevanti soprattutto sul MI1 che vede crescere le sue quantità del 49% e la sua quota sul totale al 46,5% (+5,0 p.p. sul 2020), mentre scende al 23% quella delle ultime 4 sessioni (-1,6 p.p.) (Figura 1 e Grafico 7).

Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

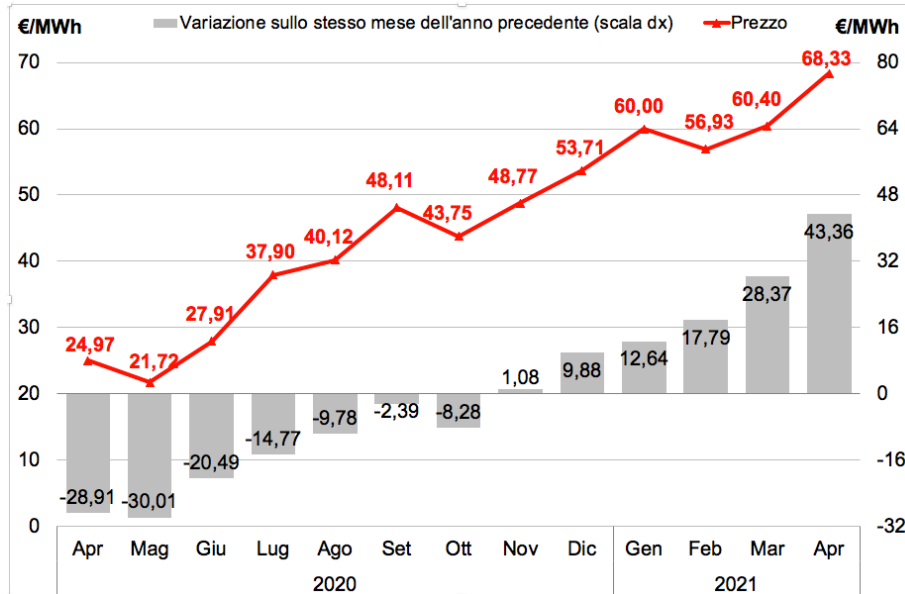
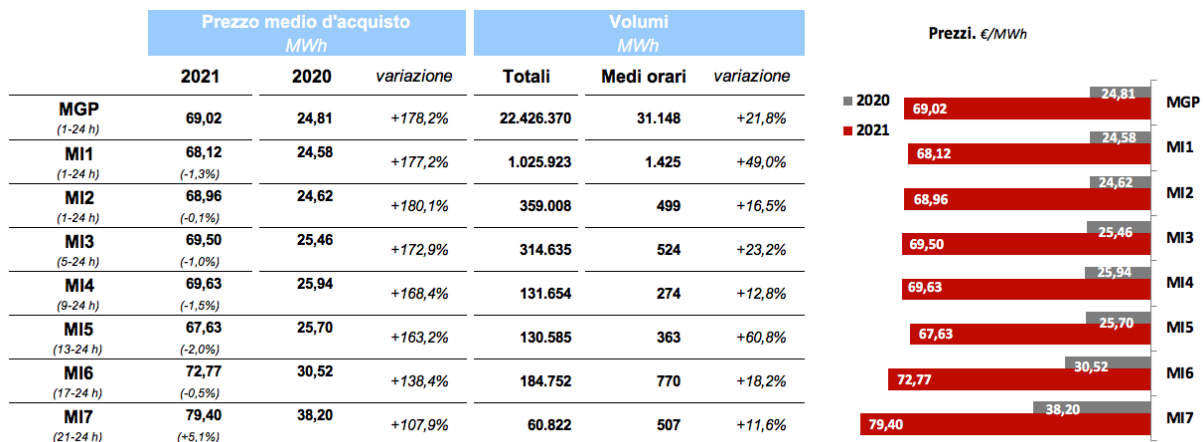


Figura 2: MI, dati di sintesi

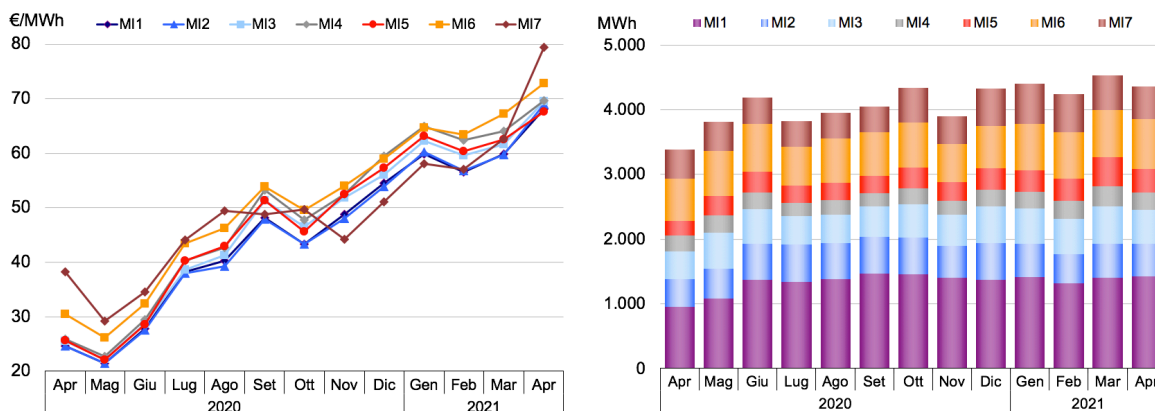
Fonte: GME



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

Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



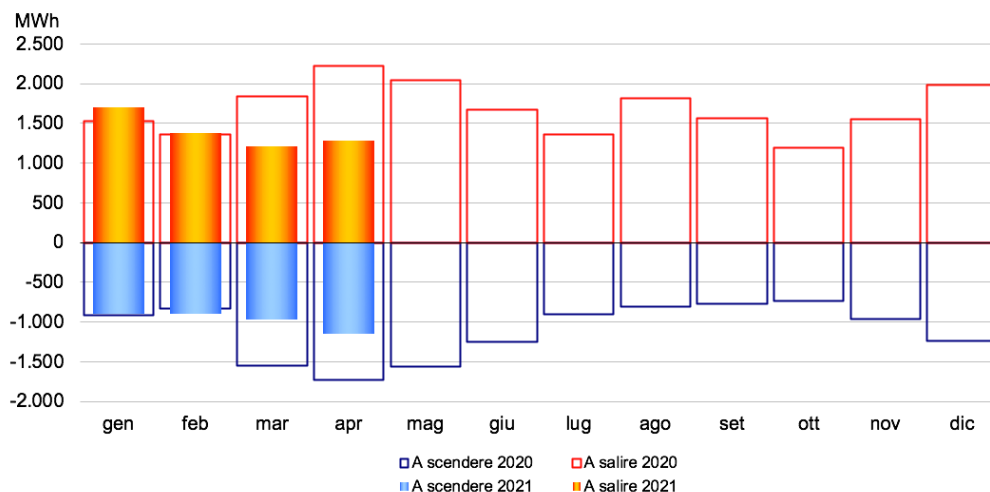
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Anche ad aprile si osserva una forte riduzione del ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante rispetto all'eccezionale contesto di un anno fa, con gli

acquisti di Terna sul mercato a salire scesi a 0,9 TWh (-42,1% sul 2020) e le vendite di Terna sul mercato a scendere a 0,8 TWh (-33,8%) (Grafico 8).

Grafico 8: 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 40 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', in decisa riduzione annuale (-89), per volumi pari a 7,9

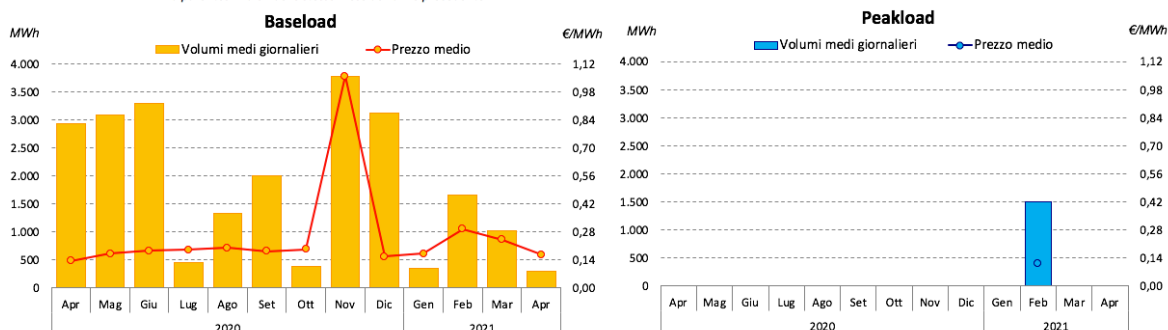
GWh (-79,9 GWh), relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,17 €/MWh (+0,03 €/MWh) (Figura 3).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati			Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g			
Baseload	40	27/30	0,17	0,11	0,20	7.872	292			
	(129)	30/30	(0,14)	(0,09)	(0,30)	(87.792)	(2.926)			
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-			
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)			
Totale	40					7.872				
	(129)					(87.792)				

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Anche ad aprile non si registrano negoziazioni sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), che vede il prodotto Maggio 2021 chiudere il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo sul baseload pari a 65,23 €/MWh

(+21,79 €/MWh il corrispondente valore spot del 2020) e sul peakload pari a 69,36 €/MWh (23,58 €/MWh) e una posizione aperta complessiva di 52 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

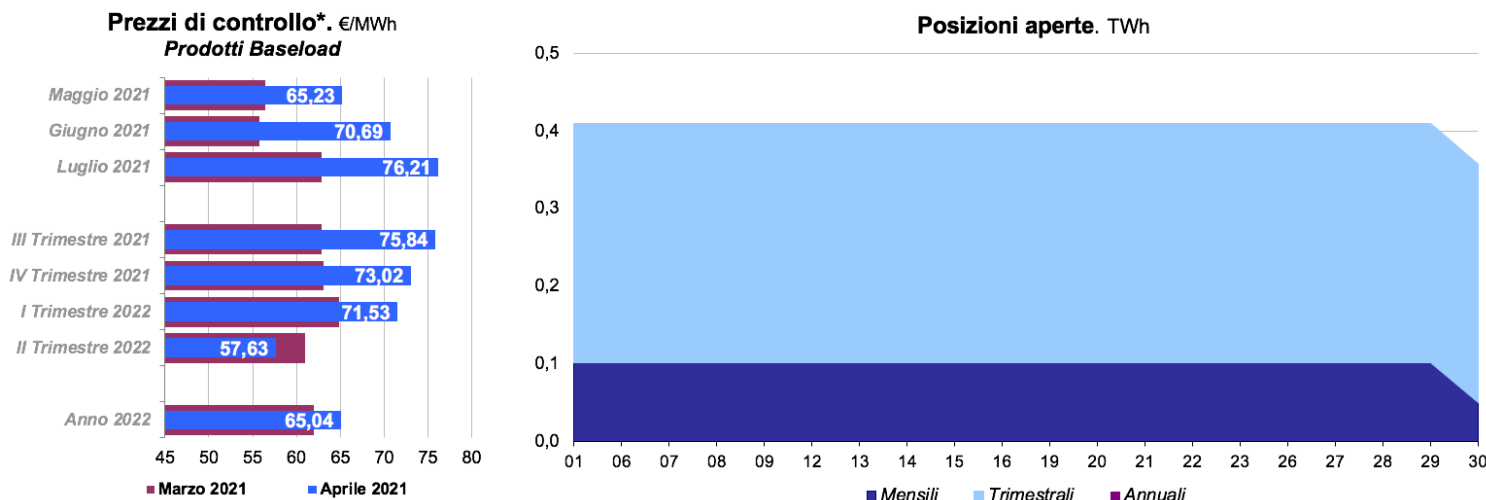
	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2021	65,23	+15,5%	-	-	-	-	-	66	49.104
Giugno 2021	70,69	+26,8%	-	-	-	-	-	66	47.520
Luglio 2021	76,21	+21,3%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2021	65,26	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	75,84	+20,7%	-	-	-	-	-	66	145.728
IV Trimestre 2021	73,02	+15,8%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	71,53	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	57,63	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	65,04	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		339.042

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2021	69,36	+14,3%	-	-	-	-	-	10	2.520
Giugno 2021	77,30	+23,7%	-	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2021	87,87	+18,3%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2021	72,60	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	87,39	+17,7%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2021	88,15	+12,9%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	82,37	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	62,31	-6,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	74,59	+3,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		18.480
TOTALE			-	-	-	-	-		357.522

* 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 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Ai minimi degli ultimi undici anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia ad aprile 2021, pari a 18,4 TWh (-13,1%), e sul livello più basso da quasi dodici anni la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,3 TWh (-13,2%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, risulta pari a 1,79 (+0,01 sul 2020) (Grafico 10).

Ancora in crescita annuale, invece, i programmi registrati sia nei conti in immissione (5,5 TWh, +20,1%), che in quelli in prelievo (8,5 TWh, +2,7%), mentre restano in riduzione i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 4,7 TWh, -34,5% e 1,8 TWh, -50,1%).

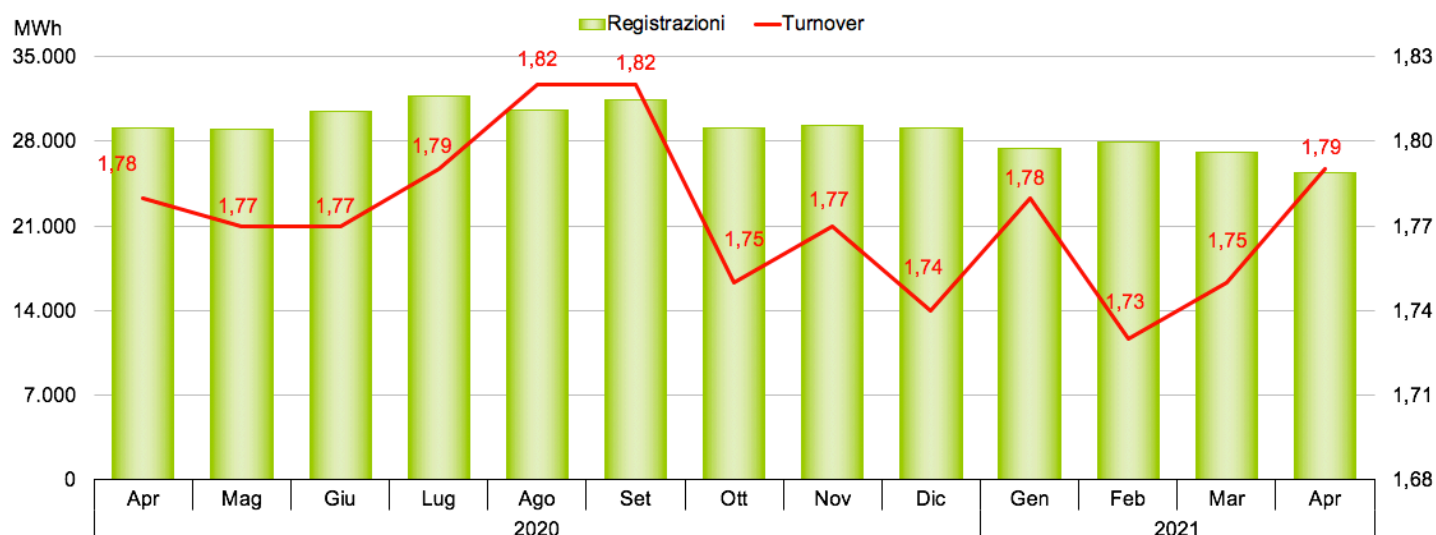
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	5.234.610	- 17,8%	28,5%	Richiesti	6.884.229	-16,4%	100,0%	8.512.490	+2,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	47.520	- 87,3%	0,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.706.289	-34,1%	39,3%	13.552	+50,3%	0,2%
<i>Peak</i>	65.904	- 51,6%	0,4%	Rifiutati	1.338.422	-63,0%	19,4%	11.258	+36,7%	0,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.338.402	-62,9%	19,4%	1	+2259,0%	0,0%
Totale Standard	5.348.034	- 22,2%	29,1%	Registrati	5.545.807	+20,1%	80,6%	8.501.231	+2,7%	99,9%
Totale Non standard	12.964.571	- 7,8%	70,6%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.367.887	+177,0%	19,9%	13.550	+50,3%	0,2%
PCE bilaterali	18.312.606	- 12,6%	99,7%	Sbilanciamenti a programma	4.737.851	-34,5%		1.782.427	-50,1%	
MTE	50.160	- 48,4%	0,3%	Saldo programmi	-	-		2.955.424	-19,2%	
MPEG	7.872	- 91,0%	0,0%							
TOTALE PCE	18.370.638	- 13,1%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	10.283.658	- 13,2%								

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia segnano un consistente aumento su base annua (+44% rispetto al livello molto basso del 2020, caratterizzato dal lockdown). Diffusa e omogenea la crescita nei tre settori civile, termoelettrico e industriale, in corrispondenza di un incremento delle importazioni (+14%), sia tramite gasdotto che rigassificatori GNL, mentre riprendono le iniezioni nei siti di stoccaggio. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME si registra

un nuovo massimo storico per i volumi negoziati, a 16,4 TWh (+69% sullo scorso anno), con la quota sul totale consumato sul livello record del 26% (+4 p.p.). Più intensa la crescita degli scambi sui mercati day-ahead, in particolare nel comparto AGS, mentre si confermano in calo su MGS. Prezzi in rialzo su tutti i mercati, ancora in linea con le dinamiche al PSV (22 €/MWh e massimo da oltre due anni).

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia, pari a 6.059 milioni di mc (64,1 TWh), salgono per il mese in analisi sui livelli più alti degli ultimi tredici anni, in aumento del 44% dal valore molto basso di aprile 2020, risultato tuttavia impattato dalle misure di contenimento conseguenti all'emergenza sanitaria Covid-19. Si attestano ai massimi da oltre un decennio per il mese di aprile anche i consumi dei tre comparti di distribuzione: salgono a 2.710 milioni di mc nel settore civile (28,7 TWh, +52%), favoriti da temperature più basse rispetto alla media del periodo, a 2.030 milioni di mc nel settore termoelettrico (21,5 TWh, +43%) e a 1.195 milioni di mc nel settore industriale (12,6 TWh, +46%). Tornano, invece, in flessione su base annua le esportazioni, dimezzate anche rispetto al mese precedente a 123 milioni di mc (1,3 TWh, -37%). Riprendono le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.224 milioni di mc (13,0 TWh, -46%), rappresentativi del 17% del totale prelevato (era il 35% lo scorso anno).

La maggiore domanda è stata di fatto coperta esclusivamente dalle importazioni di gas naturale (7.008 milioni di mc, 74,1 TWh), in aumento del 14% su base annua, il quinto consecutivo, sostenute sia dai flussi tramite gasdotto (60,1 TWh, +14%)

che dai rigassificatori GNL (14,0 TWh, +15%), ambedue ai massimi per il mese di aprile. Ancora in calo la produzione nazionale, pari a 275 milioni di mc (2,9 TWh, -14%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra anche questo mese una crescita concentrata a Mazara, con flussi più che triplicati rispetto ai livelli minimi dell'anno precedente, pari a 19,8 TWh (+284%), e una quota sul totale importato al 27% (+19 p.p. sul 2020). Su base annua scendono, per contro, a 27,3 TWh i flussi a Tarvisio (-6%) e a 5 TWh quelli a Passo Gries (-61%), entrambi comunque in crescita rispetto al mese scorso; intenso anche il calo a Gela (2,6 TWh, -55%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'aumento risulta concentrato a Cavarzere (7,8 TWh, +24%) e a Livorno (3,6 TWh, +11%), mentre più debole risulta la variazione a Panigaglia (2,6 TWh, +0,3%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 2.999 milioni di mc (31,7 TWh), in calo del 44% dal livello molto elevato raggiunto a fine aprile 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 22% (-17 p.p.), a fronte di un incremento dello 0,6% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	7.008	74,1	+14,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.871	19,8	+284,0%
Tarvisio	2.584	27,3	-6,3%
Passo Gries	473	5,0	-60,8%
Gela	242	2,6	-55,1%
Gorizia	5	0	+2277,8%
Melendugno	507	5,4	-
Panigaglia (GNL)	249	2,6	+0,3%
Cavarzere (GNL)	735	7,8	+23,9%
Livorno (GNL)	342	3,6	+11,2%
Produzione Nazionale	275	2,9	-14,2%
Erogazioni da stoccaggi	0	0,0	-
TOTALE IMMESSO	7.283	77,0	+12,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.936	62,8	+47,7%
Industriale	1.195	12,6	+46,2%
Termoelettrico	2.030	21,5	+42,8%
Reti di distribuzione	2.710	28,7	+52,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	123	1,3	-37,2%
TOTALE CONSUMATO	6.059	64,1	+43,7%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.224	13	-45,5%
TOTALE PRELEVATO	7.283	77,0	+12,7%

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

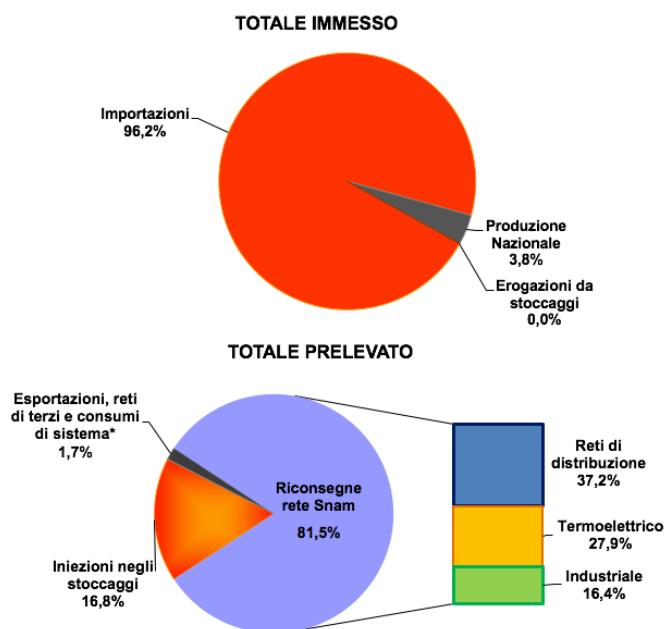
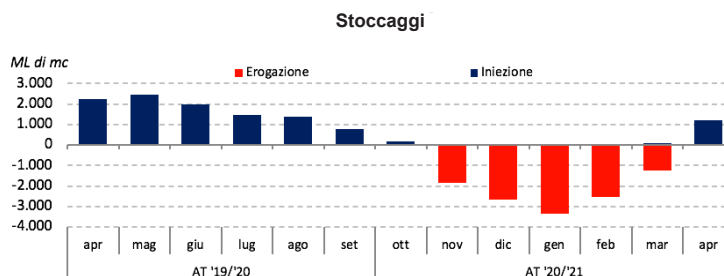
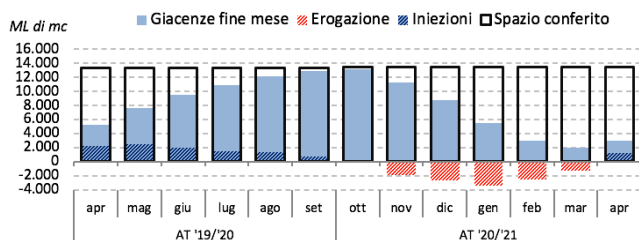


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2021)	2.999	31,7	-43,7%
Erogazione (flusso out)		0	-
Iniezione (flusso in)	1.224	12,9	-45,5%
Flusso netto	1.224	12,9	-45,5%
Spazio conferito	13.482	142,5	+0,6%
Giacenza/Spazio conferito	22,2%		-17,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV sale sui livelli più alti da febbraio 2019, a 22,28 €/MWh, in significativa crescita sia su base annua (+14 €/MWh, +155%) che sul mese precedente (+4 €/MWh, +22%). Analoghe dinamiche per i prezzi dei principali hub europei, tra i quali il riferimento al TTF mostra una più debole

ripresa congiunturale, attestandosi a 20,69 €/MWh (+3 €/MWh, +17%). Lo spread mensile tra il riferimento italiano e quello olandese si porta, pertanto, a 1,59 €/MWh (era 0,63 €/MWh il mese precedente e 2,15 €/MWh lo scorso anno), superando i 2 €/MWh nel 30% dei giorni del mese, con una punta a 3,1 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano su livelli record, pari a 16,4 TWh, in aumento del 69% su base annua e del 44% sul mese precedente, spingendo la quota scambiata a pronti sul totale consumato al 26%, mai così alta dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento, in considerazione anche del significativo aumento della domanda di gas naturale.

La crescita risulta concentrata sui mercati title, caratterizzati tutti da scambi che toccano valori massimi storici o prossimi ad essi. In evidenza le quantità negoziate sui comparti AGS, pari a 6,1 TWh sul segmento day-ahead (+134%), relativi per il 94% ad acquisti da parte del TSO e rappresentativi del 37% del totale scambiato a pronti; pari a 0,5 TWh, invece, gli scambi sul segmento intraday (+75%). Meno intenso, ma sempre significativo, l'aumento dei volumi scambiati sui segmenti a negoziazione continua sia del MGP-Gas (4,6 TWh, +91% sul 2020) che del MI-Gas (4,7 TWh, +44%). Su quest'ultimo, l'incremento appare sostenuto dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento,

che aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico a 3,6 TWh (+68% su base annua), con una quota del 77% (anch'essa la più elevata di sempre); in lieve calo, invece, le movimentazioni del RdB (1,1 TWh, -1%). Le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in contrattazione continua si attestano, pertanto, per ciascuno dei due mercati, poco sopra al 28%.

Le quantità scambiate sul MGS si confermano in flessione tendenziale (0,49 TWh; -57%), ma in ripresa rispetto al mese precedente (+63%). La flessione su base annua dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile sia alle minori movimentazioni da parte di Snam con finalità di Bilanciamento (0,1 TWh, -20%) che ai ridotti scambi tra operatori terzi (0,3 TWh, -64%).

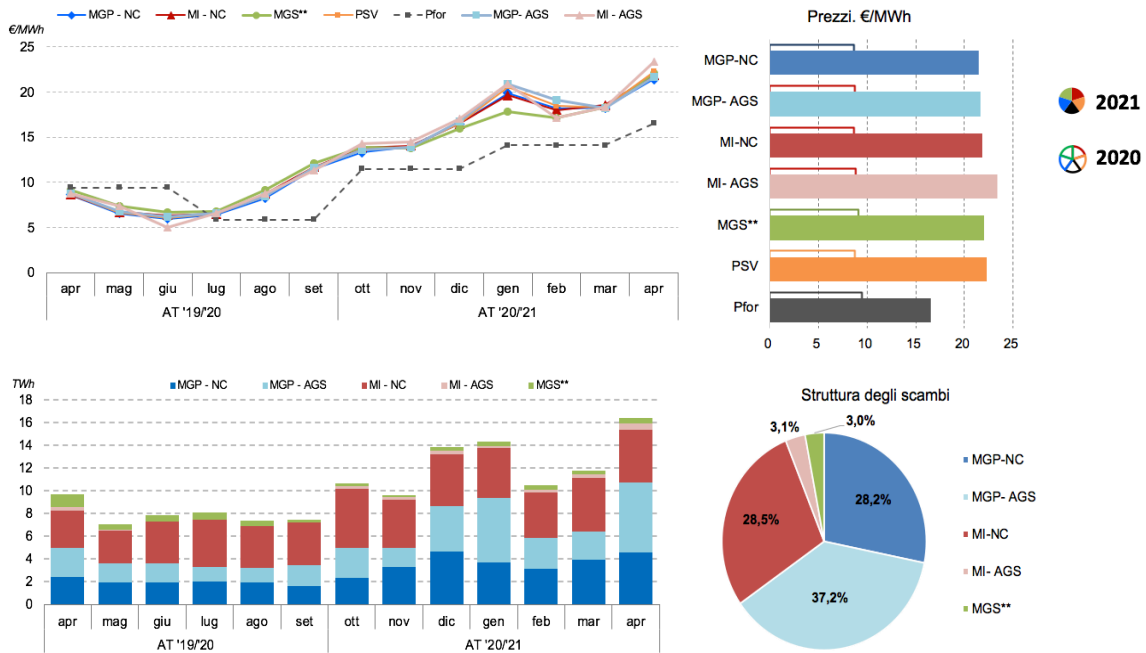
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti presentano ovunque una crescita sia tendenziale che congiunturale, in linea con le dinamiche al PSV, e si portano su livelli massimi da oltre due anni, compresi tra i 23,39 €/MWh del comparto ad asta di MI-Gas ed i 21,44 €/MWh del segmento a negoziazione continua di MGP-Gas.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	21,44	(8,62)	17,50	38,97	4.613.232	(2.421.384)
Comparto AGS	21,69	(8,78)	17,20	23,85	6.083.640	(2.599.416)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	21,85	(8,62)	16,95	25,50	4.673.688	(3.238.080)
Comparto AGS	23,39	(8,80)	22,14	24,70	513.744	(294.120)
<i>MGS**</i>						
Stogit	22,07	(9,13)	19,53	24,55	490.069	(1.146.687)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

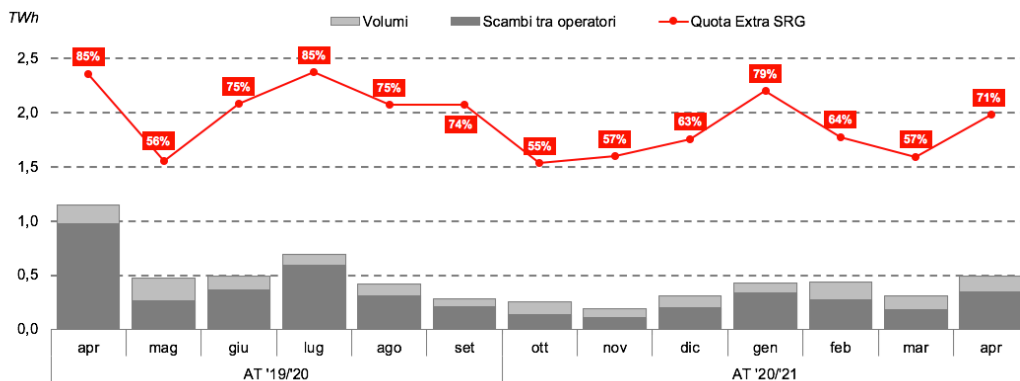
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

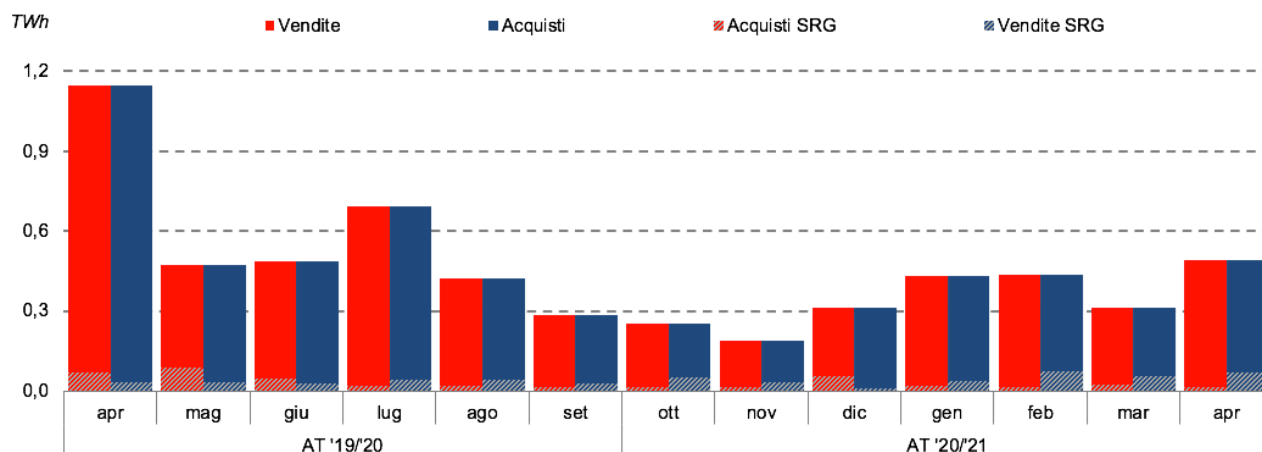
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	490.069	(1.146.687)	490.069	(1.146.687)	-	(-)	-	(-)
SRG	24.153	(120.317)	116.443	(54.322)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	24.153	(120.317)	116.443	(54.322)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	465.916	(1.026.370)	373.627	(1.092.365)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile non si sono registrati scambi; la posizione aperta a fine mese

risulta nulla (era 1,9 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo dei prodotti negoziabili stabili o in aumento.

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-2021-04	-	-	20,33	12,8%	-	-	-	-	-	-	72	144
BoM-2021-05	-	-	20,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-05	-	-	16,73	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-06	-	-	20,55	28,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-07	-	-	20,19	10,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-08	-	-	19,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	20,42	23,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	17,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	18,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	17,96	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	18,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	16,97	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad aprile tutte le commodities energetiche si confermano in forte crescita annuale, rispetto ai livelli molto bassi del 2020. Su base mensile, invece, tornano in lieve calo, per la prima volta

dallo scorso autunno, le quotazioni dei prodotti petroliferi, mentre si portano ai massimi da almeno due anni quelle del carbone, del gas al PSV e TTF e dell'elettricità in Europa continentale.

Ad aprile le quotazioni del Brent e dei suoi derivati, pur confermandosi su uno dei livelli più elevati da oltre un anno, registrano la prima flessione mensile dall'autunno scorso, attestandosi a 64,38 \$/bbl per il greggio (-3% su marzo e +327% sul 2020), a 458,03 \$/MT per il gasolio (-3% e +138%) e a 507,06 \$/MT per l'olio combustibile (+1% e +112%). Si porta, invece, ai massimi da aprile 2019 il carbone, a 70,31 \$/MT

(+5% e +54%). I mercati a termine stimano valori pressoché allineati agli attuali per il greggio e ancora in lieve aumento per il gasolio e il carbone, con le quotazioni di quest'ultimo riviste al rialzo. Stabile a 1,20 €/€ il tasso di cambio euro/dollaro che cresce del 10% sul 2020, favorendo così un'attenuazione dei rialzi tendenziali osservati sulle quotazioni delle commodities valutate in euro.

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	64,38	-3%	327%	62,72	64,68	-2%	65,33	0%	64,83	0%	60,47	1%
Olio Combustibile	USD/MT	458,03	-3%	138%									
Gasolio	USD/MT	507,06	-1%	112%	505,25	519,00	-1%	521,01	-1%	522,85	-1%	521,66	0%
Carbone	USD/MT	70,31	5%	54%	69,50	72,47	10%	73,99	13%	74,35	8%	73,60	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	53,76	-3%	287%		53,99	-	54,50	-	54,05	-	50,09	-
Olio Combustibile	EUR/MT	382,51	-3%	116%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	423,43	-1%	93%		433,19	-	434,60	-	435,85	-	432,09	-
Carbone	EUR/MT	58,74	5%	40%		60,38	-	61,61	-	61,87	-	60,86	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,20	0%	10%	1,17	1,20	-	1,20	-	1,20	-	1,21	-

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

Fonte: Refinitiv

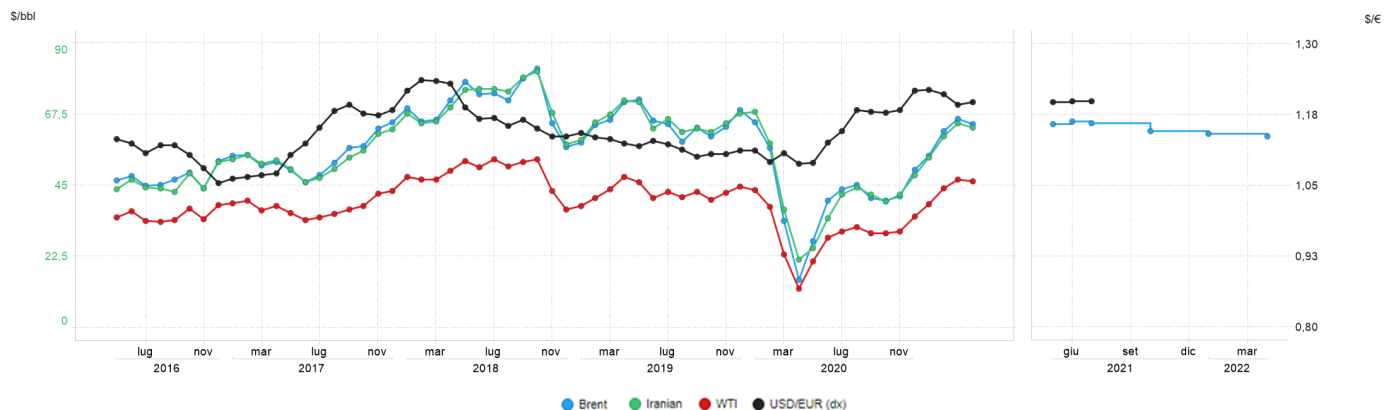


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

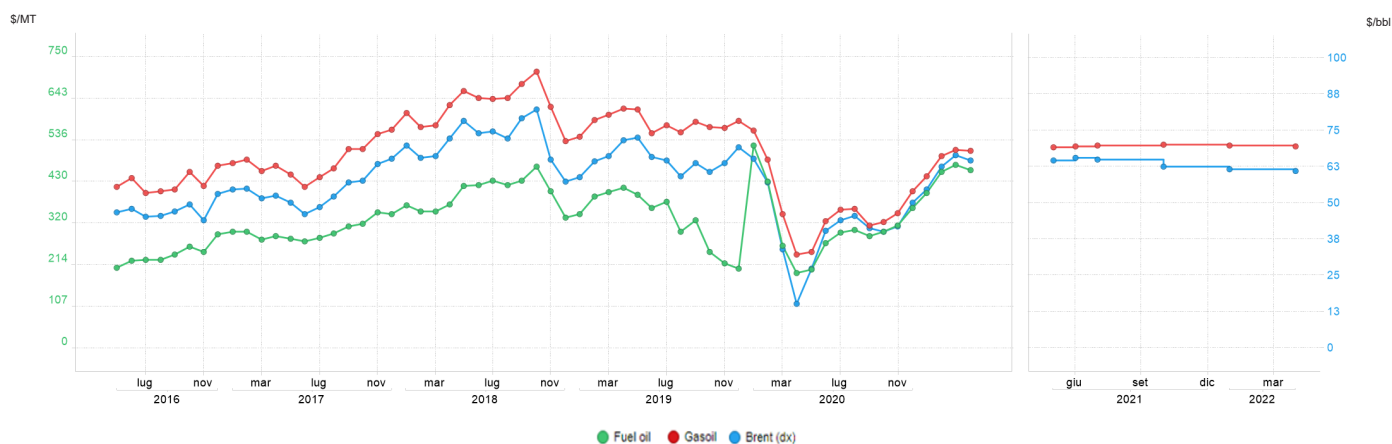
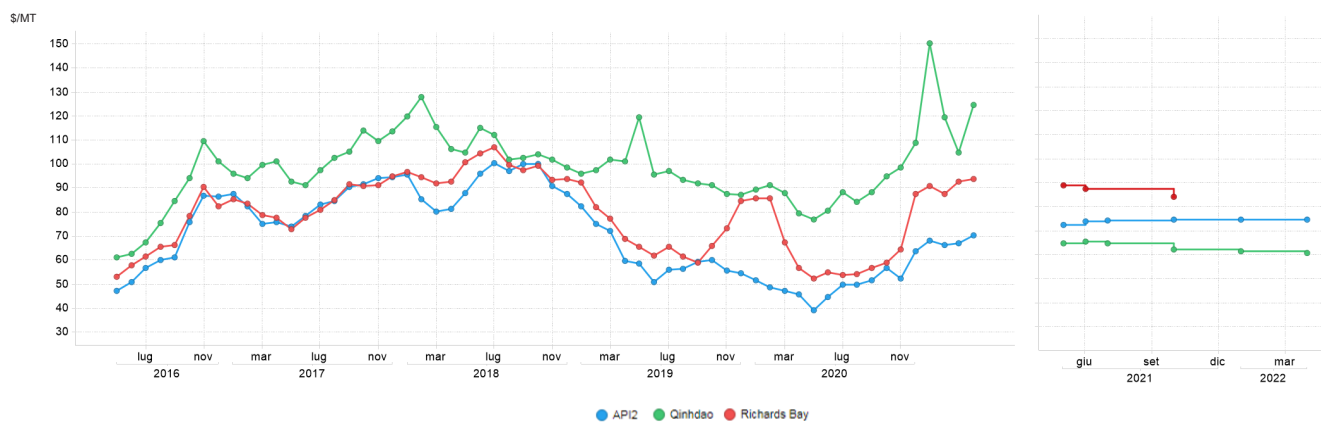


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



Ai massimi da inizio 2019 le quotazioni sui principali hub europei del gas, comprese tra 22,28 €/MWh del PSV (+22% su marzo e +155% sul 2020) e 20,69 €/MWh del TTF (+17% e +215%), con un differenziale tra i due in risalita a 1,56 €/MWh (+0,96 €/MWh) e ai massimi da agosto.

L'analisi dell'andamento in corso di mese mostra una

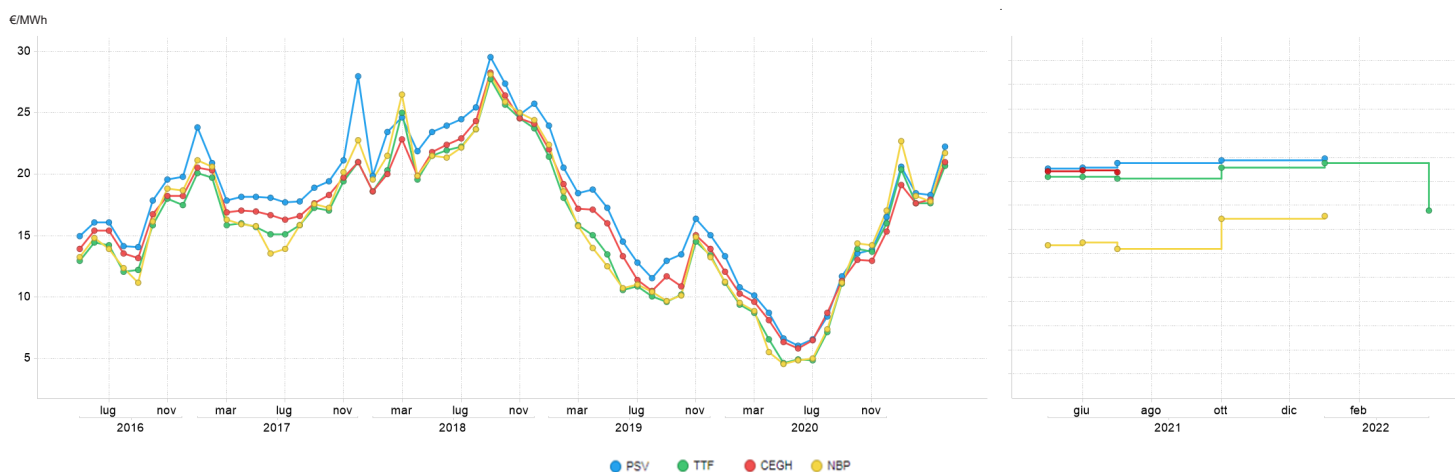
progressiva crescita dei due riferimenti, che nell'ultima sessione del mese salgono rispettivamente a 24,65 €/MWh e 23,60 €/MWh.

I mercati a termine rivedono al rialzo le stime nel breve periodo, su livelli tuttavia leggermente inferiori agli attuali e uno spread atteso PSV-TTF inferiore a 1 €/MWh.

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	22,28	22%	155%	19,13	21,08	14%	21,14	16%	21,50		19,22	5%
TTF	NL	20,69	17%	215%	18,92	20,37	17%	20,37	17%	20,19		18,47	5%
CEGH	AT	20,99	17%	159%	19,21	20,79	15%	20,93	15%	20,77			
NBP	UK	21,75	22%	295%	14,25	14,66	21%	14,92	23%	14,40			



Tassi di crescita annuale a tre cifre anche per le quotazioni delle principali borse elettriche europee (+178/+620%) che, caratterizzate da tensioni in Francia per buona parte del mese, si portano sui livelli più elevati da fine 2019.

Il Pun italiano resta il più alto (69 €/MWh, +14% su marzo), ma riduce la sua distanza dalla quotazione spagnola (65 €/MWh, +43%) e da quella francese (63 €/MWh, +26%), che si

riportano sul livello della Svizzera (64 €/MWh, +13%); seguono Germania e Austria (54/60 €/MWh, +12/+14%), infine l'area scandinava (38 €/MWh, +11%).

Riviste ovunque al rialzo le quotazioni a termine, con uno spread atteso nel breve periodo inferiore a 1 €/MWh tra Germania e Francia e in allargamento fino a quasi 13 €/MWh di luglio tra Italia e Francia.

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	69,02	14%	178%	55,67	61,83	16%	64,37	13%	70,86	13%	63,65	9%
FRANCIA	63,10	26%	369%	50,26	53,47	20%	55,12	16%	57,17	16%	57,38	3%
GERMANIA	53,61	14%	214%	47,19	52,46	14%	56,03	14%	57,66	14%	58,01	5%
AREA SCANDINAVA	37,86	11%	620%	32,15	33,54	19%	30,09	15%	27,45	15%	27,50	3%
SPAGNA	65,02	43%	268%	48,50	57,48	21%	64,45	19%	64,89	19%	55,28	11%
AUSTRIA	60,04	12%	228%									
SVIZZERA	63,63	13%	269%									

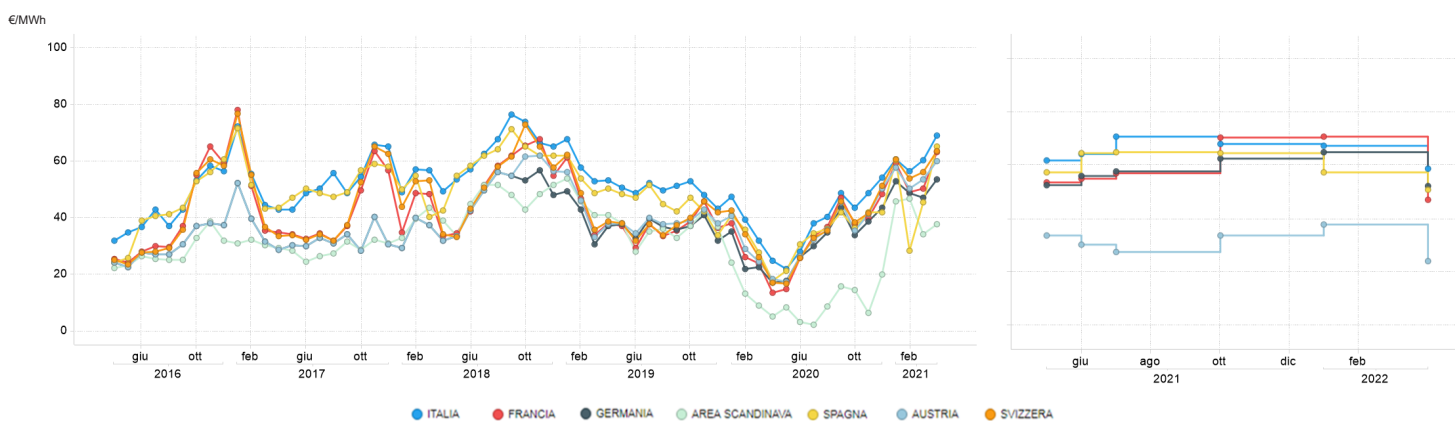
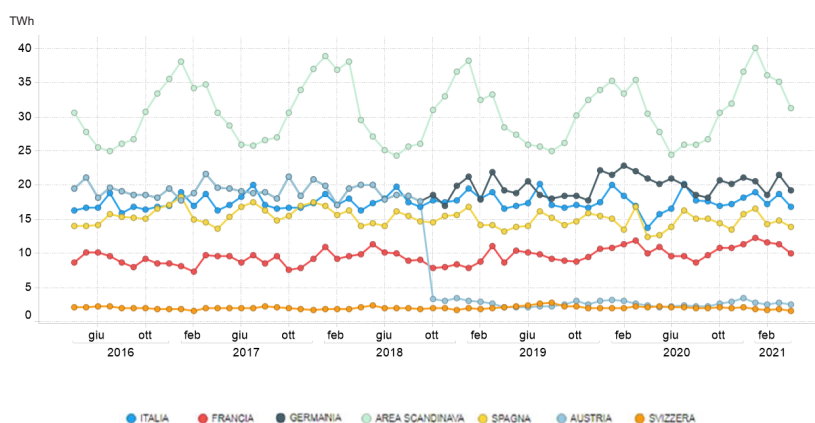


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,9	-7%	22%
FRANCIA	10,0	-9%	0%
GERMANIA	19,2	-8%	-9%
AREA SCANDINAVA	31,3	-8%	2%
SPAGNA	13,9	-3%	12%
AUSTRIA	2,5	-9%	5%
SVIZZERA	1,6	-11%	-26%



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

Ovunque in stagionale riduzione mensile i volumi scambiati sui mercati elettrici spot, mentre su base annuale in evidenza la significativa crescita in Italia (16,9 TWh, +22%)

e in Spagna (13,9 TWh, +12%), superiore a quella dell'Area Scandinava (31,3 TWh, +2%), e la consistente contrazione in Germania (19,2 TWh, -9%).

N.B.: 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.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), il prezzo medio scende a 270,16 €/tep (-20 €/tep rispetto a marzo), confermandosi superiore di circa 28 €/MWh al prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale, anch'esso in flessione (-15 €/tep). In crescita gli scambi sul mercato (+27%), con la liquidità che diminuisce al 60%, in corrispondenza di una più intensa ripresa delle contrattazioni bilaterali (+135%). Sul

mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), nella prima sessione riferita alla produzione 2021, il prezzo medio cresce a 0,30 €/MWh, ai massimi da ottobre 2019, superando le quotazioni bilaterali, in calo a 0,09 €/MWh. Modesti gli scambi sia sul mercato che sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) non sono stati registrati scambi.

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

Ad aprile la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 270,16 €/tep, in calo del 6,9% rispetto al mese precedente (-20,03 €/tep), in uno scenario caratterizzato dalla pubblicazione a fine marzo della bozza di D.M. contenente la definizione degli obblighi per gli anni 2021-2024, oltre che una loro revisione al ribasso per l'anno d'obbligo corrente. Dinamiche ribassiste anche per il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale (241,94 €/tep, -5,8%), che allarga lo spread con il corrispondente valore di mercato a 28,2 €/tep (+7,9 €/tep rispetto a marzo). La differenza tra i due principali riferimenti risulta sostanzialmente nulla (-0,2 €/tep) se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi rimane intorno al 90%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali

avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di abbinamento osservati sul mercato (265,30-275,00 €/tep) cala al 37% (-26 p.p. sul mese precedente).

I volumi negoziati su MTEE si attestano a 185,1 mila tep, in aumento rispetto a marzo (+26,6%), ma ancora in calo su base annua (-11,7%), con la liquidità che scende al 60% (-13 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in significativo aumento (72 mila tep, +135% rispetto a marzo). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 64.437.783 tep, in aumento di 307.953 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.747.552 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	270,16	-6,9%	265,30	275,00	185.149	+26,6%	50,02	+17,8%	5.009	-15,0%	2,7%	-1,3 p.p.	5	-1
Bilaterali	241,94	-5,8%	0,00	298,50	125.842	+135,4%	30,45	+121,7%						
con prezzo >1	270,32	-3,8%	100,00	298,50	112.631	+130,5%	30,45	+121,7%						
Totale	258,74	-8,0%	0,00	298,50	310.991	+55,7%	80,47	+43,2%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

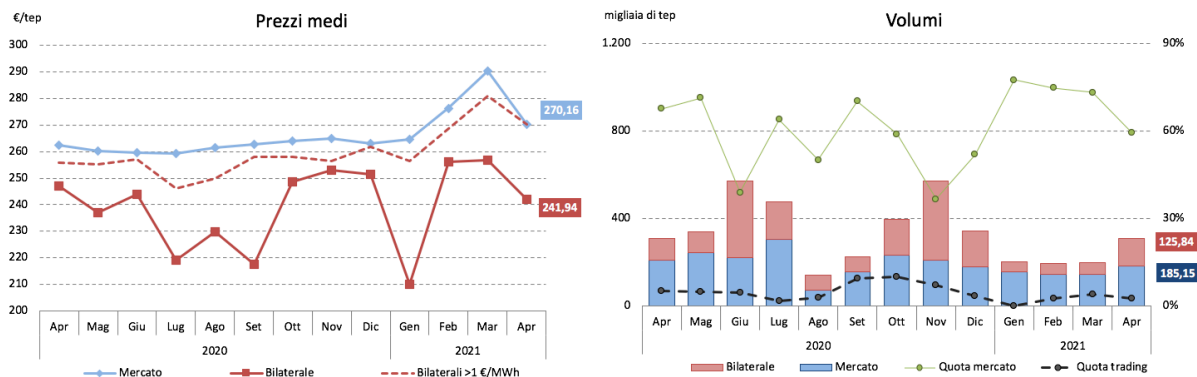


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
19	272,20	814.316	83.230	253,61	45.782	250,00	2.747.552	64.437.783	1.217.214	

*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. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.

Sintesi Anno d'obbligo Valori cumulati

2019*: Obblighi ~5,5; Titoli emessi ~4,5

2020: Obblighi ~6,5; Titoli emessi ~1,5

Legend: □ Obblighi, □ 60% Obbligo, ● Titoli emessi, ● Titoli disponibili (netto GSE)

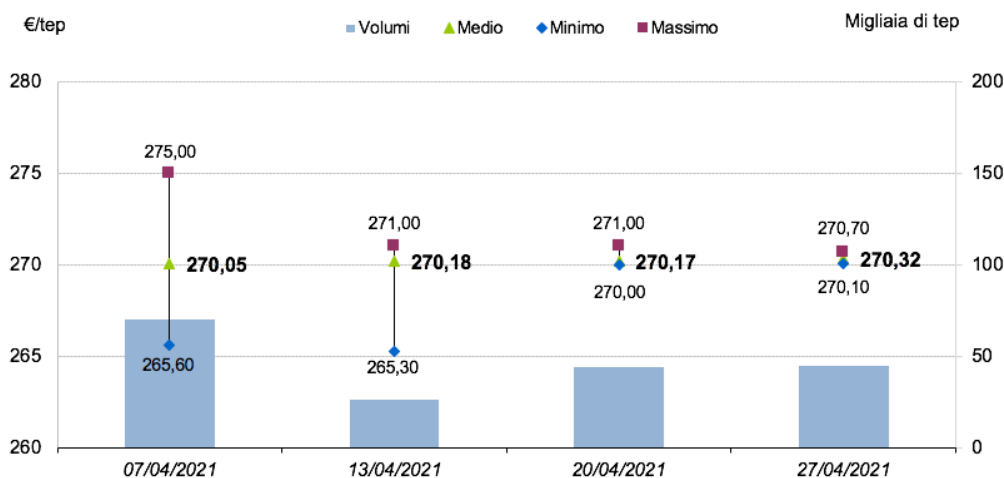
*valori cumulati al 30/11/2020

L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie stabili poco sopra i 270 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di sessione che passa dai 9,40 €/tep della sessione del 7 aprile ai 60 c€/tep della sessione

del 27 aprile. Seppur modesti, i volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un incremento a 46,3 mila tep, con un picco a 70,2 mila tep nella prima seduta del mese.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel primo mese di contrattazione delle garanzie di origine riferite alla produzione del 2021, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, cresce a 0,30 €/MWh (più che raddoppiato rispetto a marzo), ai massimi da ottobre 2019. Scende invece il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,09 €/MWh, -86%), invertendo dopo oltre un anno il differenziale con il riferimento di mercato (0,21 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie in crescita a 0,30 €/MWh

per tutte le categorie, a differenza di quanto osservato sulla PBGO, in cui i prezzi risultano in significativo calo: Altro (0,10 €/MWh; -79%) e Idroelettrico (0,04 €/MWh; -93%). I volumi scambiati sul mercato si attestano a 41,1 mila MWh (-81% rispetto al mese precedente), con la liquidità che cresce al 48%, in corrispondenza di modesti volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (45,4 mila MWh, -99% rispetto ai livelli tipicamente molto elevati del mese di marzo).

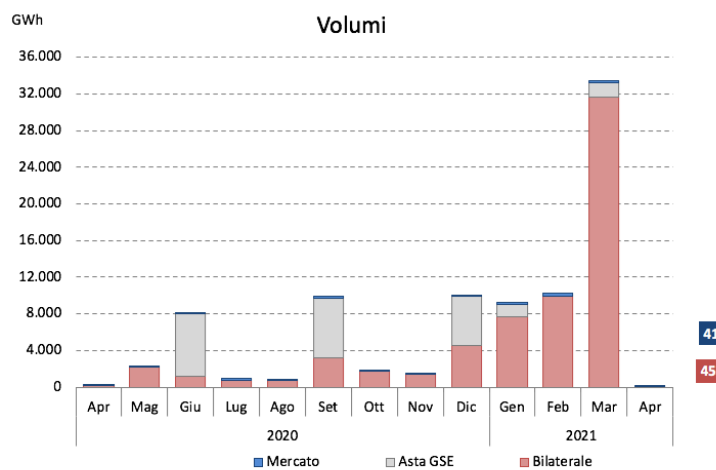
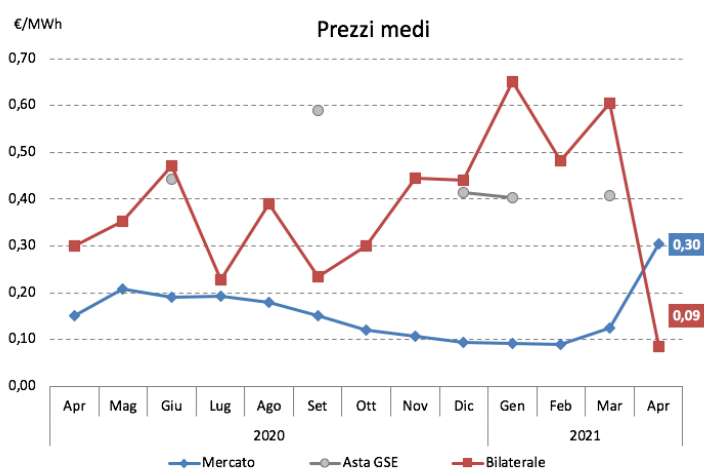
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,30	+145,5%	0,30	0,32	41.103	-81,1%	12.480	-53,6%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,09	-85,9%	0,00	0,20	45.381	-99,9%	3.874	-100,0%
	0,11	-82,7%	0,10	0,20	34.911	-99,9%	3.874	-100,0%
Totale	0,19	-68,5%	0,00	0,32	86.484	-99,7%	16.354	-99,9%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

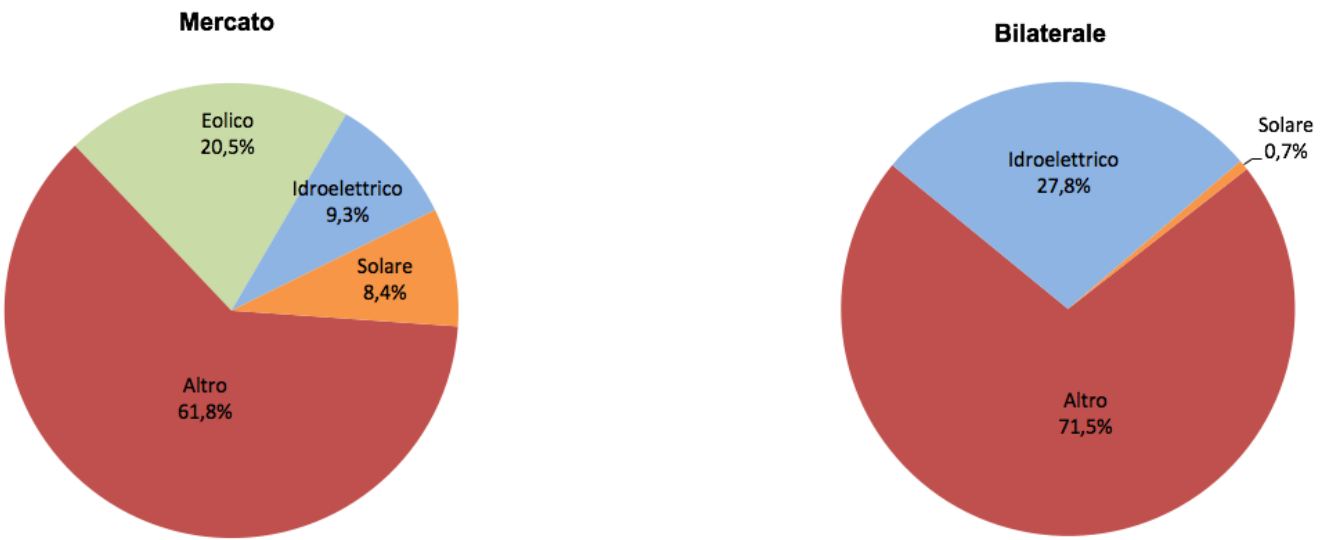


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra, nel primo

mese di contrattazione, la predominanza della tipologia Altro sia sul mercato (62%) che nella contrattazione bilaterale (71,5%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



POVERTÀ ENERGETICA, STIAMO FACENDO ABBASTANZA?

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

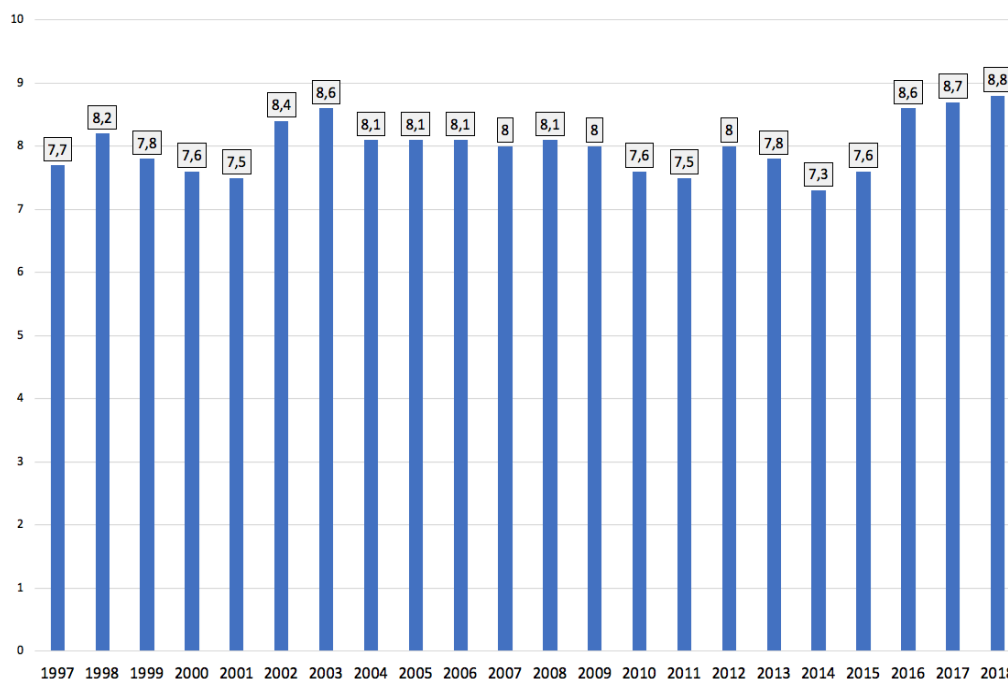
(continua dalla prima)

In questa sede prendiamo come riferimento per verificare lo stato di PE in Italia l'indicatore proposto dai ricercatori OIPE Ivan Faiella e Luciano Lavecchia che si basa sul principio del Low Income High Costs (LIHC). Questo parametro, basato

sulla spesa energetica e corretto per includere anche le famiglie economicamente vulnerabili con spesa per riscaldamento nulla, pur non essendo la misura ufficiale della PE codificata da Istat, è stato adottato dal governo italiano a partire dal 2017⁶.

Quota % di famiglie in povertà energetica in Italia (indicatore LIHC), 1997-2018

Fonte: OIPE 2020



Sulla base dell'indicatore LIHC, la quota di famiglie in povertà energetica in Italia nel 2018 si è attestata sui 2,3 milioni di famiglie, pari all'8,8% del totale, il dato più alto degli ultimi venti anni. In particolare, a partire dal 2014 si evidenzia il costante aumento delle famiglie in PE che passano dal 7,3% (minimo storico) per balzare sistematicamente sopra l'8,5% dal 2016 in poi. Il Sud risulta l'area del paese più colpita dal fenomeno, arrivando a superare in talune zone il 25%⁷.

Alla base di questo indicatore vi è il dato altrettanto interessante della spesa energetica delle famiglie italiane. Se consideriamo il dato complessivo che comprende anche il carburante nei trasporti privati, si evidenzia come una famiglia media italiana spenda circa il 10% del suo budget totale in energia, con un'incidenza che oscilla tra il 14% per le famiglie meno abbienti e il 7% per quelle benestanti⁸. La bolletta energetica (energia elettrica e riscaldamento) incide per la metà della spesa energetica totale. Nel caso della sola energia elettrica, vettore principale della transizione energetica, l'incidenza della spesa oscilla in un range tra l'1% per le famiglie più abbienti

e il 5% per quelle meno abbienti, con un valore medio pari a 2%. Risulta chiaro, quindi, che i prezzi energetici giocano in maniera regressiva: pesando di più su chi ha meno.

Occorre, infatti, ricordare che le bollette in Italia sono mediamente più costose di quelle degli altri paesi europei. Questo è da ascrivere non solo al mix energetico nazionale e ai prezzi delle quotazioni delle materie prime di riferimento ma anche all'accresciuta rilevanza delle componenti para tariffarie e fiscali. Nel 2019, il prezzo finale dell'energia elettrica nazionale dei consumatori domestici (23,2 eurocents/kWh) è stato il sesto più elevato in UE, quarto nel caso del gas (8,5 eurocents/kWh)⁹. A pesare sulla bolletta gli oneri di sistema che sono triplicati rispetto ad un decennio fa, passando dai 5 miliardi di euro nel 2010 ai 15 attuali¹⁰.

Nel 2019, questa voce di spesa ha pesato per quasi un quarto del totale della bolletta elettrica¹¹.

Per ridurre l'impatto, è in corso da tempo un dibattito sulla possibilità di spostare parte degli oneri di sistema sulla fiscalità generale¹².

(continua)

Policy di contrasto alla PE

In Italia, le misure di contrasto alla PE arrivano prima della misurazione del fenomeno stesso. Di fatto, sono anni ormai che nel nostro paese sono state attivate alcune misure volte a mitigare situazioni di deprivazione. In particolare, le politiche nazionali per contrastare la povertà energetica prendono la forma di bonus per la copertura parziale della spesa energetica e di agevolazioni fiscali, tra cui l'Ecobonus per la riqualificazione energetica degli edifici¹³.

L'Ecobonus è la detrazione fiscale introdotta a partire dal 2007 e riconosciuta a chi sostiene spese per interventi di riqualificazione energetica degli edifici. È chiaro che un miglioramento in termini di riqualificazione urbana degli edifici, specie quelli che rientrano nell'edilizia popolare, può fare la differenza nella riduzione della spesa energetica di riscaldamento e raffrescamento, incidendo quindi positivamente sulla condizione di PE delle famiglie più esposte. Tuttavia, questa agevolazione non è stata inizialmente istituita per finalità di PE – come evidenziato dalle difficoltà di accesso per coloro che non dispongono di un reddito capiente né per coloro non in grado di anticipare le spese di investimento per l'efficientamento – e solo di recente sono state apportate delle modifiche sostanziali per rendere accessibile questo strumento alle famiglie in PE¹⁴.

In particolare, è stata introdotta la facoltà di cessione del credito per gli incapienti e agli Istituti autonomi per le case popolari e social housing, nonché la facoltà di ricevere, in alternativa alla cessione del credito, un contributo sottoforma di sconto direttamente applicato in fattura sul corrispettivo spettante al fornitore. Tali modifiche sono abbastanza recenti ma sarebbe interessante misurarne l'impatto valutando quanti interventi di

efficienza energetica sono stati avviati per le case popolari in cui risiedono le famiglie maggiormente disagiate. L'erogazione del bonus elettrico e del bonus gas intervengono invece direttamente sulla bolletta, con uno sconto per assicurare un risparmio sulla spesa alle famiglie in condizione di disagio economico e/o fisico e alle famiglie numerose.

Per l'accesso a queste agevolazioni, viene utilizzato l'ISEE il cui valore deve risultare entro la soglia massima prevista ad oggi pari a 8.265 euro che sale a 20.000 euro per le famiglie numerose.

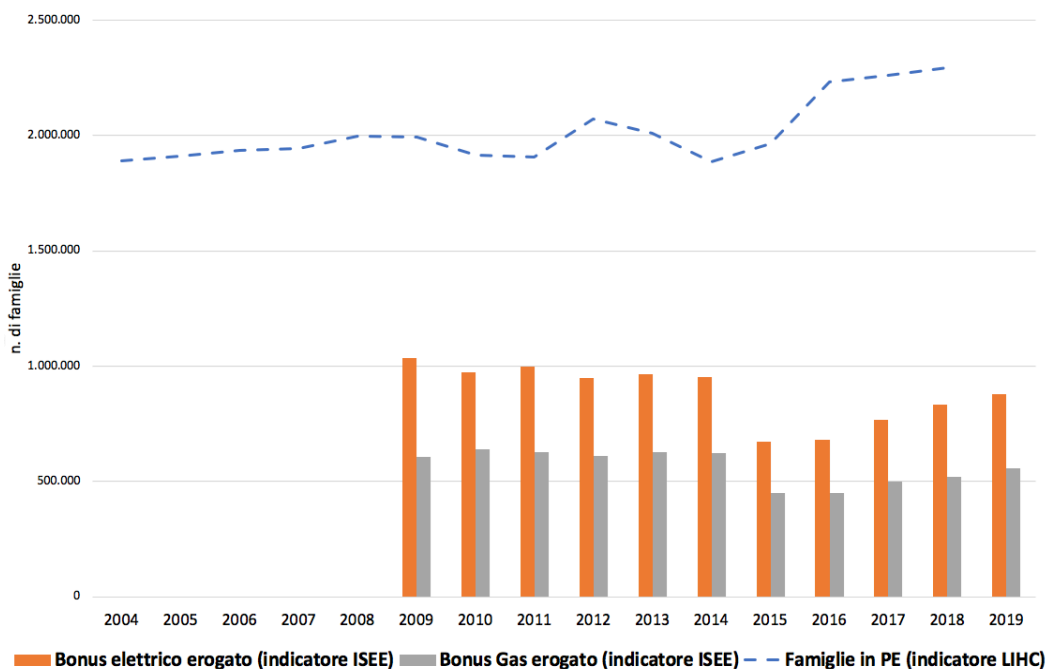
Pur essendovi un'ampia sovrapposizione fra le due tipologie di famiglie agevolate, permane un certo scarto a favore del bonus elettrico a causa della presenza di aree non metanizzate in cui il bonus gas non può essere richiesto.

Da qui, emerge una prima criticità di questo strumento, ovvero l'esclusione dall'agevolazione di tutti quei soggetti che non sono connessi alla rete del metano (es: Sardegna), che utilizzano mezzi alternativi per scaldarsi (es: bombole), così come tutti coloro che non hanno un impianto di riscaldamento (es: famiglie che non possono permettersi l'investimento).

Il sistema di selezione delle famiglie destinatarie del bonus, basato sull'indicatore ISEE, è altresì oggetto di critiche da parte degli studiosi, dato che non sembra cogliere adeguatamente la popolazione in PE, escludendo sistematicamente tutte le famiglie economicamente vulnerabili con spesa per riscaldamento nulla. Non sembra, infatti, esservi una sostanziale sovrapposibilità nella platea di famiglie che risponde ai criteri dell'indicatore ISEE con quella che rientra nell'indicatore LIHC, pur essendo quest'ultimo preso a riferimento come parametro di PE dal governo¹⁵.

I bonus sociali e la situazione della PE in Italia

Fonte: elaborazioni su fonti OIPE e ARERA



(continua)

Altro problema affrontato da ARERA nel suo rapporto sullo stato di attuazione dei bonus sociali è il rapporto ancora basso tra i nuclei familiari potenzialmente destinatari¹⁶ e quelli effettivamente agevolati. Nel 2019 sono stati erogati 1.428.791 bonus nei settori energetici, in aumento rispetto all'anno precedente, confermando la ripresa rilevata nel 2017, dopo la flessione verificatasi dal 2015 come effetto della riforma del calcolo dell'indicatore ISEE. Tuttavia, solo un terzo circa degli aventi diritto richiede di usufruirne, evidenza del permanere ancora di ostacoli burocratici e informativi che devono essere in qualche modo eliminati. A questo tenta di rispondere l'ultimo decreto fiscale che introduce una serie di modifiche al sistema di agevolazione; in particolare, a partire dal primo gennaio 2021, il riconoscimento del bonus sociale avverrà in maniera automatica con uno sconto diretto in bolletta senza la necessità di farne domanda. L'obiettivo, dunque, è superare con l'automatismo il gap tra potenziali beneficiari e i percettori effettivi. Con un impatto notevole, c'è da dire, sul costo di questa misura che attualmente ammonta a circa 214 milioni di euro ma che salirà necessariamente da quest'anno, per via del combinato effetto dell'automatismo con l'aumento della soglia

ISEE del 2015 e l'aumento del valore unitario del bonus deciso nel 2016.

La protezione dei consumatori al tempo del COVID

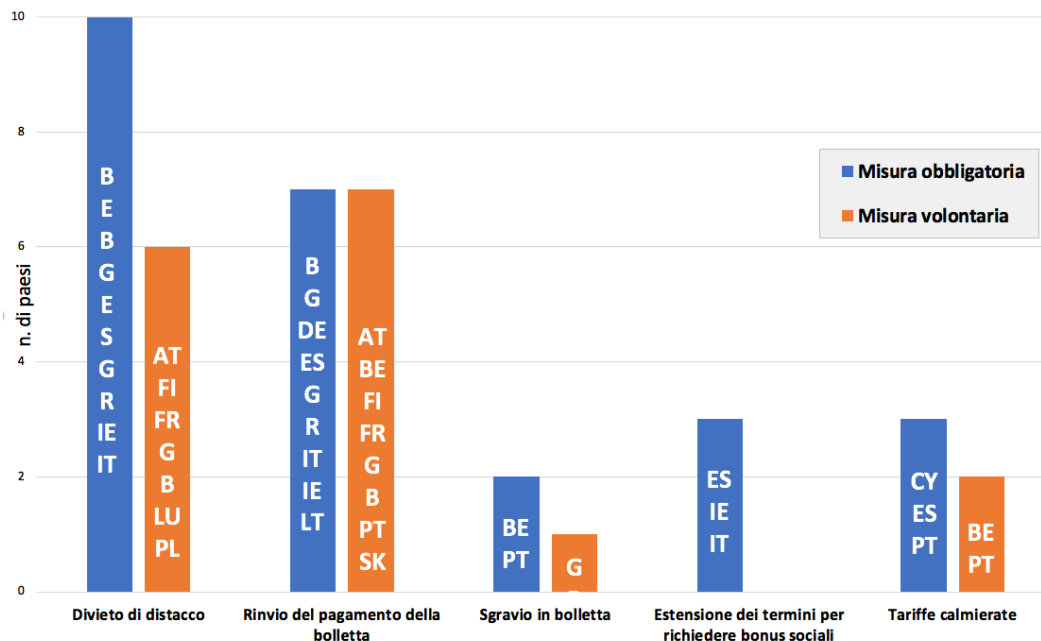
In tempo di pandemia, è facile ritenere che la povertà energetica stia interessando un numero sempre più elevato di famiglie italiane. Già prima della crisi del COVID-19, il tasso del rischio di povertà o esclusione sociale misurato da Eurostat indicava l'Italia come il quarto paese nella classifica degli stati membri (27% vs 21% media UE).

Con la crisi pandemica tuttora in corso, questa condizione non può che essere peggiorata inducendo i vari attori in gioco a valutare nuove misure in grado di rafforzare le policy di contrasto alla PE fin qui implementate.

Le risposte sono state diverse, alcune con carattere di obbligatorietà, altre su base volontaria. L'intervento più utilizzato è stato il divieto di distacco per morosità, spesso accompagnato da un rinvio del pagamento delle bollette. Ci sono paesi che hanno previsto anche delle moratorie per il pagamento delle bollette nelle famiglie vulnerabili o piani di pagamento flessibile per affrontare i problemi di liquidità.

Misure di protezione dei consumatori domestici durante il COVID-19

Fonte: ACER/CEER 2020



In Italia, è stata garantita a tutti la continuazione della fornitura di energia e sono state adottate misure specifiche volte a supportare i consumatori con difficoltà nel pagamento della bolletta energetica. Tra queste, ci sono: la costituzione di un

fondo con l'obiettivo di fornire rapidamente risorse finanziarie per gli interventi regolamentari necessari; l'estensione di un termine di 60 giorni per la richiesta dei bonus sociali per le famiglie a basso reddito; il posticipo dei pagamenti delle

bollette per i consumatori residenti negli 11 comuni della prima Zona rossa in Lombardia e Veneto.

Sono, tuttavia, misure temporanee rispetto a un problema destinato ad acuirsi anche a seguito dell'aumento dei costi addebitabili alla transizione energetica. Analizzarne le implicazioni sociali è oltremodo necessario. Occorrono politiche di lungo respiro che puntino a un miglioramento strutturale della condizione delle famiglie più a rischio. Inoltre, in un contesto di lotta ai cambiamenti climatici, in cui si impone l'urgenza di interventi di decarbonizzazione dell'economia,

è importante predisporre strumenti di compensazione per le famiglie più vulnerabili¹⁷.

In definitiva, l'urgenza e la rilevanza del contrasto alla PE impongono una presa di coscienza collettiva del fenomeno anche in vista di una accelerazione della transizione energetica. La decarbonizzazione, d'altra parte, ha un costo che non può essere riversato totalmente sulle famiglie, specie su quelle più vulnerabili. Cogliere questa sfida è fondamentale per poter implementare misure in grado di incidere sulla riduzione delle emissioni, senza esacerbare vecchie e nuove povertà.

¹ La corretta climatizzazione è un'altra importante condizione per contrastare le ondate di calore nei paesi maggiormente esposti e che, in un contesto di aumento del riscaldamento globale, acquista sempre più rilevanza. Nell'estate del 2003, si stima che temperature abbondantemente sopra la media abbiano causato il decesso di circa 80.000 individui in Europa, un quarto solo in Italia.

² Sebbene il Terzo pacchetto energia richieda agli stati membri la tutela dei clienti vulnerabili, la loro definizione non è stata condivisa ed è lasciata a ciascuno Stato membro. Cfr. Faiella I., Lavecchia L., La povertà energetica in Italia, in *Politica Economica / Journal Of Economic Policy* vol. XXXI, 2015; Amenta C., Lavecchia L., La povertà energetica delle famiglie italiane, in *Rivista "Energia"* 2.2017.

³ In questa sede, si tralascia di approfondire il dibattito sull'efficacia del paniere di indicatori utilizzati in sede europea sulla PE, per il quale rimandiamo al rapporto OIPE 2020.

⁴ Questo è l'approccio adottato nel Regno Unito per la stima della fuel poverty: per ogni abitazione viene valutata la quantità di gas necessaria a mantenere una temperatura di 21 °C per la stanza principale e di 18°C per le altre stanze, quantità poi valorizzata con i prezzi di mercato per i consumatori domestici. Faiella I., Lavecchia L., 2015.

⁵ Faiella I., Lavecchia L., 2015.

⁶ Per il computo dell'indicatore LICH, viene utilizzata la spesa energetica intesa come somma degli acquisti per l'energia elettrica e delle spese per riscaldamento. Sono esclusi i carburanti per il trasporto privato.

⁷ Rapporto OIPE 2020.

⁸ Faiella I., Lavecchia L., Households' energy demand and the effects of carbon pricing in Italy, in *Questioni di Economia e Finanza* n.614 della Banca d'Italia, Aprile 2021.

⁹ Per l'energia elettrica hanno fatto peggio di noi solo Germania, Danimarca, Belgio, Irlanda e Spagna. Per il gas, solo Svezia, Olanda e Spagna. ACER/CEER, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019*, Ottobre 2020.

¹⁰ Centro studi IRCAF, *Presentazione al Convegno nazionale bolletta elettrica & gas*, 21 aprile 2021.

¹¹ Oltre i due terzi degli oneri di sistema sono destinati a incentivi per le rinnovabili.

¹² Ciò porterebbe a un risparmio del 7% sul costo della bolletta, con un aggravio fiscale di 2,9 miliardi di euro che potrebbe essere parzialmente coperto dalle aste dei permessi di emissione di CO2. Vedi *Bollette, oneri sulla fiscalità o sulle aste CO2?* Staffetta Quotidiana, 21 aprile 2021.

¹³ Tra le misure che intervengono sulla bolletta, ci sono anche le tariffe sociali che limitano il livello dei prezzi. Tuttavia, i bonus sono preferibili in quanto una riduzione dei prezzi può portare il consumatore a un utilizzo eccessivo di energia. Faiella I., Lavecchia L., 2015. pp. 58-60.

¹⁴ Introdotta con la Legge finanziaria del 2007, la detrazione è stata confermata anche nei successivi anni, con modifiche sul tipo di interventi ammessi e sull'ammontare della percentuale della detrazione. Supino S., Voltaggio B., *Politiche e strategie per combattere la povertà energetica: lineamenti e criticità*, in *Rivista "Energia"* n. 3.2019.

¹⁵ A parità di reddito, ci possono essere situazioni molto diverse tra di loro. Fattori come la condizione della casa, spese elevate, possono incidere sullo stato di PE di una famiglia. Vedi sul tema Faiella I., Lavecchia L., 2015.

¹⁶ Per "potenziali destinatari" si intendono qui i nuclei familiari che hanno presentato ad INPS una domanda per il calcolo dell'ISEE e che, secondo i dati resi disponibili da INPS, si collocano entro la soglia ISEE utile per l'accesso al bonus elettrico e/o gas. In base ai dati sulla distribuzione dell'ISEE riportati nel rapporto "Il nuovo ISEE Rapporto di monitoraggio 2017" del Ministero del lavoro e delle politiche sociali, le famiglie con un ISEE compreso tra 7.500 € e 9.000 € sono rispettivamente tra i 2,3 e 2,6 milioni. Vedi ARERA, *Il bonus sociale elettrico e gas: stato di attuazione nell'anno 2019*, 4 agosto 2020.

¹⁷ Di interesse particolare è il dibattito in corso sui potenziali effetti redistributivi dell'introduzione di una carbon tax per il quale si rimanda al rapporto OIPE 2020 e all'articolo sull'ultimo numero di *Rivista "Energia"* 1.2021 in riferimento a questo tema.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Consultazione ACER | “Public consultation on reasoned amendments to the Capacity Allocation and Congestion Management Regulation (CACM 2.0)” | del 15 aprile 2021 | Download

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2021_E_03.aspx

Nell'ambito del processo di revisione del Regolamento (UE) 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM), l'Agenzia europea per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER) ha avviato, il 15 aprile u.s., una consultazione pubblica concernente le proposte di modifica al Regolamento CACM (nel seguito: CACM 2.0), con l'obiettivo di raccogliere osservazioni degli stakeholders, ai fini della redazione delle proprie raccomandazioni alla Commissione Europea.

In particolare, le proposte di revisione del Regolamento CACM riguardano, inter alia, i seguenti ambiti:

- la Governance per la funzione di Market Coupling Operation (MCO);
- la gestione del Single day-ahead and intraday coupling (SDAC/SIDC) e la definizione delle relative Terms and Conditions or Methodologies (TMCs);
- la gestione dei costi, nonché delle procedure di raccolta e distribuzione delle rendite da congestione;
- le procedure per il calcolo delle capacità;
- le Remedial Actions;
- la revisione delle Bidding Zones.

Per l'invio di osservazioni, da effettuarsi entro il termine del 10 giugno 2021, i soggetti interessati potranno utilizzare il form dedicato, disponibile sul sito di ACER.

A completamento, si segnala che ACER, nella data del 10 maggio u.s., ha organizzato due seminari in modalità webinar, con lo scopo di illustrare le proposte di modifica al Regolamento CACM e di dare assistenza agli stakeholders nell'invio delle proprie osservazioni.

Comunicato GME | “Integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling europeo - Cronoprogramma delle prove in bianco” | del 22 aprile 2021 | Download

<https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=461>

Con il comunicato in oggetto il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), con riferimento all'avvio operativo del Single Intra-Day Coupling europeo (SIDC) nell'ambito del mercato

elettrico nazionale, ha reso noto agli operatori il cronoprogramma delle sessioni di prove in bianco che coinvolgeranno, oltre al GME e TERNA, anche gli Utenti del Dispacciamento ed i soggetti partecipanti al progetto europeo SIDC¹.

Tali sessioni di prova si svolgeranno secondo diverse scadenze settimanali - a partire dal mese di maggio p.v. e fino al mese di settembre p.v.² - ed avranno ad oggetto il funzionamento:

- del Local Trading System (LTS) e della Piattaforma di Nomina (PN) del GME;
- della piattaforma IPEX, sulla quale saranno eseguite le Complementary Regional Intraday Auctions (CRIDA);
- della Piattaforma “Gestione Dati Riservati” (GDR) di TERNA.

A tal fine, il GME e TERNA comunicheranno agli operatori, con congruo anticipo rispetto all'inizio delle specifiche settimane di prova, le informazioni relative agli orari di esecuzione delle prove stesse.

AMBIENTALI

Circolare ministeriale del 31 marzo 2021 n. 9884 “Aggiornamento delle scadenze per la gestione dell’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014: Anno 2021” | pubblicata il 31 marzo 2021 | Download

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/fonti-rinnovabili-e-georisorse/biocarburanti?dataInizio=2020-08-01%2000:00:00&dataFine=2020-08-31%2023:59:59>

Con Circolare ministeriale del 31 marzo 2021 n. 9884, recante “Aggiornamento delle scadenze per la gestione dell’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014: Anno 2021”, il Ministero della Transizione Ecologica (MITE) ha posticipato, al mese di novembre 2021, la finestra temporale per la verifica dell’assolvimento degli obblighi di immissione in consumo di biocarburanti - di cui all’articolo 7, comma 7.2, del Decreto ministeriale 10 ottobre 2014 - in considerazione delle difficoltà operative legate alla permanenza della situazione di emergenza COVID 19³.

A tal proposito, il Ministero ha precisato che, ai fini dell’assolvimento degli obblighi per l’anno 2021, tutte le eventuali transazioni di Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (CIC) dovranno essere registrate, all’interno del Portale informatico del GSE (c.d. Portale BIOCAR), entro e non oltre il 31 ottobre p.v..

Comunicato GSE del 26 aprile 2021 “Biocarburanti, pubblicata la nuova procedura di gestione dei conti proprietà dei CIC” | pubblicato il 26 aprile 2021 | Download <https://www.gse.it>

Novità normative di settore

Con apposito comunicato, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (nel seguito: GSE) ha reso noto di aver pubblicato, sul proprio sito internet, la versione aggiornata della “Procedura di gestione dei conti proprietà dei CIC” (nel seguito: Procedura), modificata al fine di chiarire ulteriormente taluni concetti ivi contenuti - quali “decadenza” e “scadenza” dei CIC - a beneficio degli operatori.

Giova ricordare che tale Procedura descrive le modalità di funzionamento dei conti proprietà degli operatori - e di gestione dei CIC in loro possesso - nell’ambito del Portale BIOCAR, di cui all’articolo 6, comma 6.1, del Decreto ministeriale 10 ottobre 2014.

ENERGETICO/AMBIENTALE

Legge 22 aprile 2021, n. 55 | “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22⁴, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri.” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 102 del 29 aprile 2021 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it>

Si segnala che la Camera dei Deputati ed il Senato della

Repubblica hanno approvato la Legge 22 aprile 2021, n. 55, pubblicata in Gazzetta Ufficiale in data 29 aprile u.s., con la quale è convertito in legge, con modificazioni, il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22⁴, recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri.

Con specifico riferimento al settore energetico ed ambientale, si segnala che il decreto-legge, come convertito in legge, ha previsto la costituzione:

- del Ministero della transizione ecologica (MITE), il quale ha assunto tutte le competenze del precedente Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (ex MATTM), nonché quelle in materia di politica energetica e concorrenza e regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici, in precedenza esercitate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE);

- presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE) - con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione - nonché del Comitato Interministeriale per la Transizione Digitale (CITD).

¹ Al riguardo, giova ricordare che le precedenti prove in bianco - organizzate dal GME dal 10 al 19 marzo 2021 – hanno avuto ad oggetto unicamente il funzionamento delle piattaforme del GME, senza coinvolgere gli ulteriori partecipanti al progetto SIDC (cfr. Newsletter 147 aprile 2021).

² L’elenco delle settimane interessate con il dettaglio dei soggetti coinvolti è disponibile nel comunicato in oggetto.

³ A tal riguardo, giova ricordare che la presente Circolare fa seguito ad una precedente comunicazione del Ministero (Circolare n. 30422 del 17 dicembre 2020) con la quale era già stata posticipata, per il 2021, la scadenza per l’invio delle autodichiarazioni dei quantitativi di biocarburante immessi in consumo dagli operatori nell’anno precedente - di cui all’articolo 4, comma 4.1, del D.M. 10 ottobre 2014 - a seguito delle quali vengono emessi, dal GSE, i relativi CIC.

⁴ cfr. Newsletter 146 marzo 2021

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.