

APPROFONDIMENTI

IL FUTURO DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE

 Di *Claudia Checchi (REF-E)*

La definizione di comunità energetica, nella sua accezione più ampia, comprende qualsiasi forma di aggregazione e condivisione delle responsabilità, nonché dei benefici, che si possono ottenere dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica.

La forma di aggregazione può spaziare dal comitato a forme giuridicamente riconosciute, gli stakeholders coinvolti possono essere vari (cittadini, imprese, utilities, comunità locali, associazioni, finanziatori), le fasi condivise più o meno ampie (progettazione, realizzazione, operatività, vendita, consumo).

La nuova direttiva sul disegno del mercato elettrico (944/2019), che ha tra gli obiettivi principali quello di definire un disegno di mercato adeguato per favorire la crescita delle fonti rinnovabili e la loro integrazione nei meccanismi competitivi, nell'individuare le comunità energetiche come un modo economicamente efficiente di rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini riguardo alle fonti energetiche, ai servizi e alla partecipazione locale, ne propone una definizione più circostanziata.

Il riferimento è a comunità energetiche di cittadini (CEC)¹, che siano soggetti giuridici formalmente riconosciuti, effettivamente indipendenti, e caratterizzati da vocazione sociale, ossia finalizzati a promuovere la ripartizione dei benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari a beneficio di soggetti esterni alla comunità e che possono coinvolgere la generazione, la distribuzione, la fornitura, il consumo, l'aggregazione, lo stoccaggio

dell'energia, i servizi di efficienza energetica, o i servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai membri o soci. Compito degli stati Membri, nell'attuazione delle Direttiva (prevista per il 2020) sarà quello di garantire alle CEC un quadro di sostegno, un trattamento equo, condizioni di parità nonché un elenco ben definito di diritti e obblighi. Le CEC dovrebbero poter partecipare a tutti i mercati, come consumatori attivi (o prosumers), essendo anche responsabili degli sbilanciamenti.

Nonostante la definizione della Direttiva restringa il campo di applicazione, la casistica delle CEC rimane comunque molto ampia: dalla produzione di energia elettrica a livello condominiale alla realizzazione di sistemi più complessi di gestione energetica di quartiere che possono arrivare a garantire l'autosufficienza a livello locale.

L'evoluzione tecnologica potrà anche offrire nuove soluzioni, oggi solo potenzialmente immaginabili, ad esempio basate sull'impegno della microgenerazione rinnovabile.

Le CEC sono considerate da alcuni un nuovo possibile paradigma di mercato, un'evoluzione in grado di scardinare le modalità tradizionali di organizzazione del sistema energetico. In particolare, il contributo delle CEC potrebbe essere quello di promuovere l'accettabilità degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, attraverso una maggiore inclusione della cittadinanza nonché una maggiore condivisione dei benefici ambientali e economici. L'accettabilità sociale rimane in molti casi infatti uno dei maggiori ostacoli allo sviluppo degli impianti rinnovabili.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2019

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Il futuro delle comunità energetiche

 Di *Claudia Checchi (Ref-E)*
NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad ottobre il Pun, pari a 52,82 €/MWh, registra ancora una modesta crescita mensile e una decisa riduzione sul 2018 (rispettivamente +3,2% e -28,6%). Ai massimi degli ultimi otto anni per il mese di ottobre i volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,7 TWh, +0,4% sul 2018); restano in calo annuale, invece, quelli transitati in borsa, con la liquidità del mercato (69,1%) superiore negli ultimi due anni solo al valore rilevato a settembre scorso. A livello zonale i prezzi restano sostanzialmente

allineati sulla penisola ed in Sardegna (51/52 €/MWh), mentre cresce la distanza con la Sicilia (66,70 €/MWh) in cui si osserva un più intenso aumento mensile e un più debole calo annuale.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, rivisti al ribasso i prezzi per gli ultimi mesi del 2019, con il baseload relativo a Novembre 2019 che chiude a 57,75 €/MWh (-8%). Ancora in calo annuale, infine, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il Pun, pari a 52,82 €/MWh, prosegue ad ottobre la debole risalita mensile (+1,64 €/MWh, +3,2%), connessa alla lieve ripresa dei prezzi del gas e alla notevole riduzione dell'offerta più competitiva i cui effetti più che compensano gli impulsi ribassisti indotti dalla riduzione degli acquisti e dal maggiore import dalla frontiera svizzera.

Come nei mesi precedenti, invece, l'opposta e più intensa

dinamica annuale (-21,11 €/MWh, -28,6%) risulta in linea con la perdurante riduzione dei costi del gas, che al PSV risultano ancora più che dimezzati rispetto ad un anno fa.

L'analisi per gruppi di ore mostra analoghe riduzione annuali dei prezzi, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,16 (massimo da marzo 2018, +0,04) (Grafico 1 e Tabella 1).

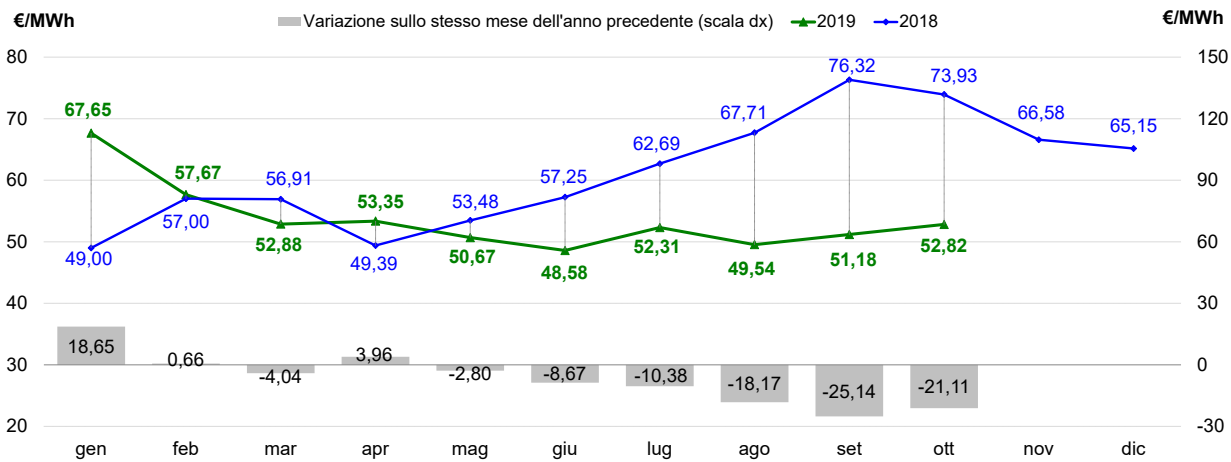
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	52,82	73,93	-21,11	-28,6%	22.905	-3,7%	33.156	+0,4%	69,1%	72,0%
<i>Picco</i>	61,24	82,07	-20,84	-25,4%	27.402	-2,0%	39.822	+0,9%	68,8%	70,8%
<i>Fuori picco</i>	47,87	69,15	-21,28	-30,8%	20.259	-5,0%	29.233	+0,1%	69,3%	73,0%
<i>Minimo orario</i>	29,99	36,33			14.426		21.427		61,0%	64,0%
<i>Massimo orario</i>	99,61	120,00			29.523		42.844		79,8%	82,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

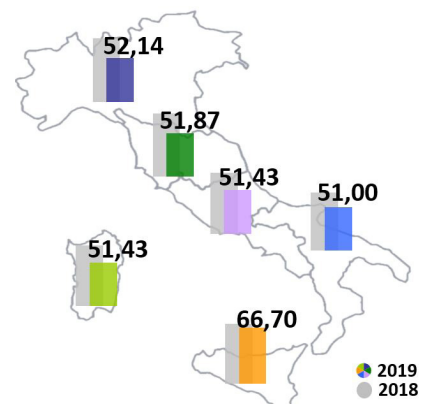
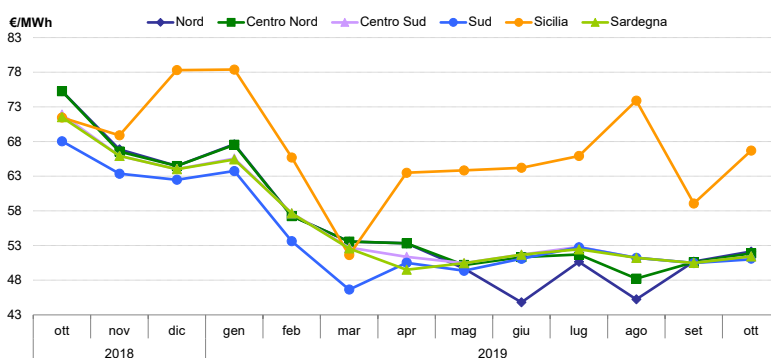


Analogamente a livello zonale, come nei mesi precedenti, le dinamiche del gas e il deciso aumento dell'offerta più competitiva a ciclo combinato (+4.500 MWh circa) favoriscono ancora la netta riduzione annuale dei prezzi di vendita nelle zone peninsulari e in Sardegna che restano allineati a 51/52 €/MWh (-17/-23 €/MWh); mentre su base mensile l'opposta dinamica dell'offerta di base, sia termica che rinnovabile, sebbene in un contesto di generale riduzione degli acquisti e di maggior import, spinge la

moderata risalita dei prezzi (+0,5/+1,5 €/MWh). Quanto al prezzo siciliano, pari a 66,70 €/MWh, la più ampia crescita mensile e la minore flessione annuale (+8/-5 €/MWh) riflettono soprattutto la ridotta capacità di importare energia dal continente, registrata nel corso del mese in corrispondenza di limitazioni alla capacità del transito dal polo di Rossano. In tale contesto sull'isola si registrano prezzi superiori ai 100 €/MWh nel 15% delle ore (+8% su settembre e +13% sul 2018) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Ancora in debole crescita, la quarta consecutiva, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, che si porta ai massimi dal 2012 per il mese di ottobre, pari a 24,7 TWh (+0,4% sul 2018). Si confermano invece in riduzione, da agosto, i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,1 TWh (-3,7%), mentre prosegue ininterrotta da giugno la

crescita delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 7,6 TWh (+11,0%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, la liquidità del mercato, pari al 69,1%, in lieve risalita rispetto al minimo di settembre (+1,0 p. p.), registra ancora una riduzione annuale (-2,9 p.p.) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.064.374	-3,7%	69,1%
Operatori	10.847.400	-6,2%	43,9%
GSE	2.107.044	-4,4%	8,5%
Zone estere	4.109.929	+3,9%	16,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.636.524	+11,0%	30,9%
Zone estere	256.344	-13,7%	1,0%
Zone nazionali	7.380.180	+12,2%	29,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.700.898	+0,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.536.825	-1,4%	
OFFERTA TOTALE	40.237.723	-0,3%	

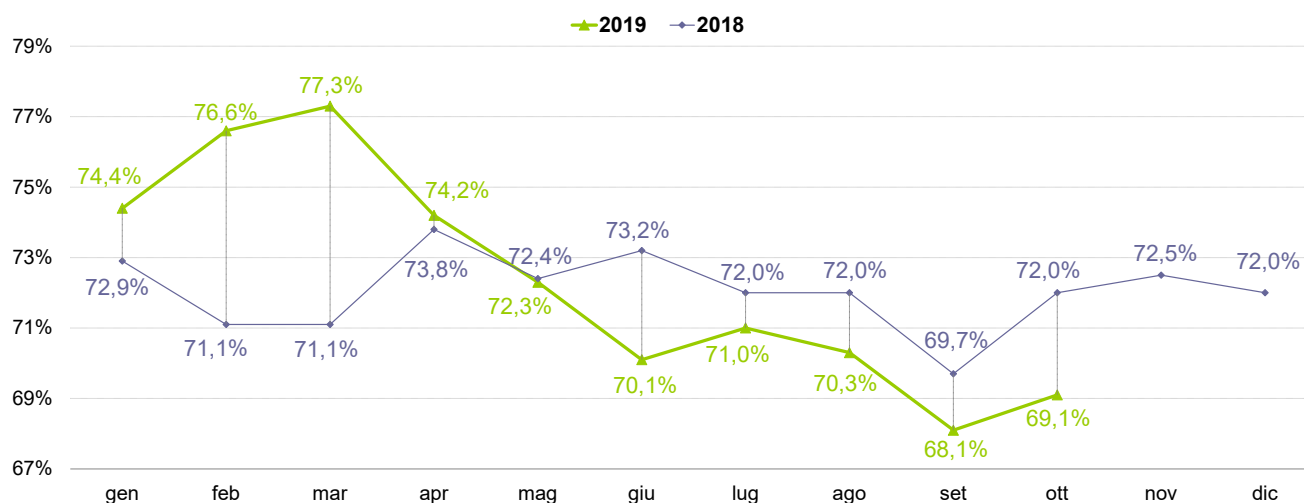
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.064.374	-3,7%	69,1%
Acquirente Unico	3.309.337	-10,6%	13,4%
Altri operatori	9.529.149	+5,3%	38,6%
Pompaggi	15.616	+4764,9%	0,1%
Zone estere	713.435	+211,4%	2,9%
Saldo programmi PCE	3.496.837	-26,1%	14,2%
PCE (incluso MTE)	7.636.524	+11,0%	30,9%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	11.133.360	-4,1%	45,1%
Saldo programmi PCE	-3.496.837		
VOLUMI ACQUISTATI	24.700.898	+0,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	477.522	-29,6%	
DOMANDA TOTALE	25.178.420	-0,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



In calo per il terzo mese consecutivo gli acquisti nazionali, pari a 24,0 TWh (-1,6% sul 2018). A livello zonale in controtendenza solo Sud (+1,2%) e Centro Nord (+0,5%). Ancora in decisa crescita, come nell'ultimo semestre, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,7 TWh (+211,4%), concentrati sempre sulla frontiera greca e slovena, con l'export verso quest'ultima inferiore solo al massimo storico dello scorso mese (Tabella 4). Praticamente

invariate le vendite nazionali, pari a 20,3 TWh (-0,1%), in corrispondenza di consistenti incrementi nelle zone centrali e settentrionali e a fronte di una decisa riduzione al Sud (-19,1%) ed in Sardegna (-23,4%). In lieve aumento, invece, le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,4 TWh (+2,7%), il cui livello risente della consistente riduzione delle vendite slovene, scese negli ultimi mesi su livelli molto bassi (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	18.129.207	24.335	-1,0%	10.516.764	14.116	+5,5%	13.713.230	18.407	-2,0%
Centro Nord	2.169.678	2.912	+23,7%	1.637.414	2.198	+34,4%	2.580.080	3.463	+0,5%
Centro Sud	5.105.625	6.853	+20,3%	2.660.737	3.571	+6,1%	3.681.527	4.942	-1,4%
Sud	6.117.480	8.211	-11,4%	3.653.519	4.904	-19,1%	1.919.360	2.576	+1,2%
Sicilia	2.718.039	3.648	-7,5%	978.236	1.313	+0,5%	1.387.573	1.863	-4,4%
Sardegna	1.587.637	2.131	-11,7%	887.955	1.192	-23,4%	705.693	947	-2,3%
Totale nazionale	35.827.667	48.091	-0,4%	20.334.624	27.295	-0,1%	23.987.463	32.198	-1,6%
Estero	4.410.056	5.920	+0,2%	4.366.273	5.861	+2,7%	713.435	958	+211,4%
Sistema Italia	40.237.723	54.010	-0,3%	24.700.898	33.156	+0,4%	24.700.898	33.156	+0,4%

In termini di fonti, la stabilità delle vendite nazionali riflette il debole incremento dei volumi tradizionali (+2,8%), sorretti esclusivamente dal ciclo combinato (+14,5%) la cui quota sul totale guadagna 7 p.p. superando il 56% (massimo da quasi due anni), e il calo di quelli rinnovabili (-6,2%),

schacciati dalla riduzione dell'eolico (-31,7%) nelle zone centro meridionali e sulle isole. Prosegue, ininterrotta da maggio, la consistente riduzione annuale delle vendite a carbone (-37,0%), risultata comunque ai massimi da marzo in media oraria (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

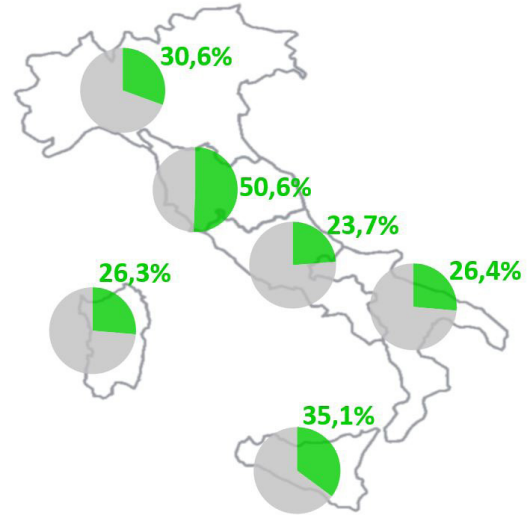
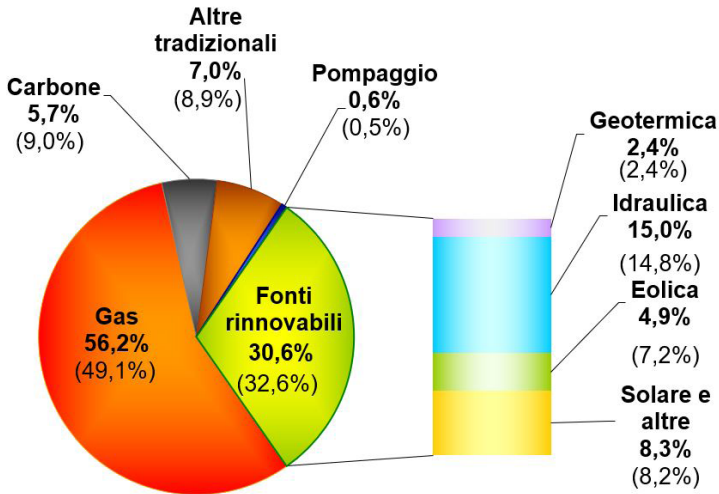
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.658	+5,9%	1.086	+116,8%	2.711	+12,8%	3.609	-16,8%	852	+14,6%	878	-25,7%	18.793	+2,8%
Gas	8.389	+17,7%	999	+125,8%	1.622	+31,5%	3.065	-9,0%	799	+17,6%	462	-15,7%	15.337	+14,5%
Carbone	314	-67,2%	-	-	871	-6,7%	-	-	-	-	358	-35,8%	1.542	-37,0%
Altre	955	-7,8%	86	+47,9%	218	-7,5%	544	-43,9%	52	-17,9%	58	-24,2%	1.913	-21,6%
Fonti rinnovabili	4.315	+3,9%	1.112	-2,0%	848	-10,2%	1.295	-24,9%	461	-18,1%	314	-16,2%	8.346	-6,2%
Idraulica	2.954	+4,8%	235	-9,2%	318	-7,8%	408	+0,3%	125	-3,2%	40	-46,9%	4.081	+1,1%
Geotermica	-	-	651	-0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	651	-0,1%
Eolica	16	+143,4%	32	+25,2%	276	-21,9%	580	-42,8%	246	-28,9%	200	-13,7%	1.351	-31,7%
Solare e altre	1.345	+1,3%	194	-2,3%	254	+3,3%	307	+0,7%	90	+2,8%	74	+10,1%	2.264	+1,4%
Pompaggio	144	+33,2%	-	-	12	-37,4%	-	-	-	-	-	-	156	+22,4%
Totale	14.116	+5,5%	2.198	+34,4%	3.571	+6,1%	4.904	-19,1%	1.313	+0,5%	1.192	-23,4%	27.295	-0,1%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.680 MWh, praticamente invariata rispetto ad ottobre 2018 (+51 MWh), in corrispondenza di un netto aumento delle vendite sulla frontiera francese, favorito anche dall'aumento della NTC (+13%), e ancora di una

decisa riduzione sulla frontiera slovena (Tabella 6). In riferimento a quest'ultima, come nei mesi precedenti, in evidenza il lato export, con acquisti netti della zona BSP in quasi il 70% delle ore, e una capacità disponibile in import (NTC) utilizzata in meno del 15% del totale (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	2.209 (1.913)	2.124 (1.733)	98,3% (96,1%)	87,2% (79,2%)	1.162 (1.188)	645 (523)	1,6% (3,8%)	0,7% (0,3%)
Italia - Austria	266 (274)	261 (272)	95,7% (95,8%)	92,9% (92,8%)	119 (112)	94 (64)	1,6% (2,0%)	0,8% (1,5%)
Italia - Slovenia	649 (683)	295 (623)	29,8% (94,8%)	3,0% (75,6%)	668 (668)	455 (265)	69,3% (3,9%)	25,2% (0,1%)

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

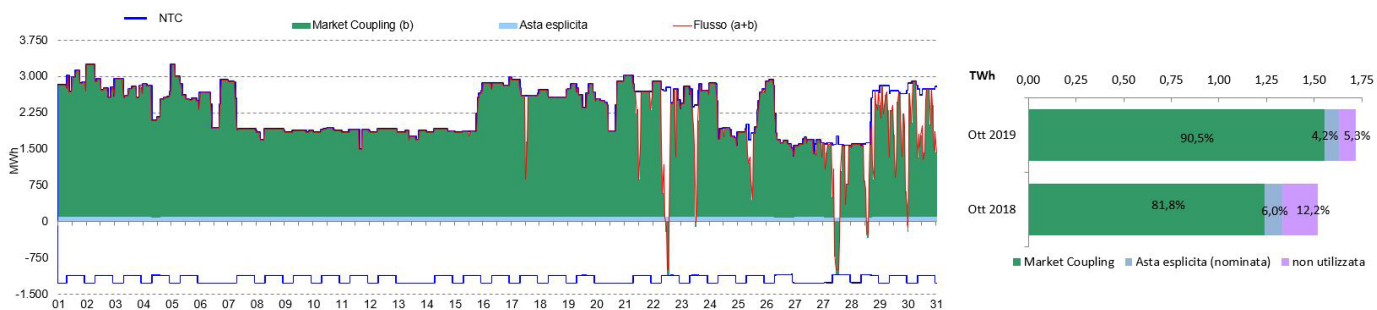


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

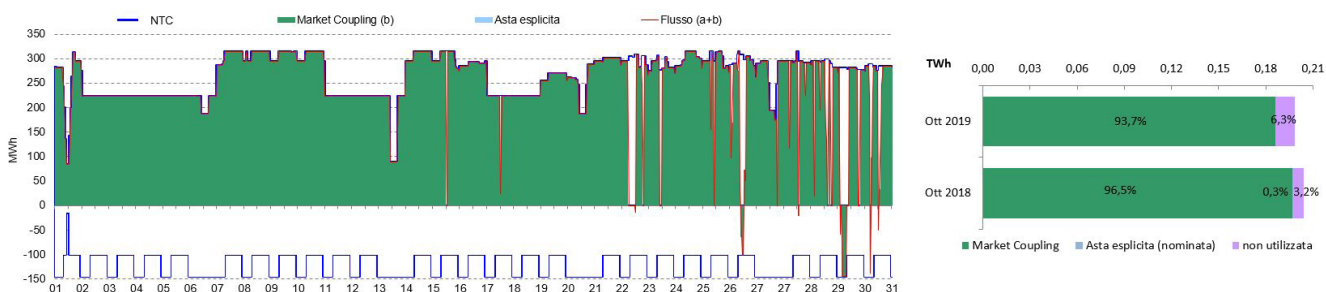
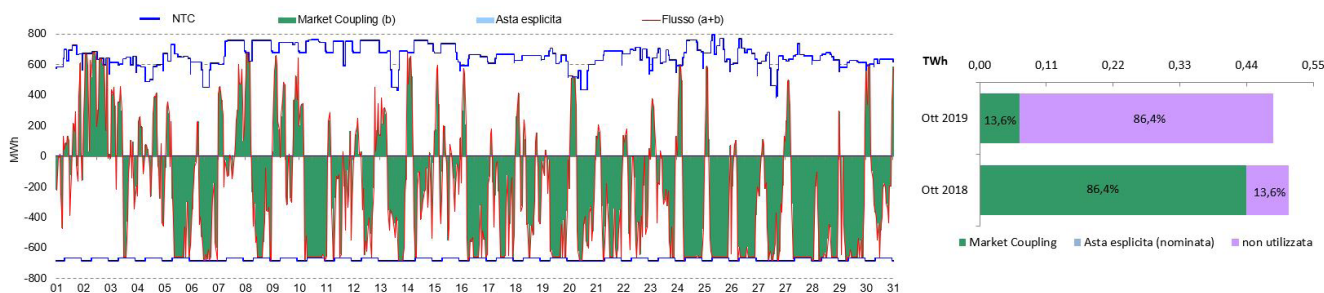


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

In analogia con il Pun, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 52,03 €/MWh, registra una moderata crescita su settembre e un più intenso calo annuale, rispettivamente +3% e -27% (Grafico 9). Resta negativo il segno del suo differenziale con il Pun (-0,79 €/MWh).

A livello di singole sessioni i prezzi, compresi tra 51,60 €/MWh di MI7 (minimo da febbraio 2018) e 57,87 €/MWh di MI6, si confermano ovunque in flessione annuale in doppia cifra. Ad eccezione del prezzo registrato su MI1, che risulta praticamente allineato al Pun, le quotazioni delle restanti sessioni appaiono inferiori rispetto al prezzo calcolato nelle stesse ore su MGP, in particolare su MI7 (-6,1%) (Figura 1 e Grafico 10).

In ripresa dall'esiguo livello di settembre, i volumi di energia

complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,1 TWh, si confermano per il terzo mese consecutivo in flessione annuale (-3,4%). Nel dettaglio, gli scambi si riducono sulle prime tre sessioni, mentre aumentano i volumi sulle successive, soprattutto su MI4 (+38,6%) (Figura 1 e Grafico 10).

Le allocazioni in asta implicita sulla frontiera svizzera, attraverso il meccanismo del market coupling ammontano complessivamente in export a 10,1 GWh su MI2 e 7,8 GWh su MI6 e rappresentano il 62% di quanto complessivamente trattato lungo la frontiera svizzera nel mercato MI lato domanda (-4 p.p. su settembre). Restano più sporadiche e concentrate soprattutto su MI2, le allocazioni in asta implicita in import, pari al 14% di quelle complessive sulla frontiera nel mercato lato vendita (+10 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

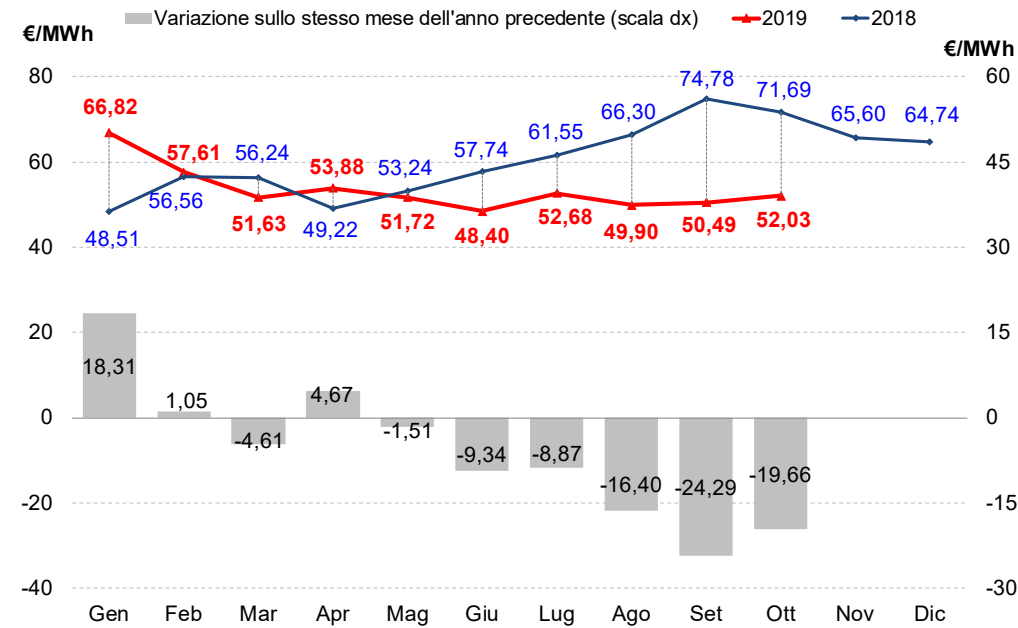
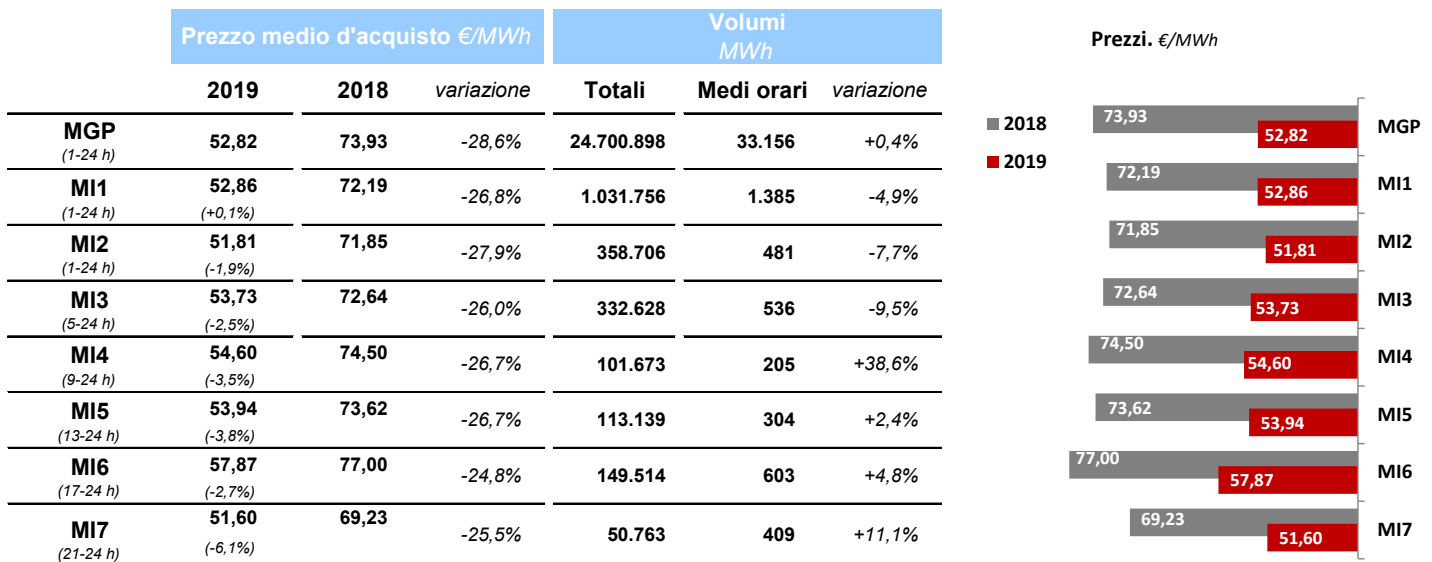


Figura 1: MI, dati di sintesi

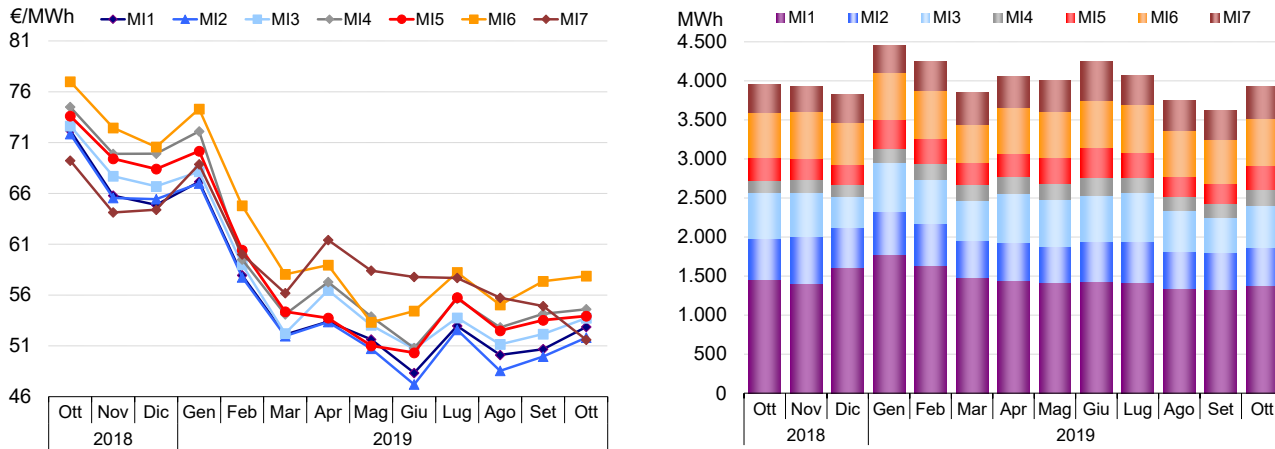
Fonte: GME



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



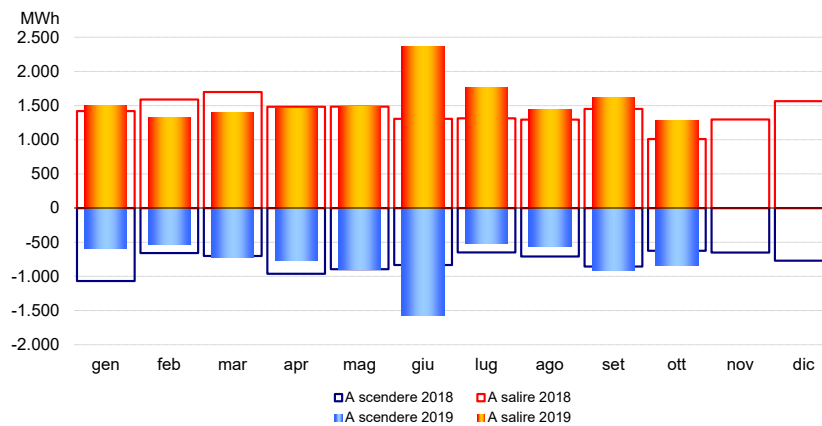
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, si attestano a 1,0 TWh, aumentando del 27,2%

sul 2018 e crescono anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,6 TWh (+34,3% sul 2018) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

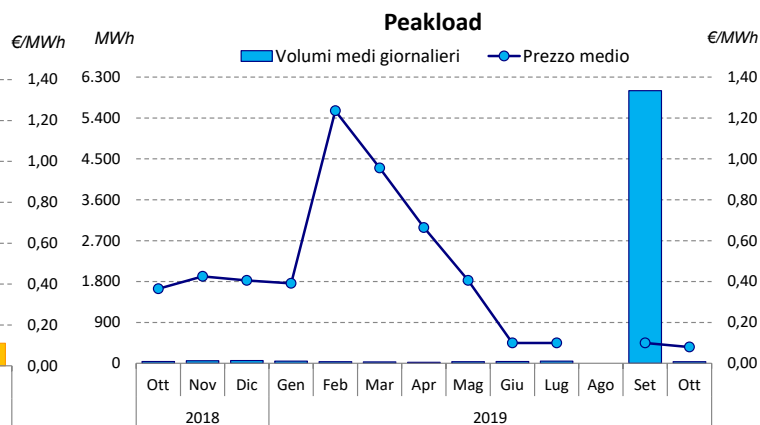
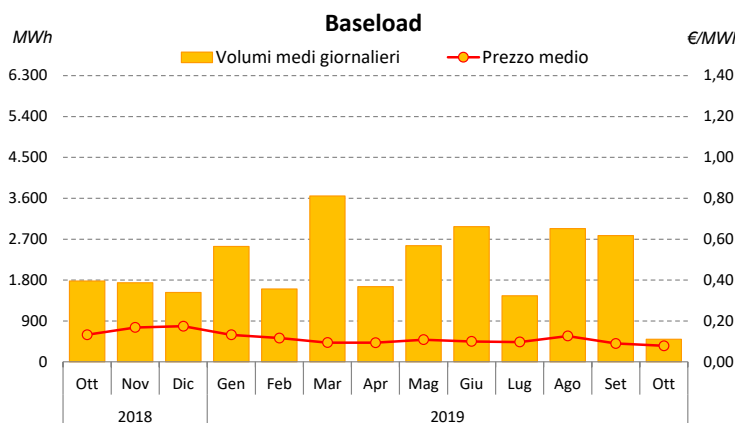
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 112 negoziazioni (massimo da febbraio) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per poco più

di 16 GWh (minimo storico). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri di entrambi i profili si attesta a 0,09 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
		N°	€/MWh	€/MWh	€/MWh		
Baseload	91	31/31	0,08	0,07	0,09	15.428	498
Peakload	21	20/23	0,08	0,07	0,09	696	35
Totale	112					16.124	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 13 negoziazioni, per complessivi 135 GWh, tutte relative a prodotti baseload ad eccezione di uno scambio sul peakload dell'Annuale 2020, il secondo su questo prodotto dall'avvio del suo periodo di negoziazione. Prezzi di controllo in decisa flessione per i prodotti baseload relativi agli ultimi due mesi del 2019 e al primo trimestre del 2020.

La posizione aperta complessiva si attesta 1,0 TWh, in aumento del 4,3% su settembre 2019. Il prodotto Novembre 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 57,75 €/MWh sul baseload (66,58 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 65,33 €/MWh sul peakload (76,81 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 94,2 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad Ottobre

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
Novembre 2019	57,75	-8,0%	-	8	-	8	-	127	91.440
Dicembre 2019	56,05	-12,3%	-	3	-	3	-	117	87.048
Gennaio 2020	64,47	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2020	59,59	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2020	61,25	-5,0%	-	-	-	-	-	3	6.549
II Trimestre 2020	56,05	+0,0%	-	-	-	-	-	3	6.552
III Trimestre 2020	59,70	-0,6%	-	2	-	2	-	2	4.416
IV Trimestre 2020	61,20	-0,4%	-	5	-	5	-	5	11.045
Anno 2020	59,55	-1,6%	-	12	-	12	-	99	869.616
Totale			-	30	-	30			985.226

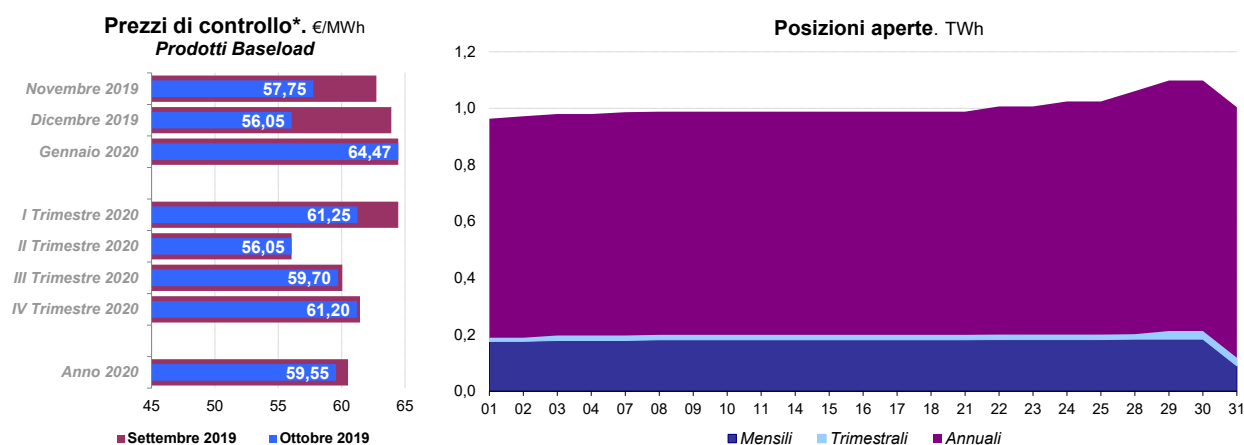
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Novembre 2019	65,33	-7,5%	-	-	-	-	-	11	2.772
Dicembre 2019	66,21	-6,5%	-	-	-	-	-	11	2.904
Gennaio 2020	71,33	+0,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2020	64,30	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2020	66,86	-4,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	60,16	+0,5%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	64,95	+1,7%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	68,49	+0,5%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2021	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	65,13	-0,5%	-	2	-	2	-	5	15.720
Totale			-	2	-	2			18.624
TOTALE			-	32	-	32			1.003.850

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2019, sempre in calo annuale da oltre un anno, si attestano a 24,8 TWh (-6,2%), mentre, dopo tre rialzi consecutivi, torna in flessione anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,9 TWh (-2,9%) (Tabella 8).

Ancora invariato sul livello dei due mesi precedenti il

Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, a 1,78 (-0,6 sul 2018) (Grafico 13). Quanto ai programmi registrati si confermano anche ad ottobre le dinamiche registrate nei mesi precedenti, con le registrazioni nei conti in immissione in aumento (7,6 TWh, +11,0%) e i relativi sbilanciamenti a programma in calo (6,3 TWh, -15,8%), viceversa nei conti in prelievo (rispettivamente 11,1 TWh, -4,1%, e 2,8 TWh, +2,2%).

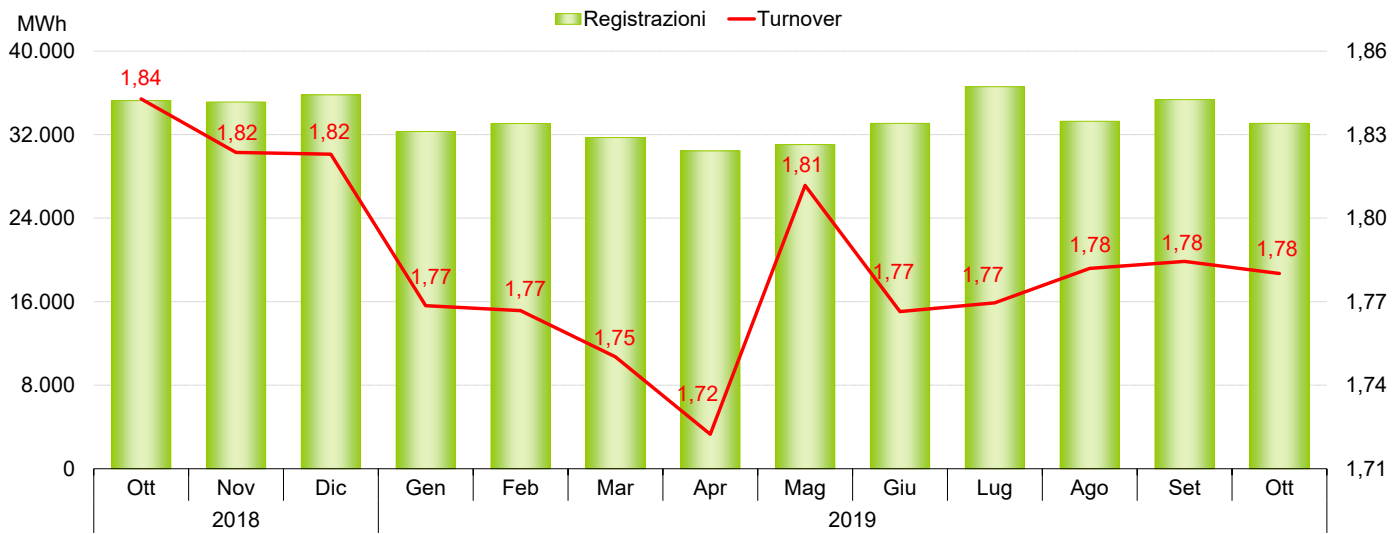
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad Ottobre e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.596.367	- 5,5%	26,6%	Richiesti	9.792.501	+2,1%	100,0%	11.146.085	-5,3%	100,0%
Off Peak	89.608	- 39,7%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	4.803.177	-16,0%	49,0%	7.447	+2446,3%	0,1%
Peak	141.716	- 43,2%	0,6%	Rifiutati	2.155.978	-20,6%	22,0%	12.724	-91,8%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.154.105	-20,6%	22,0%	0	100%	0,0%
Totale Standard	6.827.691	- 7,5%	27,6%							
Totale Non standard	17.817.403	- 5,7%	72,0%	Registrati	7.636.524	+11,0%	78,0%	11.133.360	-4,1%	99,9%
PCE bilaterali	24.645.094	- 6,2%	99,5%	di cui con indicazione di prezzo	2.649.071	-11,8%	27,1%	7.447	+2446,2%	0,1%
MTE	100.631	+17,5%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	6.273.667	-15,8%		2.776.831	+2,2%	
MPEG	16.124	- 68,2%	0,1%	Saldo programmi	-	-		3.496.837	-26,1%	
TOTALE PCE	24.761.849	- 6,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.910.191	- 2,9%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia, in aumento di oltre il 4% su base annua, consolidano l'andamento crescente mostrato negli ultimi sei mesi, riportandosi sui livelli del 2017. La ripresa anche questo mese appare sostenuta dai consumi del settore termoelettrico (+10,4%), i più alti degli ultimi nove anni per il mese in analisi, favoriti dall'arretramento della produzione elettrica rinnovabile e degli altri impianti termici, in un contesto di costi del gas ancora tra i valori più bassi di sempre. Meno intenso l'incremento dei consumi del settore civile (+2%); brusca frenata, invece, per quelli del settore industriale (-8%), la seconda consecutiva.

Sul lato dell'offerta, la crescita della domanda è stata compensata principalmente dalle maggiori importazioni tramite rigassificatori (+27%), con una quota sul totale approvvigionato pari al 29% (+6 p.p. su base annua); debole, invece, l'aumento dell'import tramite gasdotto (+0,3%). Continuano per tutto il mese le attività di iniezione negli stoccaggi, in calo del 12% rispetto ad ottobre 2018, quando già risultavano le prime erogazioni. La giacenza a

fine mese, pertanto, supera del 2,4% il livello dello scorso anno. In flessione e poco significativa la produzione nazionale, mentre le esportazioni crescono ancora del 36%.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi negoziati, raddoppiati su base annua, tornano in crescita anche sul mese precedente e si portano a ridosso del massimo storico dello scorso luglio (7,8 TWh), con una quota sulla domanda totale tra i livelli più alti di sempre (14%).

Cresce la liquidità dei mercati title (84%, +9 p.p. su ottobre 2018), a fronte di dinamiche rialziste meno intense degli scambi su MGS.

Le quotazioni a pronti segnano il secondo aumento dal minimo storico del mese di agosto, mostrandosi comunque significativamente più basse rispetto all'anno precedente (13 €/MWh sui primi due mercati title, in linea con le dinamiche al PSV, e 17 €/MWh su MGS). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si attestano a 129 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili e trimestrali.

IL CONTESTO

Nel primo mese dell'anno termico 2019/2020, i consumi di gas naturale in Italia segnano il settimo aumento tendenziale consecutivo, riportandosi sui livelli del 2017, a 5.182 milioni mc (+4%). La crescita è principalmente attribuibile all'incremento dei consumi del settore termoelettrico che, favoriti dal basso costo del gas e dalla flessione della produzione elettrica rinnovabile e da altri impianti termici, si portano a 2.290 milioni di mc (+10%), massimo dal 2011 per il mese in analisi. Modesta la ripresa dei consumi del settore civile, pari a 1.510 milioni di mc (+2%), mentre risulta ancora consistente il calo di quelli del settore industriale che scendono ai minimi degli ultimi quattro anni per ottobre (1.139 milioni di mc, -8%).

Salgono sul livello più alto degli ultimi nove anni le esportazioni (242 milioni di mc, +36%), pur mantenendosi esigue (4% del totale prelevato). Continua, seppure a regime ridotto, per tutto il mese di ottobre l'attività di iniezione nei siti di stoccaggio, per un ammontare pari a 381 milioni di mc, in calo rispetto allo scorso anno (-12%).

Lato offerta, aumentano le importazioni di gas, pari a 5.196 milioni di mc (+5%), sostenute dai flussi tramite rigassificatore che aggiornano il massimo storico per il mese in analisi (1.170 milioni di mc, +27%), rappresentando il 29% del totale importato

(+6 p.p. rispetto al 2018); pressoché in linea con l'anno precedente i flussi in import tramite gasdotto (+0,3%). Ulteriore flessione in doppia cifra, invece, per la produzione nazionale (367 milioni di mc, -14%).

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra riduzioni su base annua solo per le importazioni di gas naturale dal Nord Africa, in particolare a Mazara dove si confermano ai minimi degli ultimi quattro anni per il periodo in analisi (-62%); consistente la ripresa dei flussi di gas dalla Russia, con Tarvisio a 1.700 milioni di mc (+33% dal livello molto basso dello scorso anno), e dal Nord Europa, più che raddoppiato (1.175 milioni di mc, +120%). Prosegue il trend crescente dei tre terminali di rigassificazione; tra questi spiccano ancora Panigaglia e Livorno che, a distanza di un anno, continuano a mostrare apprezzabili incrementi tendenziali (rispettivamente +108% e +25%), mentre Cavarzere si conferma il più attivo (664 milioni di mc).

Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 13.096 milioni di mc, in aumento del 2,4% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 98%, anch'esso in ripresa su base annua (+0,8 p.p.), a fronte inoltre di un incremento del 3% dello spazio disponibile.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.196	55,0	+5,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	637	6,7	-61,9%
Tarvisio	1.700	18,0	+33,3%
Passo Gries	1.175	12,4	+120,4%
Gela	506	5,4	-4,6%
Gorizia	7	0,1	+1139,0%
Panigaglia (GNL)	163	1,7	+107,9%
Cavarzere (GNL)	664	7,0	+16,9%
Livorno (GNL)	344	3,6	+25,2%
Produzione Nazionale	367	3,9	-13,9%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	5.562	58,9	+2,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.139	12,1	-8,2%
Termoelettrico	2.290	24,2	+10,4%
Reti di distribuzione	1.510	16,0	+1,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	242	2,6	+35,8%
TOTALE CONSUMATO	5.182	54,8	+4,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	381	4	-12,3%
TOTALE PRELEVATO	5.562	58,9	+2,8%

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

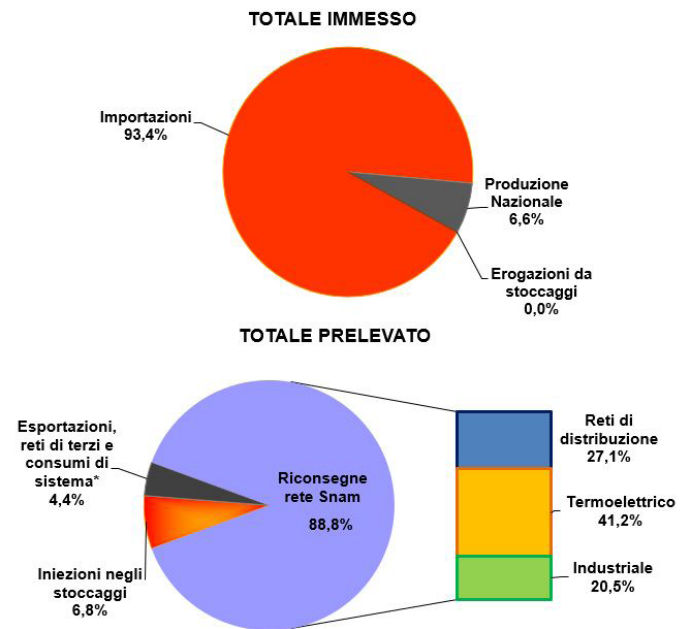
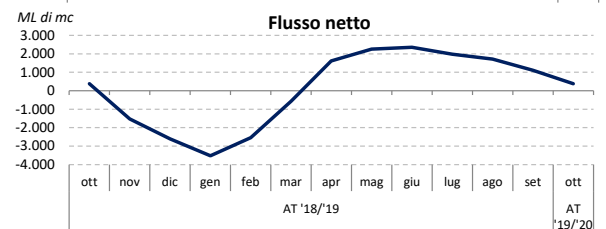
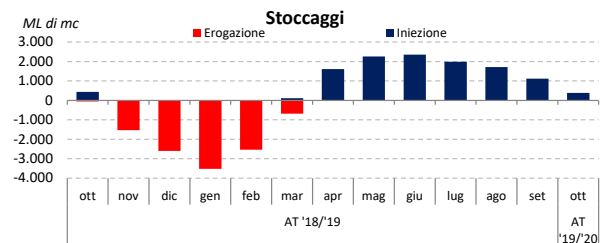
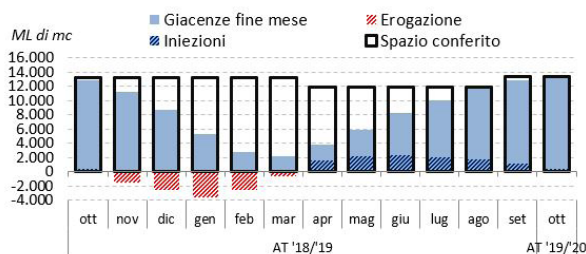


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2019)	13.096	+2,4%
Erogazione (flusso out)	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	381	-12,3%
Flusso netto	381	-0,1%
Spazio conferito	13.396	+1,6%
Giacenza/Spazio conferito	97,8%	+0,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) si attesta a 13,52 €/MWh, confermandosi in netta flessione su base annua (-14 €/MWh, -51%) e in lieve ripresa sui livelli molto bassi dei due mesi precedenti. Dinamiche congiunturali diversificate per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF

che guadagna il 7% dal livello minimo del mese precedente, attestandosi a 10,23 €/MWh. Pertanto, il differenziale tra le quotazioni olandese e italiana, pari a 3,28 €/MWh, cede pochi centesimi di euro rispetto a settembre, ma continua a mostrarsi più alta rispetto ad un anno fa (era 3,34 €/MWh a settembre, 1,68 €/MWh ad ottobre 2018).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono a 7,7 TWh, livello secondo solo al massimo storico registrato lo scorso luglio, risultando raddoppiati su base annua ed in crescita del 26% su settembre. La notevole performance degli scambi spinge la quota sul totale consumato al 14%, poco sotto i massimi storici dei due mesi estivi (15-16%), guadagnando ben 8 p.p. rispetto allo scorso anno.

La crescita dei volumi sia congiunturale che tendenziale appare diffusa nei tre mercati a pronti; più intensa la dinamica nei due mercati title che, più che raddoppiati su base annua, rappresentano complessivamente ad ottobre l'84% del totale scambiato (+9 p.p. rispetto allo scorso anno). Su MI-Gas gli scambi, pari a 3,6 TWh, crescono di 2 TWh rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, sostenuti sia dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento (2,4 TWh, +120%), che rappresentano il 65% del totale scambiato, sia dalle movimentazioni del RdB (1,3 TWh, +135%), concentrate principalmente lato acquisto (0,9 TWh, quadruplicati su base annua). Su MGP-Gas i volumi negoziati si attestano a 2,9 TWh, confermando una liquidità in crescita e tra i massimi storici (37% dei mercati a pronti, +3 p.p.). Le quantità scambiate su MGS, in crescita del 30% sul

2018, si portano a 1,2 TWh, pressoché stabili rispetto al mese precedente. La ripresa tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stata favorita esclusivamente dalle movimentazioni di SRG, in particolare lato acquisto (1,0 TWh), concluse sia ai fini del Bilanciamento (0,3 TWh, +49%) che per Neutralità ed Altro (0,7 TWh contro i 54 GWh di ottobre 2018). In calo gli scambi tra operatori sia in termini assoluti (0,2 TWh, -14%) che di quota sul totale negoziato (19%, -9 p.p.).

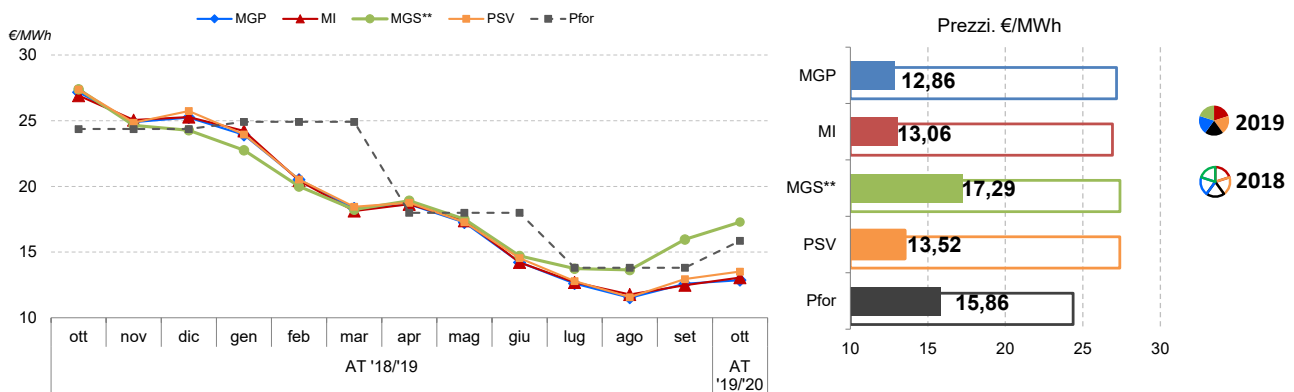
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti presentano le medesime dinamiche del riferimento al PSV, ancora in rialzo congiunturale ed in flessione su base annua, su livelli tuttavia inferiori solo sui due mercati title (13 €/MWh); l'analisi infra-mensile dei prezzi, mostra una forte variabilità delle quotazioni, con lo spread tra il minimo ed il massimo più alto da marzo 2018 (10 €/MWh su MGP-Gas, 9 €/MWh su MI-Gas); entrambi i mercati, inoltre, segnano nel corso di ottobre il loro valore minimo storico giornaliero, pari a 8 €/MWh. Il prezzo su MGS, pari invece a 17 €/MWh, rincarando di oltre 1 €/MWh su settembre, allarga il differenziale con i primi due mercati oltre i 4 €/MWh, mai così alto dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento.

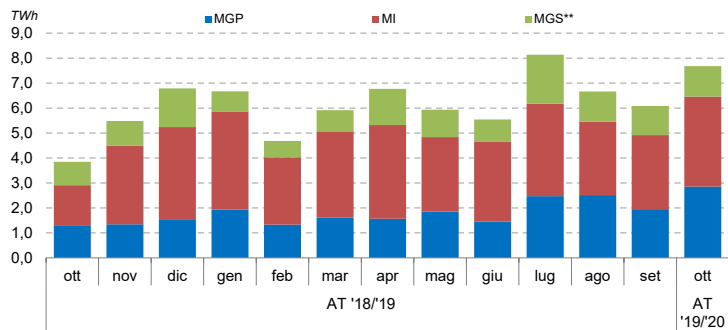
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

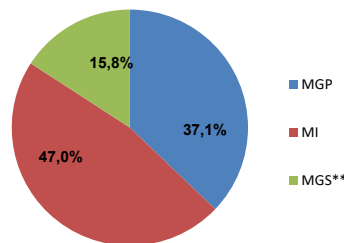
MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	12,86 (27,17)	7,80	17,90	2.853.648	(1.307.088)
MI	13,06 (26,91)	8,00	17,30	3.610.920	(1.602.144)
MGS**	17,29 (27,40)	15,00	18,00	1.217.290	(938.930)
Stogit	17,29 (27,40)	15,00	18,00	1.217.290	(938.930)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Struttura degli scambi



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

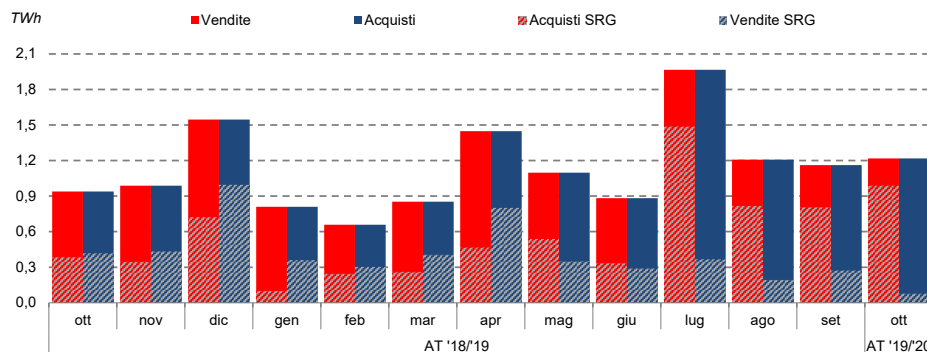
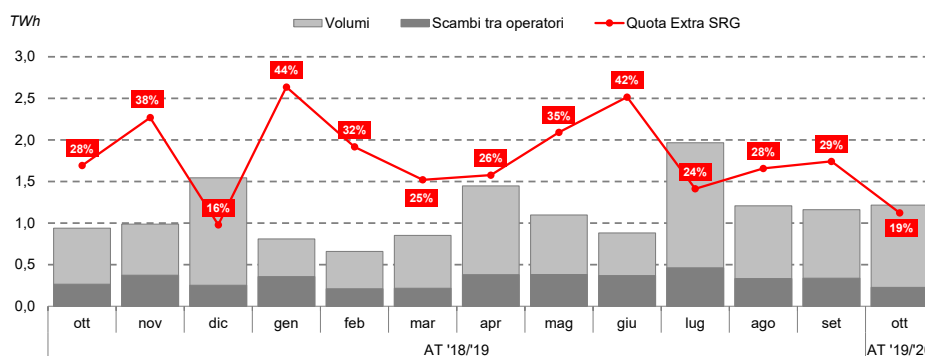
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	1.217.290	(938.930)	1.217.290	(938.930)	-	(-)	-	(-)
SRG	988.449	(275.698)	76.221	(255.795)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	329.933	(222.198)	11.600	(255.795)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	658.516	(53.500)	64.621	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	228.841	(663.232)	1.141.069	(683.135)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre gli scambi si attestano a 129 GWh, in calo rispetto al mese precedente (-51 GWh). Le transazioni hanno interessato principalmente i prodotti mensili, ed in particolare quelli di prossima consegna, ed i trimestrali. Il prodotto M-2019-11 chiude il suo periodo di trading con un

prezzo di controllo pari a 16,61 €/MWh, in flessione rispetto all'ultimo riferimento di settembre (-11%), ed una posizione aperta pari a 69 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 176 GWh (erano 225 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziati risultano in evidente ribasso; stabili i restanti.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2019-10	13,70	14,60	9,62	-38,1%	6	21.744	-	-	21.744	-	6.912	13.824
BoM-2019-11	-	-	16,74	-	-	-	-	-	-	-	2.304	66.816
M-2019-11	16,60	17,80	16,61	-11,2%	14	33.120	-	-	33.120	-11,5%	2.304	69.120
M-2019-12	19,20	20,00	19,90	-6,4%	9	20.088	-	-	20.088	+350,0%	648	20.088
M-2020-01	20,10	21,00	20,10	-5,7%	2	3.720	-	-	3.720	-	120	3.720
M-2020-02	-	-	18,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-01	20,00	20,75	20,02	-2,6%	4	32.760	-	-	32.760	-	528	48.048
Q-2020-02	18,05	19,10	18,05	-5,7%	3	17.472	-	-	17.472	-	408	37.128
Q-2020-03	-	-	17,38	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	19,91	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,05	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					38	128.904			128.904		4.008	175.800

*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 ottobre tornano a scendere le quotazioni del greggio e dei suoi derivati, dopo i rialzi registrati a settembre in concomitanza delle tensioni in Medio Oriente, mentre il carbone mantiene invariato il suo trend rialzista, confermandosi sui 60 \$/MT. Salgono nuovamente i prezzi del gas, ma il valore del PSV, dimezzato rispetto allo stesso periodo del 2018, si

mantiene comunque ai minimi da circa 10 anni; andamento simile per il TTF, con uno spread PSV-TTF, pertanto, stabile rispetto al mese precedente. Diffusi apprezzamenti, infine, per le borse elettriche: moderati per l'Italia, prossima ai 53 €/MWh (+3%), più intensi per la Spagna e per l'area scandinava (+12%/+13%).

Nel mese di ottobre tornano a calare le quotazioni del petrolio, riprendendo così il trend ribassista in atto da maggio e interrotto a settembre anche in concomitanza delle forti tensioni registrate in Medio Oriente. I cali appaiono sostanzialmente analoghi per greggio (60,46 \$/bbl, -5%/-26%) e gasolio (568,27 \$/MT, -2%/-20%), mentre più intensa risulta la diminuzione dell'olio combustibile, che dimezza il proprio valore rispetto al 2018 (248,00 \$/MT, -24%, -47%).

Le quotazioni a termine, sebbene in generale calo, mostrano comunque un rallentamento del trend ribassista, con quotazioni prossime ai 59 €/MWh per il petrolio nel

breve-medio periodo. Non interrompe la sua crescita, invece, il carbone che, al quarto rialzo consecutivo, si attesta leggermente sopra i 60 \$/MT (60,23 \$/MT, +2%), mantenendosi comunque decisamente al di sotto dello scorso anno (-40%, in linea con la variazione di settembre). Invariato su base mensile, infine, il tasso di cambio euro/dollaro; non si riscontrano, pertanto, variazioni significative nelle dinamiche osservate sulle quotazioni delle commodities nella loro conversione in euro. Il deprezzamento del tasso di cambio su base annuale favorisce, invece, una tenue riduzione delle variazioni tendenziali.

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	60,46	-5%	-26%	61,00	59,26	-5%	59,64	-3%	59,22	-2%	57,20	-2%
Olio Combustibile	USD/MT	248,00	-24%	-47%	362,50	361,84	1%	358,75	-1%	357,83	-2%	357,08	-3%
Gasolio	USD/MT	568,27	-2%	-20%	590,25	583,77	-1%	576,91	-2%	572,09	-2%	558,04	-2%
Carbone	USD/MT	60,23	2%	-40%	59,70	60,05	-3%	61,47	-3%	62,80	-2%	66,70	-1%

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	54,74	-5%	-23%		53,49	-	53,72	-	53,21	-	50,56	-
Olio Combustibile	EUR/MT	224,74	-25%	-45%		326,59	-	323,16	-	321,54	-	315,64	-
Gasolio	EUR/MT	514,54	-3%	-17%		526,91	-	519,67	-	514,07	-	493,27	-
Carbone	EUR/MT	54,58	1%	-37%		54,22	-	55,38	-	56,45	-	58,97	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,10	0%	-4%	1,09	1,11	-	1,11	-	1,11	-	1,13	-

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

Fonte: Refinitiv

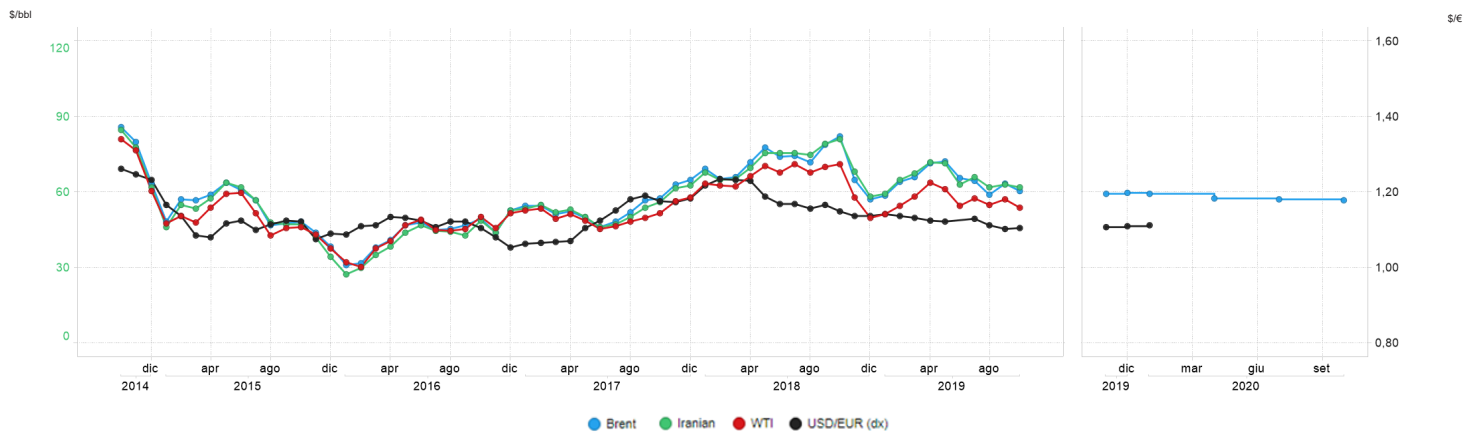


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

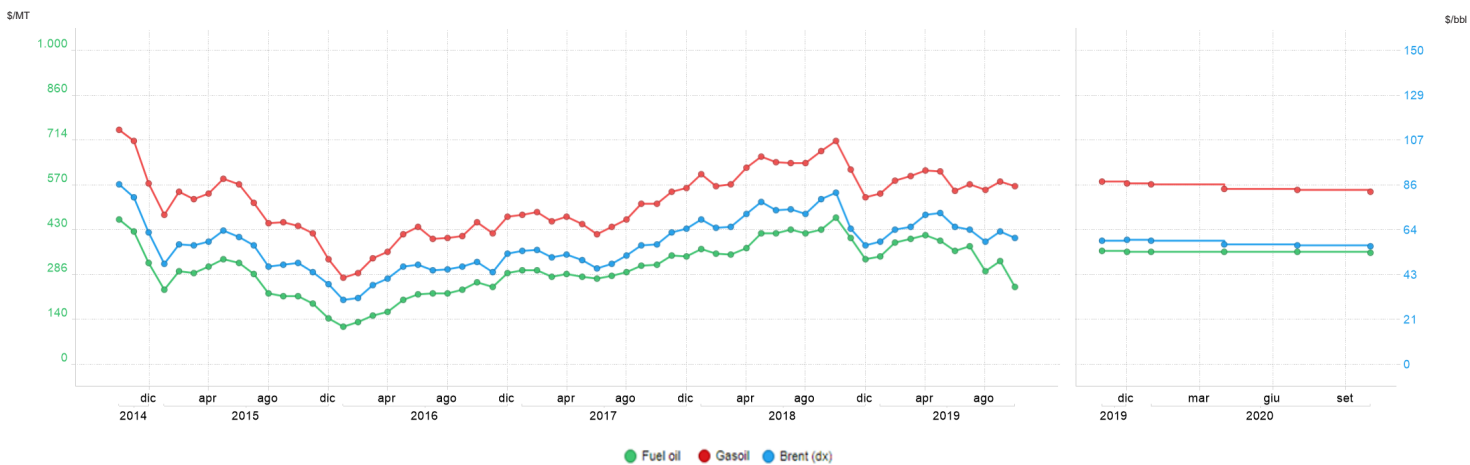
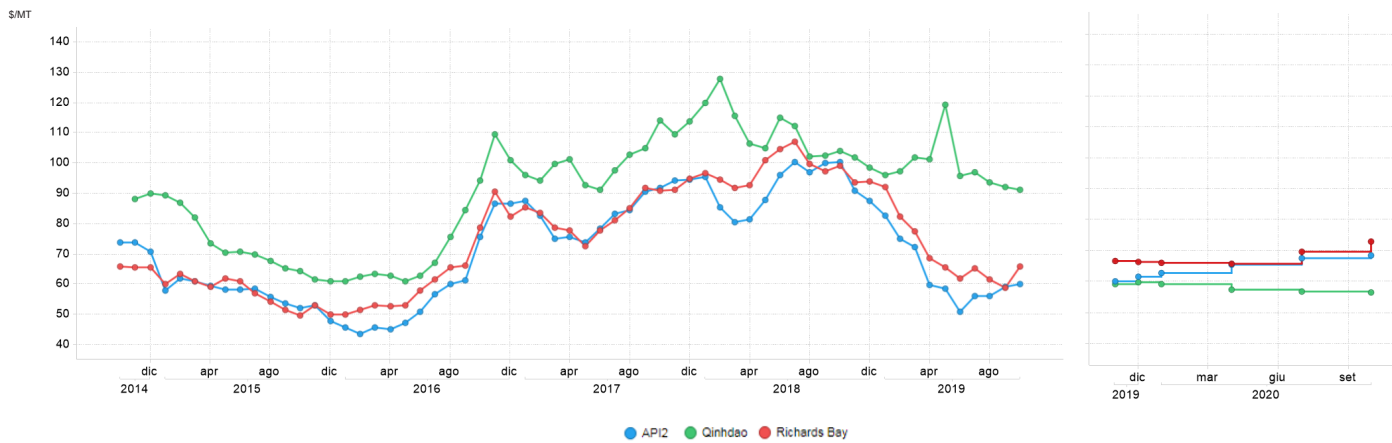


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



In ambito gas il prezzo al PSV, che nel mese di agosto aveva toccato il suo minimo storico, fa registrare il secondo apprezzamento consecutivo attestandosi a 13,52 €/MWh (+4%), circa la metà del valore osservato ad ottobre 2018 (-51%) e ancora ai minimi da circa 10 anni.

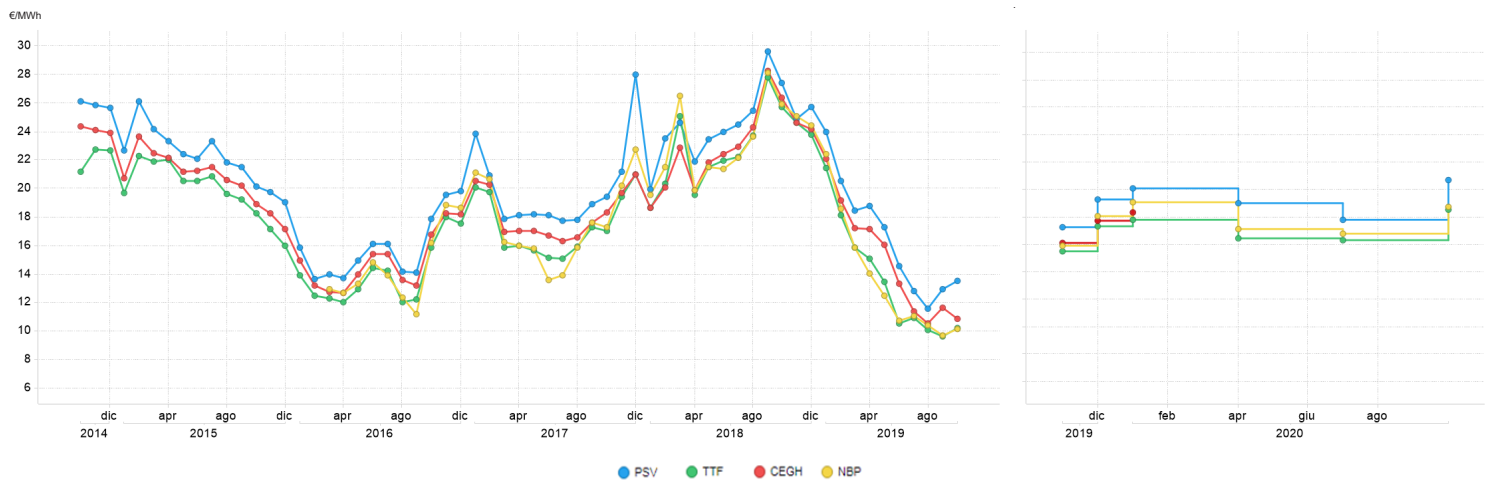
Dinamica simile anche per il TTF, che mostra una crescita più sostenuta rispetto a settembre (10,23 €/MWh, +7%), ma una

netta contrazione rispetto ad un anno fa (-60%). L'analogia delle dinamiche fa sì che lo spread PSV-TTF si confermi sostanzialmente invariato a 3,29 €/MWh (-0,06 €/MWh). I riferimenti delle quotazioni a termine, infine, risultano in calo per tutti i principali mercati del gas, con aspettative per i prossimi mesi di una riduzione del differenziale PSV-TTF a circa 2 €/MWh.

Figura 1: Gas, quotazioni 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	13,52	4%	-51%	14,20	17,25	-7%	19,25	-5%	20,11		19,40	-3%
TTF	NL	10,23	7%	-60%	11,20	15,48	-8%	17,31	-5%	17,79		17,31	-3%
CEGH	AT	10,86	-7%	-59%	12,52	16,14	-9%	17,75	-6%	18,31			
NBP	UK	10,15	5%	-61%	10,99	15,90	-7%	18,07	-5%	19,09			



Andamento omogeneo e rialzista per i prezzi delle principali borse elettriche, in linea con gli apprezzamenti riscontrati nel mercato del gas.

Rincari più intensi nell'area scandinava (37,10 €/MWh, +13%) ed in Spagna (47,17 €/MWh, +12%); più contenuti, invece, in Francia (38,60 €/MWh, +9%) ed in Svizzera (39,97 €/MWh, +7%). Apprezzi minimi nelle restanti zone, pari a circa +2/3% in Austria (39,98 €/MWh), Germania (36,94 €/MWh) ed Italia (52,82 €/MWh, +3%), con quest'ultima che, sostanzialmente, conferma

anche in questo mese lo spread mediamente riscontrato nel corso del 2019 rispetto alla quotazione francese (circa 15 €/MWh). Resta invariata, invece, la riduzione delle quotazioni europee su base tendenziale, con variazioni particolarmente intense per l'area centro-settentrionale (tra -37/-45% in Svizzera, Francia ed Austria), mentre l'Italia cede circa un terzo rispetto ad ottobre 2018 (-29%).

Andamento omogeneo anche per le quotazioni a termine, in generale calo sui futures relativi ai mesi finali del 2019.

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	52,82	3%	-29%	53,85	58,42	-4%	60,81	-3%	64,47	0%	60,10	1%
FRANCIA	38,60	9%	-41%	45,00	53,12	-11%	54,80	-12%	62,50		50,29	-2%
GERMANIA	36,94	3%	-30%	40,55	44,50	-9%	42,57	-9%	49,64		47,16	-3%
AREA SCANDINAVA	37,10	13%	-14%	36,70	39,16	3%	40,03	0%	42,92		35,29	1%
SPAGNA	47,17	12%	-28%	48,45	52,75	-10%	55,52	-7%	58,36		55,19	-2%
AUSTRIA	38,98	2%	-37%									
SVIZZERA	39,97	7%	-45%									

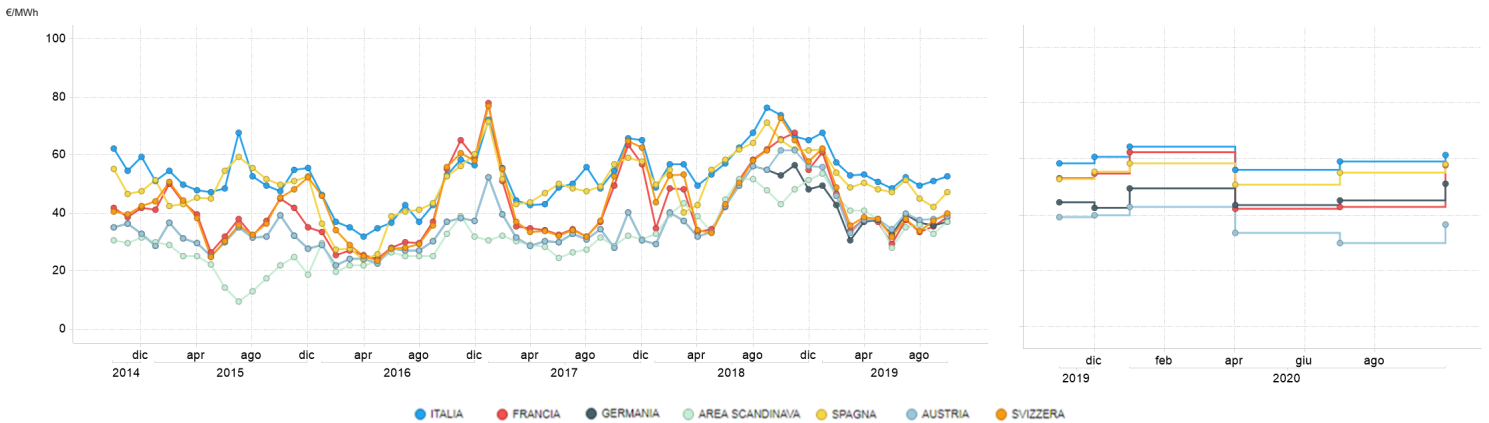
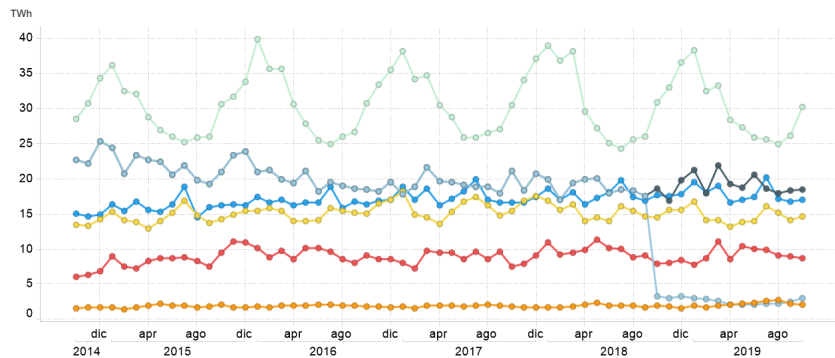


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,1	-2%	-4%
FRANCIA	8,8	-6%	11%
GERMANIA	18,5	-3%	0%
AREA SCANDINAVA	30,3	12%	-2%
SPAGNA	14,7	0%	1%
AUSTRIA	3,1	16%	-10%
SVIZZERA	2,2	-7%	11%



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

Andamento contrastato, infine, per i volumi scambiati su base spot sulle principali borse europee: deciso aumento tendenziale per la Francia (8,8 TWh, +11%) e la Svizzera

(2,2 TWh, +11%), mentre calano, invece, l'Austria (3,1 TWh, -10%) e, in misura minore, l'Italia (17,1 TWh, -4%). In sostanziale equilibrio le restanti borse.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio, stabile da oltre un anno a 260 €/tep, allarga la distanza con il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, invece, si conferma in calo a 233 €/tep.

In flessione anche gli scambi sul mercato sia rispetto al mese precedente (-18%) che su base annua (-13%), a fronte di un aumento dei titoli disponibili (+15% su settembre, +3% su ottobre 2018). La liquidità del mercato, invece, sale a ridosso del 60%, in presenza di una più intensa riduzione

delle contrattazioni bilaterali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) ad ottobre si allarga la forbice tra i prezzi medi registrati sul mercato, al sesto calo consecutivo (0,24 €/MWh e minimo da oltre due anni), e tramite contrattazione bilaterale (0,71 €/MWh).

Dinamiche ribassiste sul mercato anche in termini di volumi (-29% su settembre), con la liquidità che scende ai minimi degli ultimi sei mesi (4%), per effetto anche della crescita delle transazioni bilaterali, quasi triplicate rispetto al mese precedente.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato, fermo nell'intorno dei 260 €/tep da settembre 2018, si conferma superiore sia alla stima del contributo tariffario che alla quotazione bilaterale; quest'ultima, in calo del 4% sul mese precedente, allarga il differenziale con il corrispondente livello di mercato a 27 €/tep, attestandosi a 232,60 €/tep.

La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a 11 €/tep (in aumento rispetto a settembre) se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali rimane pressoché stabile al 93%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo (1 €/tep) definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (260,00-261,00 €/tep) scende al 12%, cedendo circa 10 p.p. rispetto al mese precedente.

Ad ottobre tornano in flessione i volumi negoziati su MTEE, attestatisi a 255 mila tep, in calo sia su settembre (-18%) che rispetto ad un anno fa (-13%), ma su livelli comunque superiori alla media degli ultimi mesi del nuovo anno d'obbligo; la liquidità, invece, cresce di circa 12 p.p. e sfiora il 60%, riportandosi sui valori di giugno e luglio. Segnali ribassisti sia sull'orizzonte mensile (-46%) che su quello annuale (-27%) anche per le contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, pari a 179 mila tep e inferiori alla media registrata negli ultimi quattro mesi.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 60.074.858 tep, in aumento di 408.032 tep rispetto a fine settembre; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.222.987 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati			Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep		Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	260,05	+0,0%	260,00	261,00	254.957	309.170	-17,5%	66,30	-17,5%	5.567	-82,7%	2,2%	-8,2 p.p.	4	+2
Bilaterali	232,60	-3,5%	0,00	260,10	179.475	334.196	-46,3%	41,75	-48,2%						
con prezzo >1	249,51	-2,4%	95,00	260,10	167.302	315.079	-46,9%	41,74	-48,2%						
Totale	248,71	-0,6%	0,00	261,00	434.432	643.366	-32,5%	108,05	-32,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

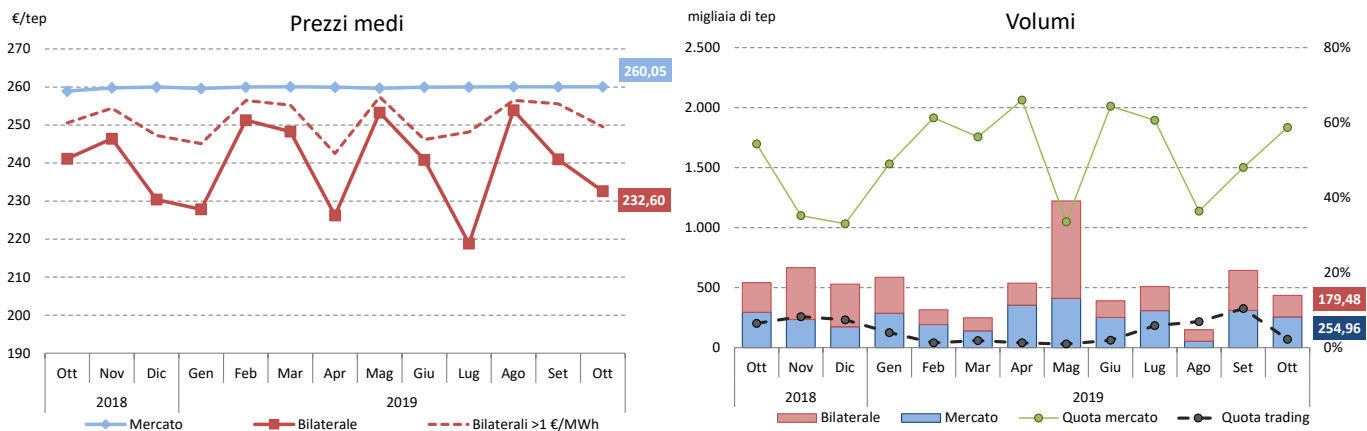


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250 €/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep
20	260,01	1.177.117	130.509	232,91	42.085	250,00	3.222.987	60.074.858

*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.

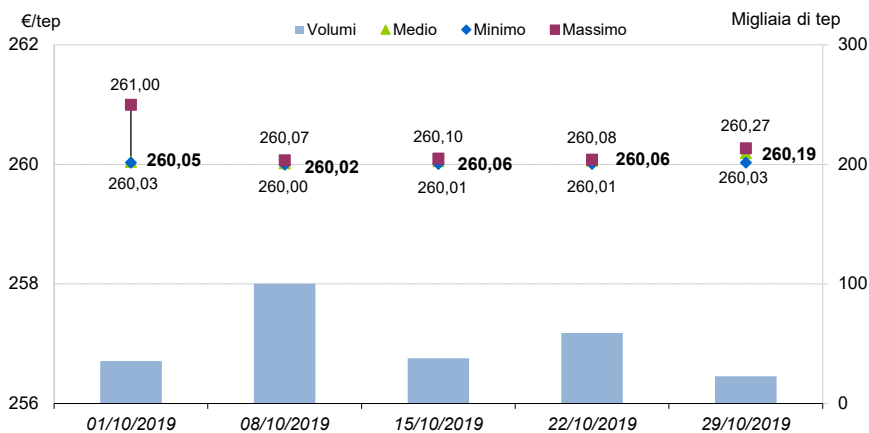
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra quotazioni stabilmente sopra i 260 €/tep e una limitata variabilità anche infra-giornaliera, con un massimo registrato nella prima seduta a 261 €/tep (valore più alto dallo scorso marzo). Gli scambi, deboli per l'intero mese, risultano concentrati nella

sessione dell'8 ottobre, la prima utile dopo un considerevole rilascio di titoli. I volumi scambiati in tale seduta superano i 100 mila tep, per un numero di transazioni pari a 427, ai massimi da inizio anno.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Ad ottobre il prezzo medio su MGO, indipendentemente dalla tipologia, accelera il trend discendente avviato ad aprile e scende ai minimi da settembre 2017, pari a 0,24 €/MWh (-28% sul mese precedente), risultando inferiore anche al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,71 €/MWh), con un differenziale negativo mai così elevato dall'avvio del meccanismo di incentivazione (-0,47 €/MWh). Intense dinamiche ribassiste per tutte le tipologie scambiate sul mercato e rialziste su tutte quelle di PBGO, dove risulta in controtendenza solo la quotazione

della categoria Eolico (0,62 €/MWh, -5%). In termini di volumi, tornano a diminuire sul mese precedente gli scambi su MGO (233 mila MWh, -30%) che, per la prima volta dopo sette mesi, segnano un arretramento anche su base annua (-64%). La liquidità del mercato, al terzo calo consecutivo dal massimo dello scorso luglio, scende ai minimi per il nuovo anno di produzione (4%), a fronte di volumi registrati sulla piattaforma bilaterale quasi triplicati rispetto a settembre e sui livelli più alti degli ultimi sei mesi (3,8 TWh).

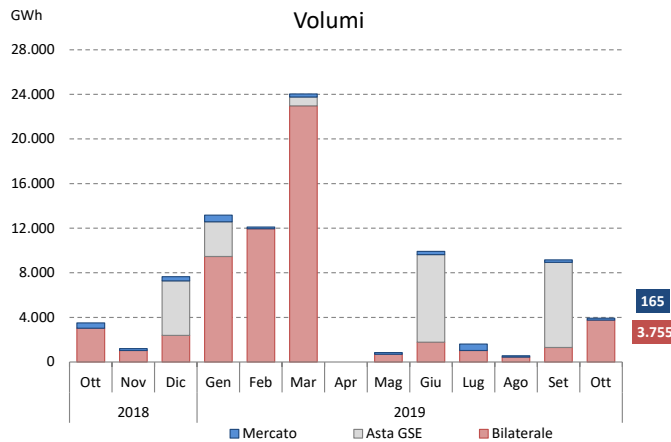
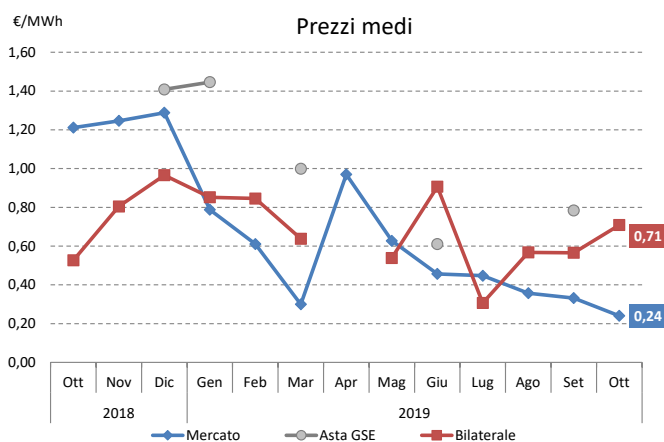
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,24	-27,7%	0,21	0,40	164.919	-29,4%	39.618	-48,9%
Bilaterali	0,71	+25,2%	0,00	2,00	3.755.235	+186,8%	2.661.089	+259,1%
con prezzo >0	0,71	+17,9%	0,01	2,00	3.753.243	+204,5%	2.661.089	+259,1%
Totale	0,69	+29,9%	0,00	2,00	3.920.154	+154,1%	2.700.707	+229,9%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

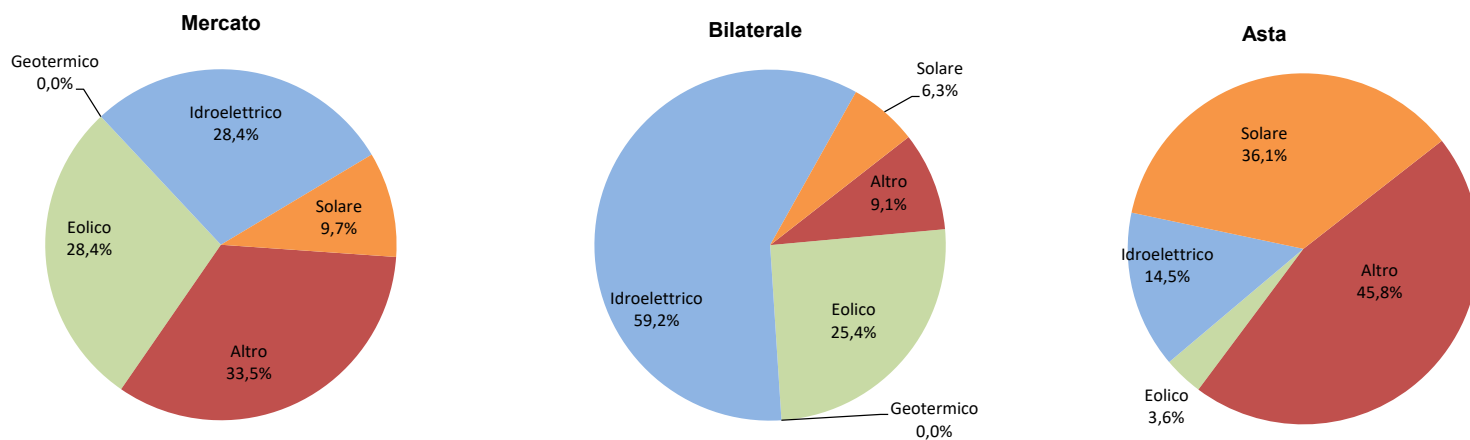


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. È pressoché confermato rispetto a settembre il livello di concentrazione per le tipologie scambiate sul mercato, dove le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro)

presentano una quota compresa tra il 28 e 30% mentre quella Solare scende sotto il 10%. La categoria Eolico registra, invece, un consistente arretramento sulla piattaforma bilaterale (38% a settembre, 25% ad ottobre), tutto a vantaggio della tipologia Idroelettrico (59%).

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

Fonte: dati GME



IL FUTURO DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE

Di Claudia Checchi (REF-E)

(continua dalla prima)

Il potenziale: la generazione distribuita

L'Italia potrebbe essere un paese particolarmente adatto alla diffusione delle CEC, grazie a una lunga esperienza di autoconsumo e alla già ampia penetrazione della generazione distribuita.

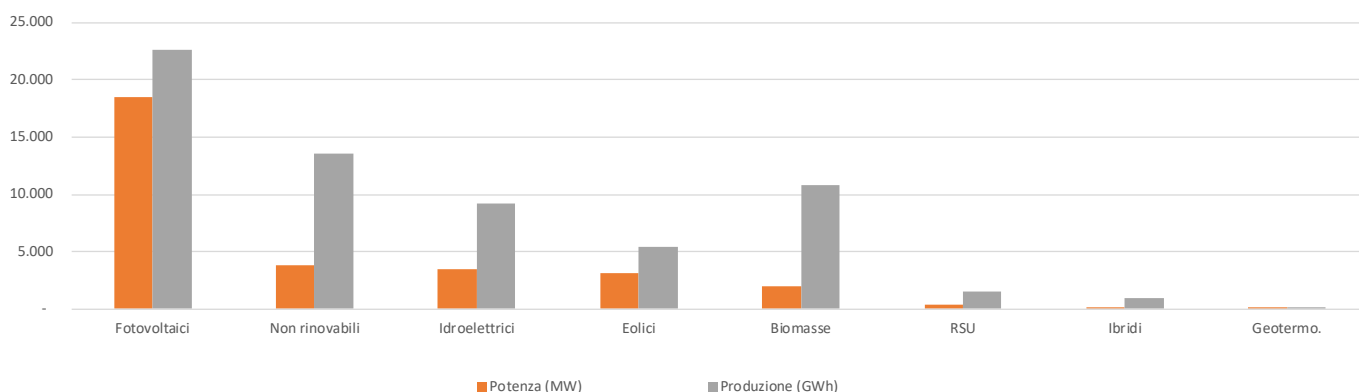
Nell'anno 2017, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti allacciati alla rete di distribuzione è stata pari a 64,2 TWh (circa il 21,7% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un lieve incremento (+1,3 TWh) rispetto all'anno 2016. Dei quasi 800mila impianti installati, il 98% sono fotovoltaici, che tuttavia rappresentano il 59% della capacità installata e il 35% della produzione lorda. Solo il 12% della capacità installata (21% della produzione) afferisce a impianti non rinnovabili, confermando la vocazione "verde" della generazione distribuita. La

generazione distribuita è concentrata nelle regioni del Nord Italia, con distribuzione regionale comunque variabile in base alle diverse tecnologie. L'idroelettrico e le fonti termoelettriche (biomassa principalmente) sono concentrate al Nord, mentre l'eolico è concentrato al Sud e più equamente distribuito il fotovoltaico.

Questi dati suggeriscono che la generazione diffusa potrebbe contribuire in modo determinante al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi 2030 (+ 40 GW di capacità installata rinnovabile rispetto al 2017), e le CEC sono considerate un veicolo imprescindibile per lo sfruttamento di questo potenziale. Sono necessarie tuttavia una serie di condizioni al contorno, oggi ancora in parte da approfondire.

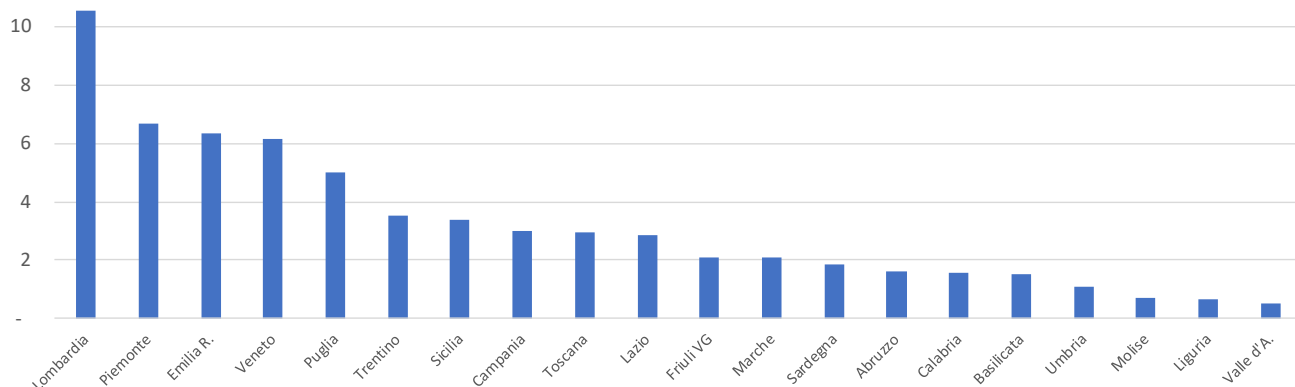
Generazione distribuita in Italia nel 2017 (GWh)

Fonte: REF-E su dati ARERA



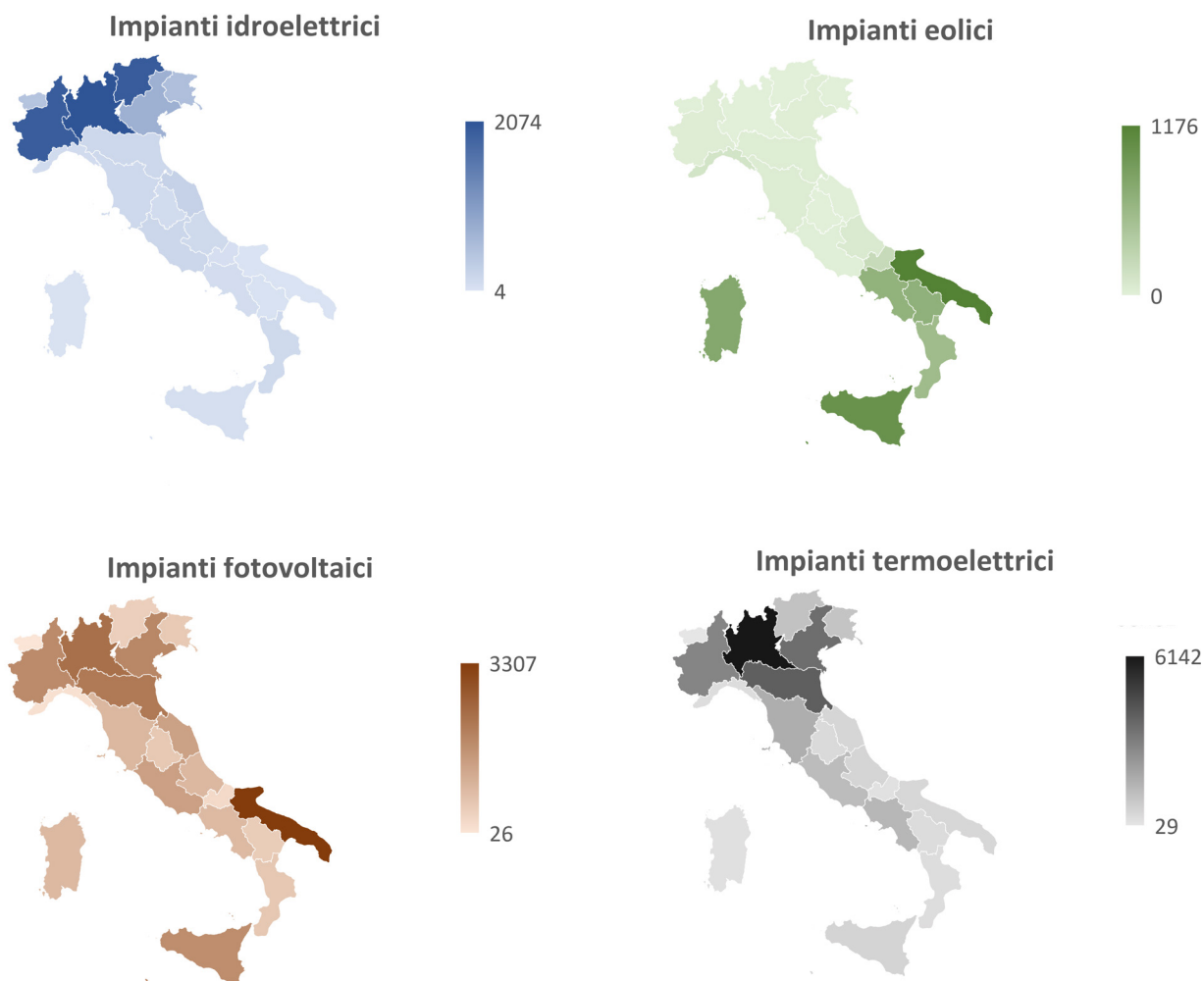
Produzione da generazione distribuita per regione (GWh)

Fonte: REF-E su dati ARERA



Produzione da generazione distribuita (GWh)

Fonte: REF-E su dati ARERA



Autoconsumare o non autoconsumare: questo è il dilemma

In primo luogo, perché si espliciti il potenziale delle CEC, è necessario che le regole consentano lo sfruttamento dei vantaggi economici legati alla possibilità di autoconsumare l'energia prodotta in loco. Anche in termini di autoconsumo l'Italia ha una tradizione importante e un quadro regolatorio già ampiamente sviluppato. La pluralità di situazioni esistenti (reti interne, cooperative, etc...) ha reso difficoltosa per l'Autorità di regolazione anche la sola classificazione delle diverse configurazioni e il loro inquadramento in una disciplina comune, lavoro che ha richiesto diverso tempo e che è confluito in un Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo. Le configurazioni in autoconsumo

possono oggi dividersi in due grandi famiglie: i sistemi di distribuzione chiusi e i sistemi semplici di distribuzione e consumo. I primi sono destinati prevalentemente ai clienti non civili e prevedono l'esistenza di una rete - non rientrante nella rete nazionale o di distribuzione locale - ma gestita da uno dei partecipanti al sistema garantendo la connessione a terzi. Si tratta dunque di veri e propri sistemi di rete privati, che tuttavia allo stato attuale sono riconosciuti solo se realizzati prima del 2009. I sistemi semplici di produzione e consumo sono invece sistemi connessi alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Fatta eccezione per i sistemi esistenti storicamente (come

le cooperative) sono sostanzialmente sistemi caratterizzati dalla presenza di un solo cliente finale e un solo produttore. Sia per i sistemi di distribuzione chiusi che per i sistemi semplici di produzione e consumo i costi di trasporto vengono applicati solamente all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. L'energia prodotta e consumata all'interno del sistema non è considerata come prelevata dalla rete e non deve quindi pagare i costi di rete. Una nuova configurazione che preveda una pluralità di produttori o consumatori, ancorché aggregati localmente, allo stato attuale non sarebbe invece ammissibile come sistema di autoconsumo, e tutti i prelievi, anche quelli prodotti da un eventuale impianto di comunità, verrebbero considerati per il pagamento degli oneri di trasporto, a meno che la configurazione non sia completamente isolata rispetto alla rete pubblica.

La normativa italiana dovrà dunque essere adeguata conseguentemente. La possibilità di ripartizione dell'energia elettrica tra i componenti della CEC è prevista dalla Direttiva, anche se le modalità di applicazione delle tariffe di rete devono essere sottoposte ad una analisi costi-benefici da parte dell'autorità di regolazione. Il timore è quello che la crescita delle CEC, esonerando parte dei consumi dalla contribuzione ai costi di trasporto, causi un aumento della contribuzione per gli altri consumatori.

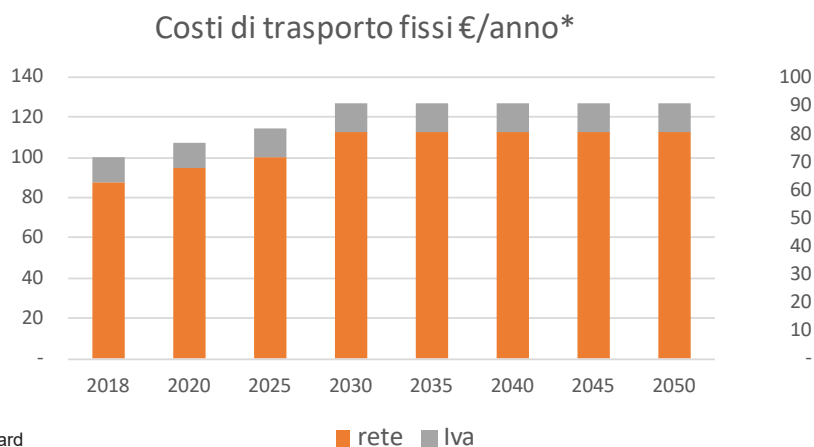
I costi di trasporto sono composti da due parti principali: i costi afferenti alla rete, che sono prevalentemente costi fissi, e gli oneri impropri, che sono oneri parafiscali, come quelli per l'incentivazione delle fonti rinnovabili. L'opportunità di esentare gli autoconsumi dal loro pagamento, se pure fondamentale per garantire l'economicità delle CEC, non è scontata e secondo alcuni potrebbe configurarsi come un incentivo implicito. Volendo imputare ad ogni consumatore tariffe di rete in linea con i costi, infatti, è proprio la connessione e il relativo impegno di potenza a generare le necessità di investimento per il trasportatore (la rete per operare in sicurezza deve essere dimensionata rispetto al

consumo massimo atteso assumendo che l'autoproduzione rinnovabile possa annullarsi). Anzi, in alcune situazioni, una configurazione in autoconsumo che immette/preleva dalla rete solamente la produzione netta di una CEC in modo molto variabile potrebbe causare maggiori costi (ad esempio aumentando le necessità di coordinamento) rispetto a una semplice configurazione in consumo. Delicata anche la questione degli oneri parafiscali e della loro ripartizione tra i consumatori finali, che dovrebbe seguire regole non discriminatorie, non dimenticando che gli oneri parafiscali sono addebitati ai clienti finali non in quanto utilizzatori della rete ma in quanto consumatori in sé, e associati ai costi di trasporto solo per semplicità.

La struttura tariffaria si sta in effetti sempre più spostando verso un aumento dell'incidenza dei costi fissi. Secondo le nostre stime, in uno scenario a regolazione attuale – ossia mantenendo invariata rispetto a oggi la struttura tariffaria e stimando i gettiti futuri in base alle previsioni oggi disponibili - la crescita dei costi di rete unita all'atteso calo del gettito degli oneri di incentivazione alle fonti rinnovabili potrebbe causare, per un consumatore domestico tipo, un aumento al 2040 dei costi fissi del 30% contro una riduzione dei costi variabili quasi del 70%. Questo processo potrebbe essere accentuato da espliciti interventi regolatori volti proprio a imputare i costi di rete in base non tanto ai consumi quanto all'esistenza stessa della connessione e alla potenza impegnata. Lo spostamento dei costi di rete verso i costi fissi potrebbe ridurre notevolmente i vantaggi economici delle CEC (o meglio dell'autoconsumo), a meno che queste non siano completamente isolate dalla rete. Ma questo potrebbe incentivare lo sviluppo di configurazioni di CEC totalmente indipendenti dalla rete, a sua volta rendendo ancora più concentrati i costi di trasporto su un numero minore di consumatori. Si tratta di un difficile trade-off tra esigenze contrapposte che i regolatori saranno chiamati a governare, ma che oggi, nell'incertezza, potrebbe frenare lo sviluppo delle CEC.

Costi di trasporto fissi €/anno*

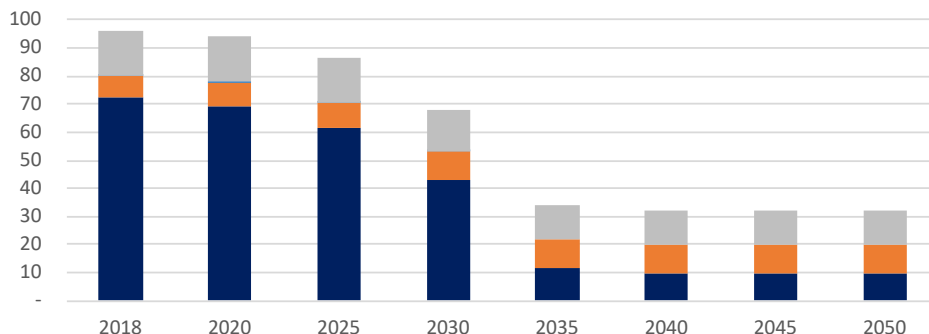
Fonte: REF-E su dati ARERA, GSE, MISE



* per un cliente domestico standard

Costi di trasporto variabili €/MWh*

Fonte: REF-E su dati ARERA, GSE, MISE



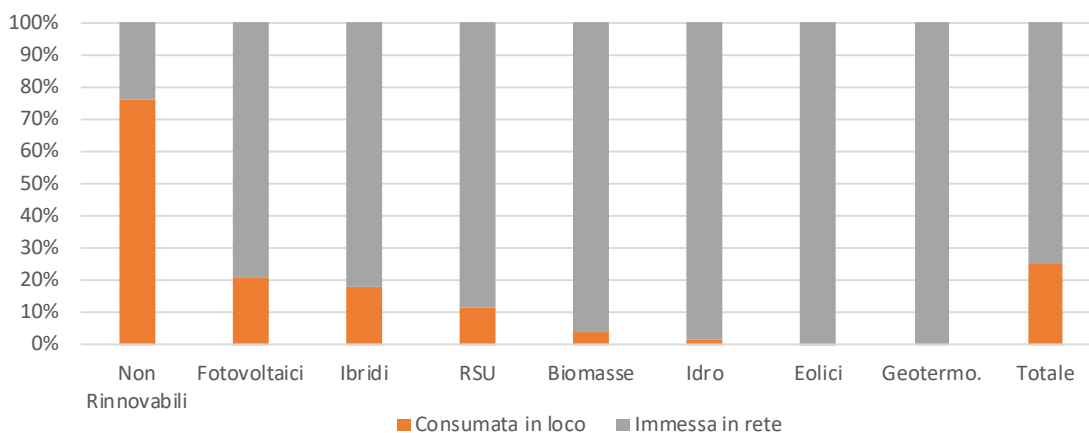
* per un cliente domestico standard

La maggior parte della produzione della generazione distribuita è oggi immessa in rete e solo una parte minore è autoconsumata, con incidenza maggiore dell'autoconsumo con fonti non rinnovabili, costituite prevalentemente da configurazioni di cogenerazione di energia e calore alimentate a gas naturale. Questa situazione è frutto

naturalmente del quadro regolatorio, che fino ad oggi ha concesso incentivazioni dirette sull'energia immessa in rete anche per piccoli consumatori, non privilegiando le soluzioni di autoconsumo. Tuttavia sussistono oggi altri possibili ostacoli, oltre a quello regolatorio, da superare per consentire lo sfruttamento del potenziale delle CEC.

Generazione distribuita autoconsumata in Italia (2017)

Fonte: REF-E su dati ARERA



Verso i prosumer collettivi: il nuovo disegno di mercato

Tra le fonti non termiche, il fotovoltaico si conferma la tecnologia maggiormente adeguabile alle configurazioni di autoconsumo (per flessibilità delle dimensioni rispetto ai consumi e di localizzazione). Come noto la produzione fotovoltaica si concentra nelle ore in cui i consumi domestici sono più bassi (ore diurne, giornate estive). La massimizzazione del potenziale si potrebbe dunque realizzare o con configurazioni più complesse che includono non solo i domestici ma altre tipologie di consumi civili o con la presenza all'interno della CEC di una forma di stoccaggio che consenta la massimizzazione delle potenzialità di autoconsumo sull'intera giornata. Allo stato

attuale non sempre i costi delle batterie possono essere recuperati dal risparmio dei costi di trasporto (risparmio peraltro oggi in parte già garantito dalla regolazione dello scambio sul posto). L'accesso diretto al mercato, consentendo di recuperare anche i differenziali di prezzo dell'energia tra le diverse ore (attività di load shifting) e (elemento ancor più rilevante) di poter offrire servizi alla rete (che ricordiamo sarà una rete di distribuzione) potrebbero consentire una maggiore sicurezza di ritorno economico della CEC. Tuttavia, nonostante la Direttiva preveda esplicitamente la possibilità che le CEC, come le altre forme di consumatori attivi, possano partecipare a tutti i mercati, anche attraverso forme di aggregazione, e sebbene di recente in Italia si sia avviata un discussione

per una riforma del disegno del mercato, ed in particolare del mercato del dispacciamento, che favorisca una maggiore partecipazione di tutte le fonti, la strada per un'effettiva inclusione della generazione distribuita nei mercati (sia dell'energia che del dispacciamento) sembra ancora lunga.

Comunità digitali, ma quale modello?

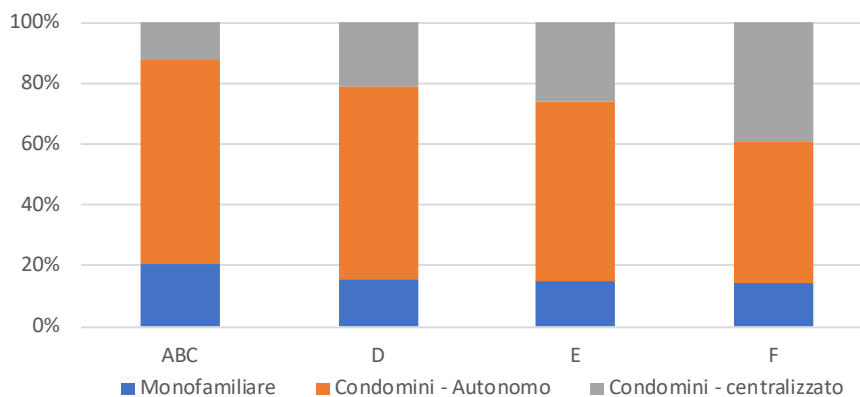
Un'altra questione da risolvere è quella della ripartizione dei costi e dei benefici all'interno della CEC tra i diversi soggetti partecipanti. Questa gestione richiede livelli di coordinamento difficilmente compatibili con la qualità e le tempistiche delle misurazioni ufficiali oggi disponibili. Già immaginando una CEC semplice – ad esempio un impianto fotovoltaico a servizio delle diverse famiglie di un condominio – per una corretta ripartizione delle quota autoconsumata risulterebbe necessaria la misurazione oraria dei consumi di ogni famiglia e della produzione dell'impianto (oggi non disponibile con le misurazioni ufficiali del distributore), oltre che una regola per allocare i costi dell'impianto (ad esempio chi "usa" di più la produzione dell'impianto contribuisce maggiormente alla copertura del costo di investimento) e dei benefici (tenuto conto di quanto ha risparmiato in costi di trasporto). Un calcolo che, anche avendo a disposizione tutti i dati, risulterebbe abbastanza complesso e che

per la maggior parte dei partecipanti potrebbe risultare poco trasparente, rendendo difficile mettere in pratica lo spirito di condivisione che la CEC dovrebbe stimolare. Naturalmente complicando la CEC - inserendo ad esempio un accumulo, un contratto attivo sul mercato, e magari anche un intervento di efficienza energetica per il condominio, la situazione si complica a piacere.

Il vero potenziale delle CEC potrebbe risiedere nell'ampliare la gestione a tutti i consumi energetici della comunità che in futuro potrebbe comprendere anche la gestione della mobilità, dei consumi di riscaldamento e raffrescamento, dei rifiuti. E' anche possibile che modelli diversi si sviluppino per le città, dove la comunità si può più facilmente identificare nel condominio, o per altre realtà, dove invece la comunità potrebbe corrispondere al quartiere. Il modello ottimale di gestione della CEC dovrà tenere conto della situazione di partenza (ad esempio se il riscaldamento è centralizzato o meno) nonché delle esigenze energetiche che dipendono anche dall'area climatica. In generale la gestione centralizzata dei servizi energetici potrebbe risolvere alcuni dei problemi di coordinamento. Limitatamente all'analisi del riscaldamento, dai data base REF-E risulta un'incidenza del modello centralizzato tanto più alta quanto minore è la temperatura media, e molto differenziata per tecnologia adottata.

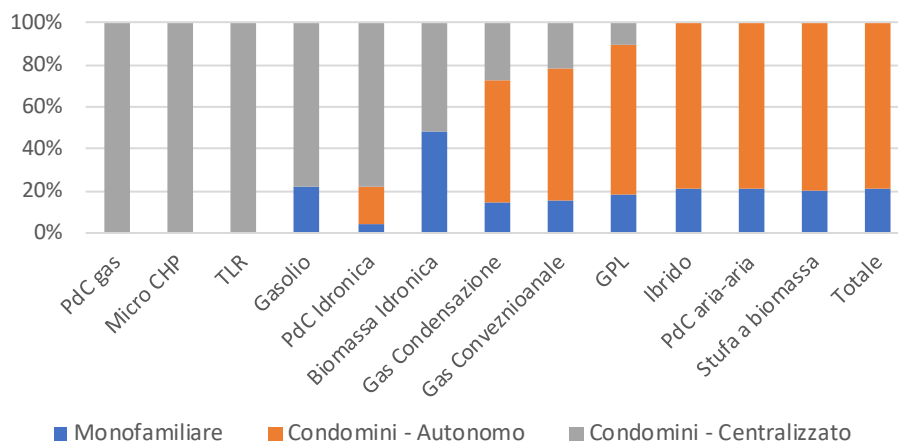
Incidenza riscaldamento centralizzato per area climatica

Fonte: Stime REF-E



Incidenza del riscaldamento centralizzato per tecnologia

Fonte: Stime REF-E



Nell'organizzazione delle CEC si intravedono oggi due strade possibili: quella di una puntale regolazione di obblighi e diritti dei partecipanti alle CEC – regolazione che potrebbe favorire la standardizzazione ma che rischia di trasformarsi un incubo burocratico – o piuttosto quella di lasciare che il mercato trovi da solo le soluzioni, sfruttando al meglio le potenzialità delle tecnologie digitali – che oggi evolvono probabilmente più in fretta di quanto la regolazione possa recepire - e dalla presenza di operatori del mercato energetico che come aggregatori potranno offrire soluzioni commerciali innovative.

La finanziabilità

Una domanda interessante è anche se la presenza delle CEC possa favorire o meno la finanziabilità degli interventi di realizzazione di impianti di generazione rinnovabile o di efficienza energetica. L'idea sottostante alla CEC è quella di promuovere investimenti di dimensioni minori e l'auto-finanziamento attraverso la parcellizzazione dei costi e dei rischi tra i cittadini. Tuttavia il settore energetico rimane particolarmente capital intensive e la possibilità di ricorrere a forme più o meno complesse di credito rimane una leva importante per l'attivazione delle potenzialità. Nel disegno della commissione le CEC dovranno essere comunità che, per quanto giuridicamente rilevanti, sono aperte, ossia consentono la possibilità di recesso in ogni momento per i partecipanti. Questo si aggiunge alla serie di incertezze già richiamate e legate ai numerosi profili di innovazione che potranno caratterizzare la CEC e che lasciano prevedere rischi non solo sulla tenuta del modello di condivisione, ma anche sulla solidità dei benefici economici attesi, sul quadro regolatorio, e a cui spesso

potrebbero aggiungersi rischi tecnologici per soluzioni particolarmente innovative. Ne esce un quadro non particolarmente favorevole alle forme di finanziamento classiche. Le CEC dovrebbero peraltro inserirsi nel nuovo paradigma di mercato, in cui non sono previste incentivazioni esplicite ma in cui il mercato trova forme di garanzia e di bancabilità degli investimenti attraverso la stipula di contratti di lungo termine (PPA). Difficilmente tuttavia una CEC senza vincoli di permanenza per i soci potrà fornire le garanzie necessarie per la stipula di un PPA all'interno della CEC stessa. Tra le possibili soluzioni individuate ve ne sono alcune che prediligono forme soft di incentivazione, prevedendo incentivi e sgravi fiscali, o forme di garanzia pubbliche, che possono trasformarsi anche in partecipazione delle comunità locali alle CEC. Queste soluzioni tuttavia possono supportare la fase di avvio e le prime esperienze sperimentali ma non possono rappresentare un modello di mercato alternativo a quello esistente. Fondamentale sarà in questo senso il ruolo degli operatori di mercato (ESCO, utilities, trader o aggregatori, ma anche fornitori di tecnologie), che potranno fare da interfaccia tra le CEC e i mercati supportandole allo stesso tempo nella gestione dei rischi.

La spinta verso la creazione di CEC e la partecipazione dei consumatori al mercato non deve in sintesi essere scambiata per una ricerca di autosufficienza energetica che riduce le necessità di coordinamento e di organizzazione del mercato. Queste necessità piuttosto, sia sul piano della gestione fisica che finanziaria, aumenteranno, con nuovi e importanti ruoli sia per i gestori di rete che per gli intermediari di mercato, ma affiancati da forme diverse di ripartizione dei rischi e delle opportunità.

¹ Una definizione simile, anche se non identica, è fornita dalla Direttiva RED II (2001/2018) sulla promozione dell'uso dell'energia rinnovabile.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 15 ottobre 2019 n. 411/2019/R/EEL “Approvazione delle proposte di modifica al Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine e sue disposizioni tecniche di funzionamento, avanzate dal Gestore dei mercati energetici S.p.A.” | pubblicata il 17 ottobre 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/411-19.pdf>

Con la deliberazione 411/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la versione aggiornata del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) - nonché delle relative DTF oggetto di modifica - modificato dal GME al fine di adeguare le previsioni ivi contenute alle modifiche introdotte alle Discipline ME ed MGAS per l’avvio del c.d. progetto netting¹.

In adempimento a quanto disposto dalla delibera in oggetto, con apposito comunicato², il GME ha reso nota agli operatori la data di acquisto di efficacia della versione aggiornata del Regolamento PCE e delle relative DTF, ovvero il 28 novembre 2019, in coincidenza dell’avvio operativo del progetto netting sui mercati dell’energia MGP ed MI e sul mercato spot del gas (MP-GAS).

Deliberazione 29 ottobre 2019 n. 438/2019/R/EEL “Approvazione della richiesta di deroga dal termine per la partecipazione di Terna alla piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione” | pubblicata il 30 ottobre 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/438-19.pdf>

Con la deliberazione 438/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la richiesta di deroga avanzata da Terna per la partecipazione della stessa alla piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione (nel seguito: piattaforma RR), ai sensi del Regolamento europeo n. 2195/2017 (c.d. Regolamento Balancing).

Al riguardo, giova ricordare che con precedente delibera 8/2019/R/EEL³ l’Autorità - in coordinamento con le altre NRAs⁴ - aveva approvato la proposta comune dei TSO europei avente ad oggetto la definizione del quadro di

attuazione della piattaforma RR, dando altresì mandato a Terna per la relativa implementazione.

Nello specifico, con la deliberazione in oggetto, l’ARERA - al fine di consentire al TSO di predisporre tutte le attività implementative e di coordinamento con i TSO confinanti all’Italia che parteciperanno alla piattaforma RR - ha approvato la richiesta di deroga di Terna per un periodo di 12 mesi, ovvero fino al 15 gennaio 2021, richiedendo, tuttavia, alla stessa di perseguire l’obiettivo di avviare la partecipazione alla piattaforma RR entro il primo semestre 2020.

¹ Cfr. Newsletter n. 129 agosto 2019.

² <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=414>

³ Cfr. Newsletter n. 123 febbraio 2019.

⁴ National Regulatory Authorities.

Gli appuntamenti

12-14 novembre

European Utility Week

Parigi, Francia

Organizzatore: Clarion

<https://www.powergeneurope.com/>

14-15 novembre

E-Waste World Conference

Francoforte am Main, Germania

Organizzatore: Trans-Global Events Ltd

<http://go.evnt.com/464350-0?pid=80>

18-20 novembre

Short-Term Electricity Price Forecasting

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/2XXhW0f>

20-22 novembre

Procurement and Supply Chain Management for Energy Companies

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/2W17LXC>

21 novembre

LUMI

Bologna, Italia

Organizzatore: Tecnoimprese

<https://lumiexpo.com/info/>

26-27 novembre

Energy Storage Reality Check

Singapore

Organizzatore: Dufresne

<http://bit.ly/ESMasterclass2019>

2-4 dicembre

International Conference on Renewable Energy and Environment

Dublino, Irlanda

Organizzatore: University College Dublin

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

3 dicembre

Conferenza nazionale per l'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della Terra

<http://www.amicidellaterra.it/index.php/le-conferenze/conferenze-sull-efficienza-energetica/xi-conferenza-efficienza>

3-4 dicembre

Energy from Waste

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group Ltd

<http://go.evnt.com/446239-0?pid=80>

4-5 dicembre

World Congress on Renewable Materials and Environmental Engineering

New York, Usa

Organizzatore: Lexis Conferences

<https://www.lexisconferences.com/renewablematerials>

5 dicembre

Energia Libera

Roma, Italia

Organizzatore: Energia Libera

www.energialibera.eu

9 e 10 dicembre

Forum Italia Solare

Roma, Italia

Organizzatore: Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/forum-italia-solare-2019/agenda-forum-italia-solare-2019/>

19-21 dicembre

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Londra, Regno Unito

Organizzatore: PEEE

<http://www.peee.org>



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.