

APPROFONDIMENTI

IL CARBONE: ANCORA PROTAGONISTA DEL MIX ENERGETICO

di Agata Gugliotta - RIE

La turbolenza a cui assistiamo sui mercati energetici globali già dal post-pandemia e che la guerra russo-ucraina ha contribuito ad esacerbare, sta influenzando le dinamiche di domanda e offerta di tutte le commodities energetiche, incluso il carbone. La riduzione dei flussi di gas dalla Russia, che ha inasprito una situazione di tightness iniziata già nel 2021, ha accelerato precipitosamente il rialzo dei prezzi del gas, giunti a livelli insostenibili, rendendo così più conveniente il ricorso al carbone, la cui domanda, nel primo semestre 2022, si è mantenuta in linea con i valori record registrati nel 2021. Il presente articolo intende tracciare, sulla base delle prime stime preliminari dell'anno in corso, i fondamentali di mercato di questa fonte, ancora protagonista del mix energetico non solo di aree tradizionalmente high coal consumption, come il bacino asiatico, ma anche della "verde" Europa, costretta a tornare a bruciare carbone, per ridurre una pericolosa dipendenza dal gas di Mosca.

La domanda continua ad essere robusta, ma non dappertutto...

Secondo i dati a consuntivo rilasciati dall'AIE a luglio 2022¹, nel 2021 la domanda globale di carbone è aumentata del 5,8% su valori prossimi ai 7.950 milioni di tonnellate (Mt). Un aumento di oltre un punto percentuale rispetto a quanto stimato dalla stessa Agenzia di Parigi lo scorso marzo². A trainare i consumi di carbone nell'anno passato hanno concorso: la ripresa economica (+6% la crescita del PIL mondiale); il

succedersi di un inverno gelido seguito da un'estate molto calda che ha sostenuto la domanda elettrica (+6% sul 2021)³; l'aumento continuo e straordinario dei prezzi del gas, che ha reso così maggiormente conveniente la generazione a carbone, in aumento del 7% anno su anno. Le stime relative al primo semestre 2022 indicano consumi di carbone, a livello mondiale, in linea con il pari periodo 2021 (per l'AIE -0,5%). A giustificare una domanda così sostenuta sono soprattutto i prezzi del gas che frantumano record su record, risentendo delle tensioni geopolitiche (e di riduzione dei flussi gas) susseguenti al conflitto russo-ucraino, e che hanno incentivato ulteriormente lo switching verso il carbone, soprattutto nella generazione elettrica. Una performance quella del carbone che assume ancora più rilevanza, se si considera il contesto di rallentamento economico che ha interessato un largo numero di paesi e che ha pesato negativamente sui consumi energetici globali. Merita però rilevare come, da un punto di vista regionale, la crescita non sia stata generalizzata: ad aree con consumi di carbone sostenuti si contrappongono paesi in cui si registra una riduzione dei volumi richiesti. Tra i primi, spicca sicuramente l'India che, dopo il +12% raggiunto nel 2021, nel primo semestre 2022 vede il suo ricorso al carbone crescere di un nuovo +9% rispetto al pari periodo dell'anno precedente. Un'espansione dell'elettrificazione del paese, unitamente al proseguimento della crescita economica e a un'ondata eccessiva di caldo, ha spinto l'uso del carbone nella generazione elettrica che, in questo comparto, segna un +10%.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2022

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI
Il carbone: ancora protagonista del mix energetico

di Agata Gugliotta - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Prosegue ad ottobre la riduzione dei prezzi elettrici sulle principali borse europee, con il Pun, pari a 211,50 €/MWh, che si porta ai minimi da febbraio e registra, per la prima volta negli ultimi due anni, anche una riduzione su base annuale. La dinamica del prezzo italiano resta fortemente correlata all'andamento dei costi del gas, in un contesto connotato da un livello di acquisti inferiore a quello del 2021 (MGP: 22,7 TWh) e da una liquidità del mercato al 70,6%. Su base zonale torna quasi ad annullarsi lo spread di prezzo Nord-Sud (prezzi

penisola: 210/213 €/MWh), mentre più basse risultano le quotazioni in Sardegna (202 €/MWh) e in Sicilia (199 €/MWh). Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi ai massimi degli ultimi mesi (2,3 TWh, +9,5% su settembre), in crescita sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID, nella quale i volumi si portano al massimo di 0,4 TWh totalizzati in oltre 166 mila abbinamenti. In aumento mensile, infine, i volumi registrati nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Ad ottobre il Pun si porta a 211,50 €/MWh, valore più che dimezzato rispetto a settembre, così come i riferimenti di prezzo sulle principali borse elettriche europee. Nel corso di ottobre il prezzo è passato dai circa 350 €/MWh di inizio mese a 130/140 €/MWh degli ultimi giorni, seguendo una dinamica concorde con l'andamento dei costi del gas al PSV (82 €/

MWh, passati da 160 €/MWh a 30/40 €/MWh) e in un contesto connotato da acquisti nazionali inferiori ai livelli dello scorso anno. Variazioni analoghe si osservano anche nei singoli gruppi orari, con prezzi attestatisi a 245,58 €/MWh nelle ore di picco e a 194,08 €/MWh nel fuori picco (per un rapporto picco/baseload a 1,16) (Grafico 1 e Tabella 1).

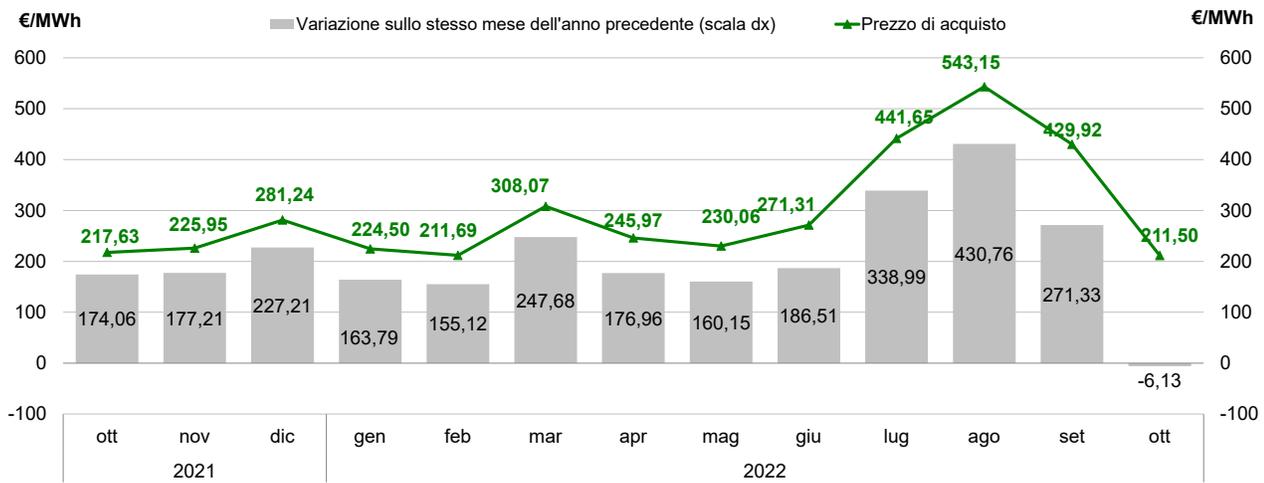
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

| | Prezzo medio di acquisto | | | | Volumi medi orari | | | | Liquidità | |
|-----------------------|--------------------------|--------|------------|-------|-------------------|--------|----------------|-------|--------------|-------|
| | 2022 | 2021 | Variazione | | Borsa | | Sistema Italia | | 2022 | 2021 |
| | €/MWh | €/MWh | €/MWh | % | MWh | Var. | MWh | Var. | | |
| Baseload | 211,50 | 217,63 | -6,13 | -2,8% | 21.581 | -12,3% | 30.556 | -4,6% | 70,6% | 76,9% |
| <i>Picco</i> | 245,58 | 242,93 | +2,65 | +1,1% | 25.895 | -12,2% | 36.678 | -5,5% | 70,6% | 76,0% |
| <i>Fuori picco</i> | 194,08 | 204,69 | -10,61 | -5,2% | 19.375 | -12,4% | 27.426 | -4,0% | 70,6% | 77,5% |
| <i>Minimo orario</i> | 71,10 | 130,50 | | | 13.087 | | 20.872 | | 59,0% | 69,3% |
| <i>Massimo orario</i> | 600,00 | 380,00 | | | 29.666 | | 40.637 | | 85,3% | 84,5% |

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



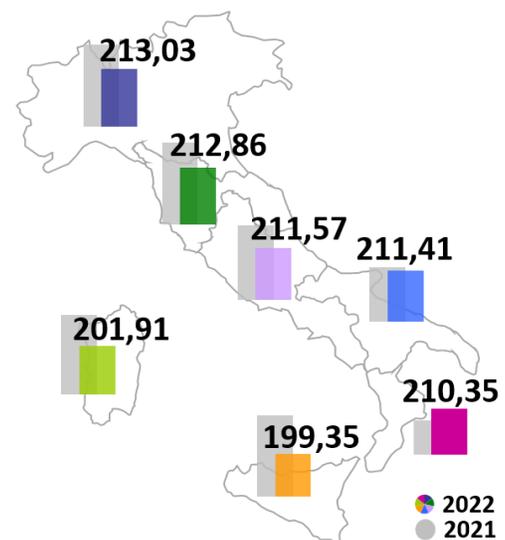
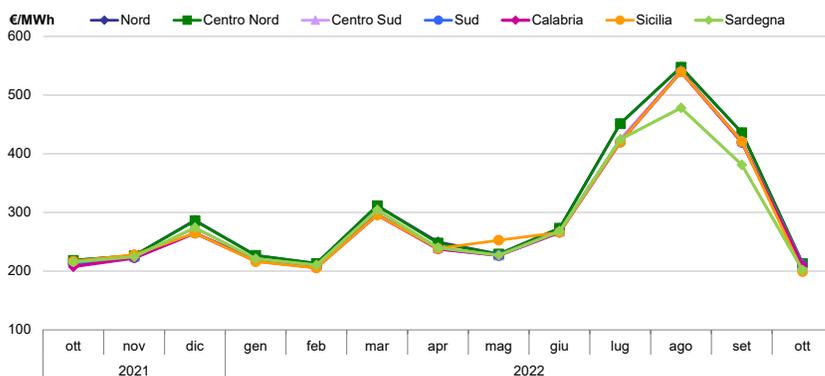
I PREZZI ZONALI

A livello locale, in presenza anche di un ritorno sui livelli consueti del limite di transito CSUD-CNOR, i prezzi di vendita sulla penisola si allineano sui 210/213 €/MWh, con il differenziale Nord-Sud ai minimi da ottobre 2021 (1,63 €/MWh). Più bassi i prezzi sulle isole, entrambe caratterizzate da minimi orari a 0/3 €/MWh, la Sardegna a 201,91 €/MWh e la Sicilia a 199,35 €/MWh, livello inferiore di circa 12 €/MWh rispetto al Sud. Quest'ultima dinamica si realizza sull'isola in

presenza di un basso livello di acquisti e di un'offerta elevata e a prezzi competitivi (anche ad olio, nell'ambito definito dalla Delibera 430/2022), condizioni che favoriscono l'export dalla Sicilia verso il continente nel 77% delle ore del mese, valore più elevato di sempre (di cui quasi un terzo fino a saturazione), anche in un contesto connotato da restringimenti sul transito con la Calabria (a inizio mese e dal 17 ottobre in poi) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è pari a 22,8 TWh, con volumi transitati nella borsa elettrica del GME a 16,1 TWh e movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP a 6,7 TWh. In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato si attesta al 70,6% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3). Sul lato della domanda, gli acquisti

nazionali si attestano a 22,2 TWh, in calo diffuso a livello zonale, e gli acquisti esteri (esportazioni) a 0,6 TWh, in crescita soprattutto nell'ultima parte del mese, soddisfatti, sul fronte delle vendite, da volumi nazionali per 18,6 TWh e importazioni per 4,2 TWh, queste ultime in crescita solo dalla Francia (Tabella 4).

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

| | MWh | Variazione | Struttura |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 16.077.539 | -12,3% | 70,6% |
| Operatori | 10.194.681 | -15,4% | 44,8% |
| GSE | 1.705.054 | -4,2% | 7,5% |
| Zone estere | 4.173.378 | -7,4% | 18,3% |
| Saldo programmi PCE | 4.426 | - | 0,0% |
| PCE (incluso MTE) | 6.686.457 | +21,2% | 29,4% |
| Zone estere | 0 | -100,0% | 0,0% |
| Zone nazionali | 6.690.883 | +23,7% | 29,4% |
| Saldo programmi PCE | -4.426 | | |
| VOLUMI VENDUTI | 22.763.996 | -4,6% | 100,0% |
| VOLUMI NON VENDUTI | 11.836.873 | -2,5% | |
| OFFERTA TOTALE | 34.600.869 | -3,9% | |

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

| | MWh | Variazione | Struttura |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|
| Borsa | 16.077.539 | -12,3% | 70,6% |
| Acquirente Unico | 1.512.893 | -38,8% | 6,6% |
| Altri operatori | 11.235.917 | -1,6% | 49,4% |
| Pompaggi | 24.319 | - | 0,1% |
| Zone estere | 590.519 | +101,3% | 2,6% |
| Saldo programmi PCE | 2.713.890 | -34,8% | 11,9% |
| PCE (incluso MTE) | 6.686.457 | +21,2% | 29,4% |
| Zone estere | - | -100,0% | - |
| Zone nazionali AU | - | - | 0,0% |
| Zone nazionali altri operatori | 9.400.347 | -2,8% | 41,3% |
| Saldo programmi PCE | -2.713.890 | | |
| VOLUMI ACQUISTATI | 22.763.996 | -4,6% | 100,0% |
| VOLUMI NON ACQUISTATI | 494.226 | -42,3% | |
| DOMANDA TOTALE | 23.258.222 | -5,9% | |

In tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

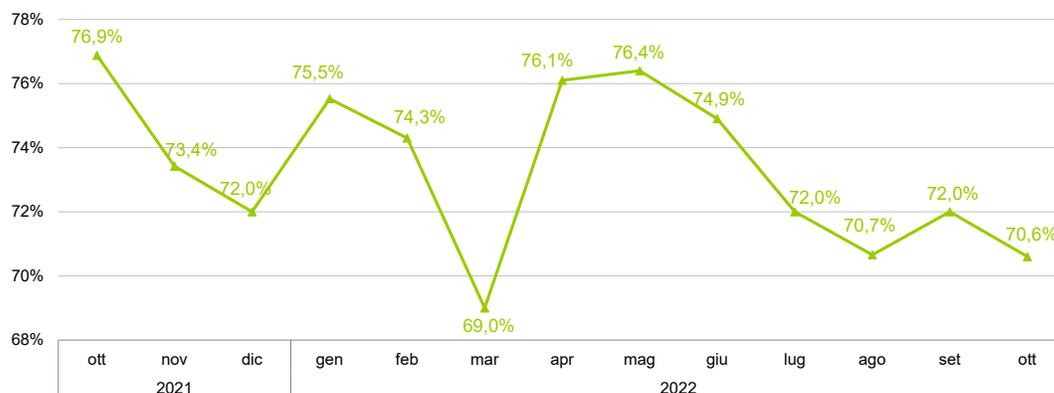


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

| | Offerte | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|-------------------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|--------------|
| | MWh | | | | | | | | |
| | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var | Totale | Media oraria | Var |
| Nord | 14.630.496 | 19.638 | -11,3% | 8.807.403 | 11.822 | -9,8% | 12.771.954 | 17.144 | -5,7% |
| Centro Nord | 1.498.355 | 2.011 | -4,4% | 1.274.935 | 1.711 | -0,3% | 1.910.099 | 2.564 | -5,6% |
| Centro Sud | 4.541.199 | 6.096 | +17,6% | 2.230.154 | 2.993 | +3,9% | 3.768.273 | 5.058 | -6,9% |
| Sud | 4.199.994 | 5.638 | +22,5% | 2.803.652 | 3.763 | -1,0% | 1.363.402 | 1.830 | -4,8% |
| Calabria | 1.767.704 | 2.373 | -24,3% | 926.847 | 1.244 | -23,9% | 403.857 | 542 | -8,3% |
| Sicilia | 2.642.281 | 3.547 | +16,1% | 1.549.812 | 2.080 | +60,4% | 1.317.138 | 1.768 | -3,5% |
| Sardegna | 1.111.230 | 1.492 | -17,2% | 997.819 | 1.339 | -3,5% | 638.753 | 857 | -10,1% |
| Totale nazionale | 30.391.259 | 40.794 | -2,9% | 18.590.622 | 24.954 | -3,4% | 22.173.476 | 29.763 | -5,9% |
| Esteri | 4.209.610 | 5.650 | -10,2% | 4.173.374 | 5.602 | -9,5% | 590.519 | 793 | +100,9% |
| Sistema Italia | 34.600.869 | 46.444 | -3,9% | 22.763.996 | 30.556 | -4,6% | 22.763.996 | 30.556 | -4,6% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

LE FONTI

In termini di composizione delle vendite nazionali, ad ottobre si osserva una flessione mensile dei volumi delle fonti rinnovabili (7.600 GWh), comprese da vendite idroelettriche su uno dei livelli più bassi degli ultimi anni, soprattutto al Nord, dalla forte contrazione dell'eolico e dal calo del solare. Più debole la riduzione delle vendite da fonti tradizionali, che interessa sia gli impianti a gas che quelli a carbone, questi ultimi al Sud e in Sardegna, anche in corrispondenza di indisponibilità di capacità

dichiarate ai sensi Remit. Crescono, invece, nel contesto regolatorio sopra descritto, le vendite degli altri impianti tradizionali, in particolare ad olio in Sicilia. Alla luce di quanto sopra descritto, scendono rispettivamente al 12,1% e al 6,3% le quote di mercato dell'idroelettrico e dell'eolico, mentre per la prima volta da aprile torna a superare il 50% quella del gas (51,3%) e, come non accadeva da fine 2018, torna in doppia cifra quella del carbone (10,1%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

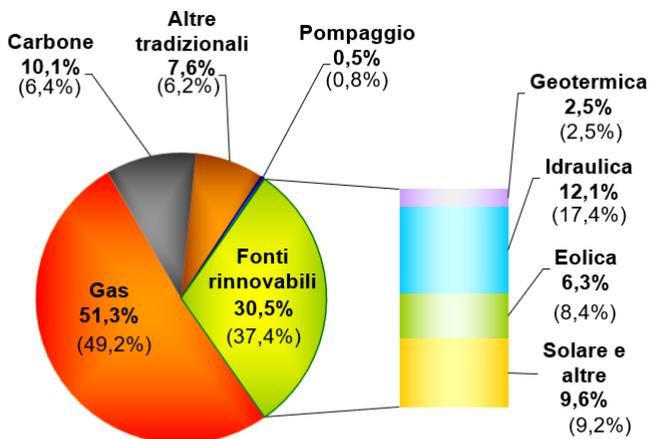
Fonte: GME

| | 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 | 8.469 | +3,8% | 792 | +7,4% | 1.915 | +14,7% | 2.424 | +3,6% | 950 | -23,2% | 1.605 | +121,7% | 1.067 | -3,1% | 17.221 | +7,9% |
| Gas | 7.288 | -1,0% | 746 | +8,8% | 1.052 | +4,7% | 1.307 | -14,9% | 829 | -27,1% | 1.074 | +118,3% | 515 | +2,8% | 12.811 | +0,7% |
| Carbone | 453 | +40085,6% | - | - | 646 | +47,2% | 914 | +40,8% | 0 | - | - | - | 496 | -10,6% | 2.508 | +52,7% |
| Altre | 728 | -8,4% | 46 | -10,9% | 218 | -3,7% | 203 | +30,3% | 121 | +22,4% | 532 | +128,7% | 56 | +23,2% | 1.902 | +18,6% |
| Fonti rinnovabili | 3.280 | -31,4% | 920 | -6,1% | 1.044 | -12,2% | 1.340 | -8,3% | 294 | -26,0% | 468 | -18,2% | 272 | -5,4% | 7.618 | -21,2% |
| Idraulica | 1.869 | -43,1% | 123 | -18,8% | 402 | -15,8% | 382 | +14,3% | 70 | - | 117 | +9,2% | 67 | +29,0% | 3.030 | -32,6% |
| Geotermica | - | - | 614 | -3,4% | - | - | - | - | - | -100,0% | - | - | - | - | 614 | -3,4% |
| Eolica | 10 | -13,1% | 16 | -50,5% | 332 | -22,6% | 696 | -22,2% | 171 | -34,4% | 228 | -40,3% | 114 | -24,6% | 1.566 | -27,5% |
| Solare e altre | 1.402 | -5,5% | 167 | +4,1% | 310 | +9,3% | 261 | +13,3% | 53 | +7,8% | 123 | +47,9% | 91 | +7,8% | 2.408 | +1,4% |
| Pompaggio | 73 | -58,0% | - | - | 35 | +43,2% | - | - | - | - | 6,61 | +6331,3% | 0 | +125,8% | 115 | -42,1% |
| Totale | 11.822 | -9,8% | 1.711 | -0,3% | 2.993 | +3,9% | 3.763 | -1,0% | 1.244 | -23,9% | 2.080 | +60,4% | 1.339 | -3,5% | 24.954 | -3,4% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

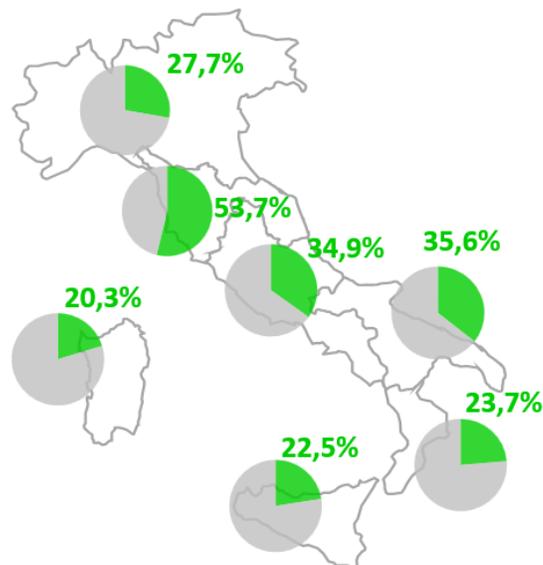
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Modesta variazione mensile per l'import netto dell'Italia, che si attesta a 3,6 TWh. La dinamica riflette una crescita concentrata sulla frontiera francese in corrispondenza soprattutto di un innalzamento della NTC, osservata a fronte di riduzioni sulla frontiera montenegrina (caratterizzata

da restringimenti sui limiti di transito con il Centro Sud e dall'inversione dei flussi nell'ultima parte del mese), su quella austriaca, con la NTC fortemente ridotta per tutto il mese, e su quelle slovena e greca (per dinamiche di prezzo) (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

| Frontiera | Flusso | | | | | | Vendite | | | Acquisti | | |
|---------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | Totale MWh | Frequenza import % | Frequenza export % | Frequenza non utilizzo % | Saturazione import % | Saturazione export % | Limite MW medi | Totale MWh | Coupling MWh | Limite MW medi | Totale MWh | Coupling MWh |
| Italia - Francia* | 2.016.628 (2.166.791) | 95,4% (99,6%) | 4,0% (0,4%) | 0,6% (0,0%) | 68,7% (84,7%) | 2,0% (-) | 3.184 (3.026) | 2.040.645 (2.167.729) | 2.040.645 (2.134.249) | 1.068 (1.113) | 24.017 (938) | 24.017 (938) |
| Italia - Svizzera | 1.534.400 (1.320.988) | 100,0% (99,9%) | - (0,1%) | - (0,0%) | - (-) | - (-) | 2.554 (2.705) | 1.544.544 (1.387.496) | n/a n/a | 2.712 (2.732) | 10.144 (66.508) | n/a n/a |
| Italia - Austria* | 46.122 (183.255) | 71,9% (96,2%) | 12,3% (1,2%) | 15,8% (2,6%) | 80,0% (94,0%) | 13,7% (0,9%) | 81 (260) | 48.819 (183.944) | 48.819 (183.944) | 25 (107) | 2.697 (688) | 2.697 (688) |
| Italia - Slovenia* | 160.494 (340.121) | 63,9% (69,4%) | 32,5% (9,4%) | 3,6% (1,2%) | 43,2% (42,7%) | 17,7% (0,5%) | 693 (715) | 281.798 (354.538) | 281.798 (354.538) | 669 (669) | 121.304 (14.417) | 121.304 (14.417) |
| Italia - Montenegro | 25.599 (259.259) | 49,9% (67,4%) | 34,8% (12,6%) | 15,3% (-) | 14,4% (23,9%) | 6,5% (-) | 421 (597) | 153.082 (293.749) | n/a n/a | 470 (630) | 127.483 (34.490) | n/a n/a |
| Italia - Grecia | -85.428 (145.332) | 36,1% (70,2%) | 63,4% (29,8%) | 0,5% (-) | - (-) | - (-) | 514 (525) | 104.489 (224.443) | 104.489 (224.443) | 514 (418) | 189.917 (79.112) | 189.917 (79.112) |
| Italia - Malta | -58.439 (-36.280) | - (-) | 89,7% (79,9%) | 10,3% (20,1%) | - (-) | 0,1% (-) | 225 (225) | 0 (-) | n/a n/a | 225 (225) | 58.439 (36.280) | n/a n/a |
| TOTALE** | 3.639.376 (4.379.466) | | | | | | | 4.173.378 (4.611.898) | 2.475.751 (2.897.173) | | 534.001 (232.432) | 337.935 (95.154) |

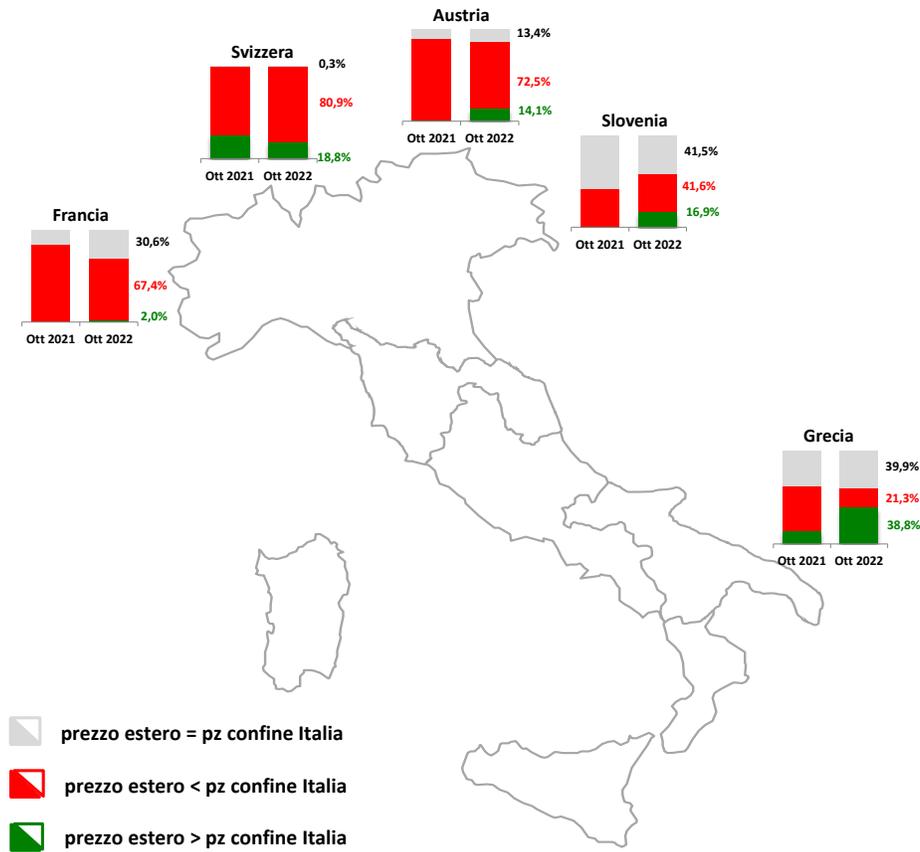
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, Refinitiv



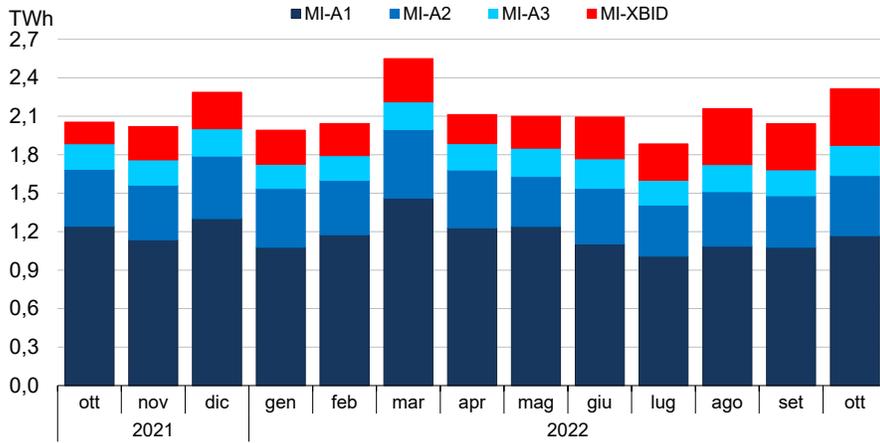
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ad ottobre i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,3 TWh (massimo da aprile, +0,3 TWh su settembre). La crescita interessa sia i mercati in asta, su cui resta concentrata la gran parte degli scambi (1,9 TWh, 1,2 TWh sul MI-A1) che XBID (440,7 GWh, massimo dall'avvio del mercato, per oltre 166 mila abbinamenti), la cui quota sul totale degli scambi si attesta al 19%. Anche ad ottobre oltre il 90% degli scambi XBID risulta realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e oltre due terzi ha avuto una controparte estera, con finalità prevalente in export; si attesta invece al 23% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al

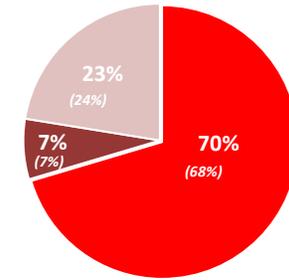
7% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale. Analogamente a quanto osservato su MGP, i prezzi osservati nel MI risultano più che dimezzati su base mensile, attestandosi a 207/212 €/MWh, tutti inferiori ai corrispondenti valori MGP (-1/-4%). Il ranking dei prezzi zonali segue quanto osservato sul MGP, mostrando quotazioni generalmente più basse sulle isole (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9). Si segnalano su XBID numerosi abbinamenti a prezzi negativi nelle zone centro meridionali ma soprattutto sulle isole, dove si raggiungono minimi a -170 €/MWh.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | Mercato Infragiornaliero | |
|---------------|------------------|--------------|----------------|-------------|----------------|--------------|------------------|--------------|-----------------------|---------------|--------------------------|--------------|
| | MI-A1 (1-24h) | | MI-A2 (1-24h) | | MI-A3 (13-24h) | | Totale | | XBID (1-24h) | | Totale | |
| | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % |
| Nord | 542.580 | -21,3% | 193.978 | 6,6% | 78.945 | 8,7% | 815.503 | -13,6% | 91.618 | 118,2% | 907.121 | -8,0% |
| Centro Nord | 69.151 | -19,9% | 32.411 | 16,3% | 16.333 | 69,4% | 117.894 | -4,8% | 28.979 | 309,1% | 146.873 | 12,1% |
| Centro Sud | 207.365 | 88,4% | 74.307 | 26,1% | 35.330 | 29,1% | 317.002 | 61,4% | 45.805 | 125,9% | 362.807 | 67,5% |
| Sud | 143.126 | 19,4% | 84.497 | 10,2% | 42.350 | 13,6% | 269.973 | 15,5% | 52.334 | 117,2% | 322.307 | 25,0% |
| Calabria | 21.310 | -40,3% | 6.891 | -50,3% | 5.436 | -29,8% | 33.637 | -41,3% | 9.640 | 141,0% | 43.277 | -29,4% |
| Sicilia | 118.472 | 61,2% | 31.493 | -8,5% | 25.471 | 52,1% | 175.436 | 40,7% | 13.218 | 79,0% | 188.654 | 42,9% |
| Sardegna | 21.917 | -43,5% | 12.147 | -12,1% | 7.425 | -17,8% | 41.489 | -32,7% | 16.416 | 123,1% | 57.905 | -16,1% |
| Estero | 44.612 | -49,3% | 33.203 | -8,8% | 24.709 | 24,4% | 102.524 | -28,9% | 182.690 | 225,7% | 285.214 | 42,4% |
| Totale | 1.168.533 | -5,9% | 468.928 | 5,6% | 235.998 | 17,8% | 1.873.459 | -0,7% | 440.700 | 161,9% | 2.314.159 | 12,6% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

| | ASTA | | | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | | Mercato Infragiornaliero | |
|---------------|------------------|--------------|----------------|-------------|----------------|--------------|------------------|--------------|-----------------------|---------------|--------------------------|--------------|
| | MI-A1 (1-24h) | | MI-A2 (1-24h) | | MI-A3 (13-24h) | | Totale | | XBID (1-24h) | | Totale | |
| | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % | MWh | var % |
| Nord | 608.407 | -10,4% | 208.906 | 1,4% | 108.492 | 30,9% | 925.804 | -4,4% | 163.142 | 251,0% | 1.088.946 | 7,3% |
| Centro Nord | 69.327 | 13,7% | 13.158 | -19,8% | 6.721 | -15,9% | 89.205 | -4,5% | 18.492 | 87,8% | 107.698 | 13,1% |
| Centro Sud | 165.243 | 1,6% | 68.575 | 34,3% | 25.708 | 34,8% | 259.526 | 11,5% | 27.449 | 133,4% | 286.975 | 17,4% |
| Sud | 99.341 | -39,0% | 74.679 | 6,5% | 32.349 | 26,6% | 206.370 | -20,2% | 48.782 | 156,3% | 255.151 | -8,1% |
| Calabria | 36.341 | 6,1% | 19.471 | -15,1% | 7.883 | 8,7% | 63.694 | -1,2% | 5.203 | 2,0% | 68.897 | -0,9% |
| Sicilia | 148.223 | 121,5% | 31.087 | 2,8% | 15.529 | -19,0% | 194.839 | 67,5% | 26.269 | 337,0% | 221.108 | 80,8% |
| Sardegna | 15.485 | -51,8% | 9.658 | -16,6% | 5.730 | -40,9% | 30.873 | -42,2% | 7.176 | 40,7% | 38.048 | -34,9% |
| Estero | 26.166 | -39,2% | 43.395 | 22,2% | 33.587 | 17,1% | 103.148 | -3,8% | 144.188 | 122,0% | 247.336 | 43,6% |
| Totale | 1.168.533 | -5,9% | 468.928 | 5,6% | 235.998 | 17,8% | 1.873.459 | -0,7% | 440.700 | 161,9% | 2.314.159 | 12,6% |

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

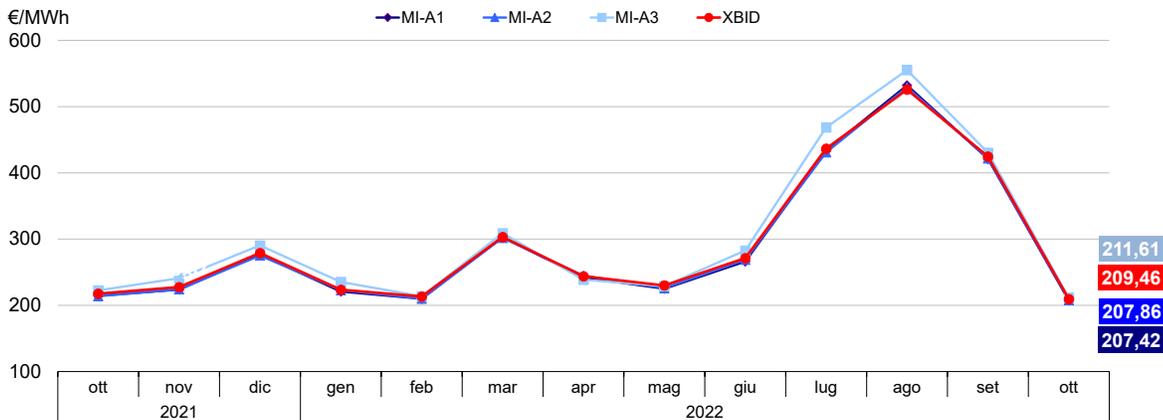


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

| | Mercato del Giorno Prima | | Mercato Infragiornaliero | | | | | | | |
|--------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|-------|--------------------------|-------|--------------------------|--------|--------------------------|-------|
| | MGP (1-24 h) €/MWh | MGP (13-24 h) €/MWh | ASTA | | | | | | NEGOZIAZIONE CONTINUA | |
| | | | MI-A1 (1-24 h) | | MI-A2 (1-24 h) | | MI-A3 (13-24 h) | | X-BID (1-24 h) | |
| | | | €/MWh | var % | €/MWh | var % | €/MWh | var % | €/MWh | var % |
| Nord | 213,03 | 222,20 | 209,62 (-1,6%) | -3,1% | 209,90 (-1,5%) | -2,9% | 213,47 (-3,9%) | -5,4% | 210,23 (-1,3%) | -4,7% |
| Centro Nord | 212,86 | 221,94 | 210,91 (-0,9%) | -2,5% | 211,16 (-0,8%) | -2,3% | 213,33 (-3,9%) | -5,4% | 214,86 (+0,9%) | -4,9% |
| Centro Sud | 211,57 | 220,63 | 210,56 (-0,5%) | -1,9% | 207,72 (-1,8%) | -3,4% | 211,45 (-4,2%) | -5,9% | 210,81 (-0,4%) | -3,5% |
| Sud | 211,41 | 220,32 | 208,97 (-1,2%) | -0,3% | 207,47 (-1,9%) | -1,4% | 211,21 (-4,1%) | -4,0% | 208,50 (-1,4%) | -3,0% |
| Calabria | 210,35 | 219,98 | 211,88 (+0,7%) | 3,0% | 207,75 (-1,2%) | 2,0% | 213,03 (-3,2%) | 1,6% | 206,49 (-1,8%) | -2,2% |
| Sicilia | 199,35 | 210,47 | 194,02 (-2,7%) | -9,8% | 197,43 (-1,0%) | -7,3% | 211,47 (+0,5%) | -3,0% | 203,46 (+2,1%) | -5,0% |
| Sardegna | 201,91 | 206,07 | 201,12 (-0,4%) | -5,9% | 198,11 (-1,9%) | -7,7% | 197,42 (-4,2%) | -10,5% | 200,63 (-0,6%) | -9,4% |

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

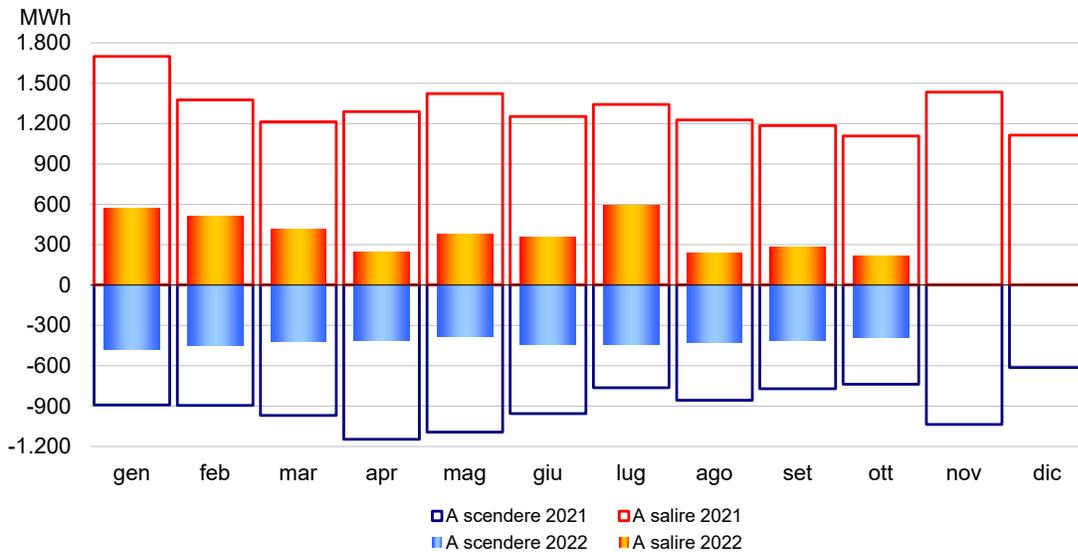
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

Si confermano esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, TWh e le sue vendite sul mercato a scendere 0,3 TWh con gli acquisti di Terna sul mercato a salire pari a 0,2 (Grafico 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

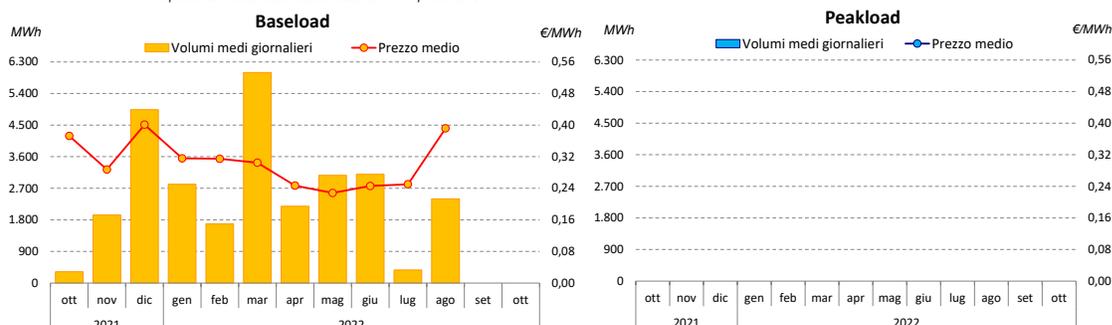
Anche ad ottobre non si sono registrati scambi sul MPEG (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

| Tipologia | Negoziazioni | | Prezzo | | | Volumi | |
|---------------|--------------|--------------------|-------------|--------------|---------------|---------|-------|
| | N° | Prodotti negoziati | Medio €/MWh | Minimo €/MWh | Massimo €/MWh | MWh | MWh/g |
| Baseload | - | 0/31 | - | - | - | - | - |
| | (17) | 8/29 | (0,37) | (0,15) | (1,00) | (2.573) | (322) |
| Peakload | - | 0/21 | - | - | - | - | - |
| | (-) | 0/20 | (-) | (-) | (-) | (-) | (-) |
| Totale | - | - | - | - | - | - | - |
| | (17) | | | | | (2.573) | |

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Novembre 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a 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 2022 | 306,65 | -56,5% | - | - | - | - | - | 1 | 720 |
| Dicembre 2022 | 383,00 | -56,5% | - | - | - | - | - | 1 | 744 |
| Gennaio 2023 | 387,04 | -42,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Febbraio 2023 | 374,68 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| I Trimestre 2023 | 366,66 | -45,3% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2023 | 302,78 | -42,4% | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2023 | 315,47 | -39,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| IV Trimestre 2023 | 307,80 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2023 | 322,99 | -46,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | - | | 744 |

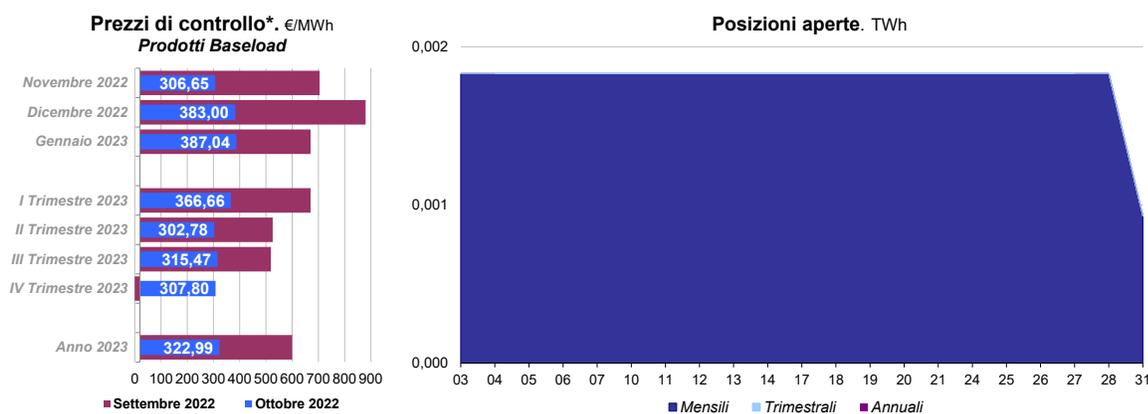
| PRODOTTI PEAK LOAD | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------------|------------|--------------|----------------|------------|---------------|--------------|--------------------|------------|
| | Prezzo di controllo* | | Negoziazioni | Volumi mercato | Volumi OTC | Volumi TOTALI | variazioni % | Posizioni aperte** | |
| | €/MWh | variazione | N. | MW | MW | MW | | MW | MWh |
| Novembre 2022 | 415,20 | -48,6% | - | - | - | - | - | - | - |
| Dicembre 2022 | 435,77 | -56,6% | - | - | - | - | - | - | - |
| Gennaio 2023 | 437,24 | -39,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Febbraio 2023 | 396,15 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| I Trimestre 2023 | 394,79 | -45,1% | - | - | - | - | - | - | - |
| II Trimestre 2023 | 314,90 | -42,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| III Trimestre 2023 | 335,10 | -39,3% | - | - | - | - | - | - | - |
| IV Trimestre 2023 | 348,89 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Anno 2023 | 348,42 | -47,2% | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale | | | - | - | - | - | - | | - |
| TOTALE | | | - | - | - | - | - | | 744 |

* 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)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a ottobre si attestano a 22,6 TWh, mentre la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE risulta pari a 13,3 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, si attesta a 1,69 (Grafico 10). Quanto ai programmi registrati, ammontano a 6,7 TWh nei conti in immissione e a 9,4 TWh in quelli in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 6,6 TWh e 3,9 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi*

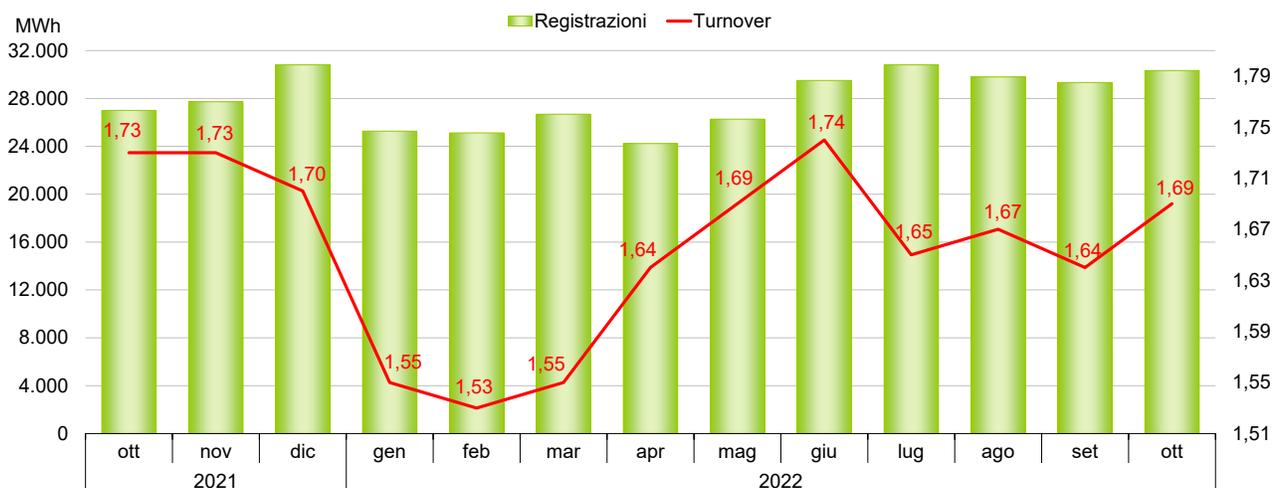
Fonte: GME

| TRANSAZIONI REGistrate | | | | PROGRAMMI | | | | |
|------------------------|-------------------|---------------|---------------|----------------------------|------------------|---------------|------------------|---------------|
| | MWh | Variazione | Struttura | | Immissione | | Prelievo | |
| | | | | | MWh | Variazione | MWh | Variazione |
| Baseload | 6.166.630 | +1,5% | 27,3% | Richiesti | 8.677.734 | +24,6% | 9.431.114 | -2,8% |
| Off Peak | 235.917 | +155,2% | 1,0% | Rifiutati | 1.986.851 | +37,1% | 30.767 | +17,3% |
| Peak | 223.278 | +198,9% | 1,0% | Registrati | 6.690.883 | +21,3% | 9.400.347 | -2,8% |
| Week-end | - | - | - | | | | | |
| Totale Standard | 6.625.824 | +6,1% | 29,3% | Sbilanciamenti a programma | 6.651.350 | +8,0% | 3.941.886 | +97,2% |
| Totale Non standard | 15.972.087 | +15,2% | 70,7% | Saldo programmi | 4.426 | 100% | 2.713.890 | -34,8% |
| PCE bilaterali | 22.597.911 | +12,4% | 100,0% | | | | | |
| MTE | 745 | -98,6% | 0,0% | | | | | |
| MPEG | - | - | - | | | | | |
| TOTALE PCE | 22.598.656 | +12,1% | 100,0% | | | | | |
| POSIZIONE NETTA | 13.342.233 | +14,3% | | | | | | |

* in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno termico i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.339 milioni di mc (45,9 TWh), a fronte di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente a 4.960 milioni di mc (52,4 TWh), concentrate ancora a Mazara, Melendugno e Cavarzere (39,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano anche ad ottobre le iniezioni nei siti (9,5 TWh), mentre la produzione nazionale si porta a 272 milioni di mc (2,9 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi

negoziati si attestano a 13,7 TWh, valore rappresentativo di una quota pari al 30% del totale dei consumi. Anche ad ottobre gli scambi risultano concentrati nei mercati day-ahead (70%), in particolare a negoziazione continua (7,6 TWh e nuovo massimo storico).

Ancora in calo rispetto al mese precedente tutti i prezzi registrati sui mercati del GME, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 82 €/MWh; TTF: 79 €/MWh).

IL CONTESTO

Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.339 milioni di mc (45,9 TWh), di cui 908 milioni di mc (9,6 TWh) relativi al settore industriale e 1.118 milioni di mc (11,8 TWh) a quello civile.

Si attesta a 1.940 milioni di mc (20,5 TWh) la domanda del comparto termoelettrico, in calo rispetto a settembre in corrispondenza di una minore richiesta di energia elettrica e di un incremento delle importazioni di energia elettrica. In ripresa, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 374 milioni di mc (4,0 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.960 milioni di mc, 52,4 TWh), i volumi di gas in ingresso tramite gasdotto ammontano a 3.681 milioni di mc (38,9 TWh), di questi circa il 54% proveniente

dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL risultano pari a 1.279 milioni di mc (13,5 TWh). La modulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata mostra una ripresa, rispetto a settembre, solo a Passo Gries (4,7 TWh), Gela (3,0 TWh) e al rigassificatore di Cavarzere (8,5 TWh), le cui quote salgono rispettivamente al 9%, 6% e 16% del totale.

Torna a regime ordinario il terminale di rigassificazione di Panigaglia (3,0 TWh), mentre scendono i flussi dagli altri punti, tra cui in particolare Tarvisio (0,3 TWh, -0,6% del totale).

Nel primo mese dell'anno termico 2022/2023, continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio, seppure esigue (9,5 TWh), per una giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese a 12.695 milioni di mc (134,2 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

| | MI di mc | TWh | var. tend. |
|--|--------------|-------------|---------------|
| Importazioni | 4.960 | 52,4 | -14,1% |
| <i>Import per punti di entrata</i> | | | |
| Mazara | 2.000 | 21,2 | -0,3% |
| Tarvisio | 29 | 0,3 | -98,6% |
| Passo Gries | 448 | 4,7 | +318,6% |
| Gela | 284 | 3,0 | +0,8% |
| Gorizia | - | - | -100,0% |
| Melendugno | 920 | 9,7 | +21,4% |
| Panigaglia (GNL) | 283 | 3,0 | +62073,4% |
| Cavarzere (GNL) | 808 | 8,5 | +45,4% |
| Livorno (GNL) | 189 | 2,0 | - |
| Produzione Nazionale | 272 | 2,9 | +3,2% |
| Erogazioni da stoccaggi | - | - | -100,0% |
| TOTALE IMMESSO | 5.233 | 55,3 | -14,0% |
| <i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i> | | | |
| Industriale | 908 | 9,6 | -23,6% |
| Termoelettrico | 1.940 | 20,5 | -10,3% |
| Reti di distribuzione | 1.118 | 11,8 | -43,5% |
| <i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i> | 374 | 4,0 | +15,0% |
| TOTALE CONSUMATO | 4.339 | 45,9 | -23,3% |
| Iniezioni negli stoccaggi | 893 | 9,5 | +108,0% |
| TOTALE PRELEVATO | 5.233 | 55,3 | -14,0% |

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

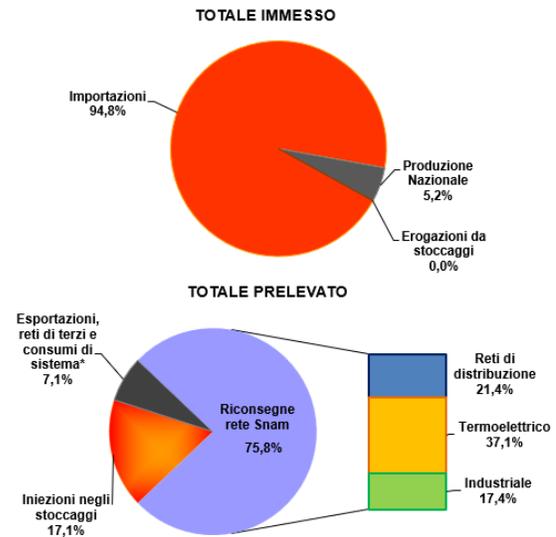
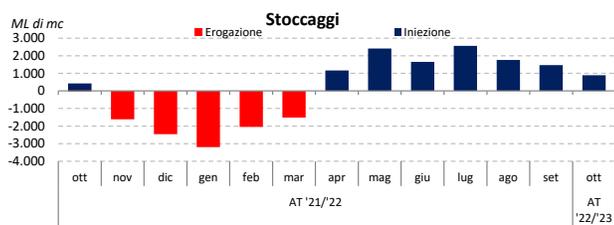
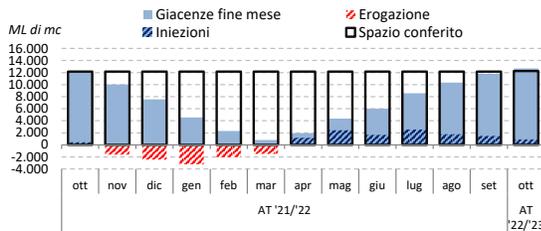


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

| Stoccaggio | MI di mc | TWh | variazione tendenziale |
|----------------------------------|---------------|--------------|------------------------|
| Giacenza (al 31/10/2022) | 12.695 | 134,2 | +3,7% |
| Erogazione (flusso out) | - | - | -100,0% |
| Iniezione (flusso in) | 893 | 9,4 | +108,0% |
| Flusso netto | 893 | 9,4 | +131,0% |
| Spazio conferito su base annuale | 12.272 | 129,8 | +0,8% |
| Giacenza/Spazio conferito | 103,4% | | +2,9 p.p. |



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni sui principali hub europei segnano il secondo calo consecutivo rispetto ai livelli massimi storici raggiunti ad agosto, attestandosi a 81,6 €/MWh al PSV e a 79,4 €/MWh al TTF, livelli prossimi a quelli di novembre 2021. Entrambe le quotazioni presentano un trend decrescente nell'intero mese, con una forte pendenza nei primi giorni, quando i valori passano da circa 160 €/MWh

a poco sopra i 100 €/MWh. Più regolare la discesa dei prezzi nella seconda parte del mese, con livelli a chiusura di ottobre nell'intorno dei 40 €/MWh.

Si riduce il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese, a 2,2 €/MWh, caratterizzato da alcuni picchi giornalieri sopra i 10 €/MWh e da frequenti e repentine inversioni di segno.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 13,7 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 30% (in lieve calo rispetto al mese precedente).

Rispetto al mese di settembre si osserva un'ulteriore crescita dei volumi scambiati sull'orizzonte day-ahead a negoziazione continua (7,6 TWh, +1,1% e nuovo massimo storico), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 56% (mai così elevato). In flessione, invece, gli scambi registrati nel comparto AGS in asta (2,0 TWh, -59,9%), di questi circa l'88% relativi a vendite di Snam e pari al 15% dei volumi totali del MP-GAS (quota più che dimezzata rispetto al mese precedente).

Sull'orizzonte intraday i volumi si attestano, invece, a 3,3 TWh (+24%), trainati dal mercato a negoziazione continua (3,0 TWh, +18,2%), il cui peso sul mercato a pronti risale al 22%. Su tale comparto risultano più che raddoppiate le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh, +119,6%), a fronte di un incremento, seppure meno intenso, anche degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,6 TWh, +9,6%). I volumi del comparto AGS, pari complessivamente a 0,3 TWh e concentrati in 7 sessioni,

si riferiscono a 0,20 TWh di acquisti e 0,22 TWh di vendite di Snam. Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,7 TWh, in ripresa rispetto al mese precedente e ai massimi da inizio anno, con movimentazioni effettuate da Snam, esclusivamente lato vendita e con finalità di bilanciamento, pari a 0,45 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,28 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei, si portano ai minimi da dicembre 2021, variando sui mercati title tra i 78,45 €/MWh del comparto day-ahead AGS e 93,49 €/MWh del segmento intraday sempre AGS. Più elevato, ma anch'esso in calo su settembre, il prezzo su MGS, a 115,83 €/MWh. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a ottobre non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

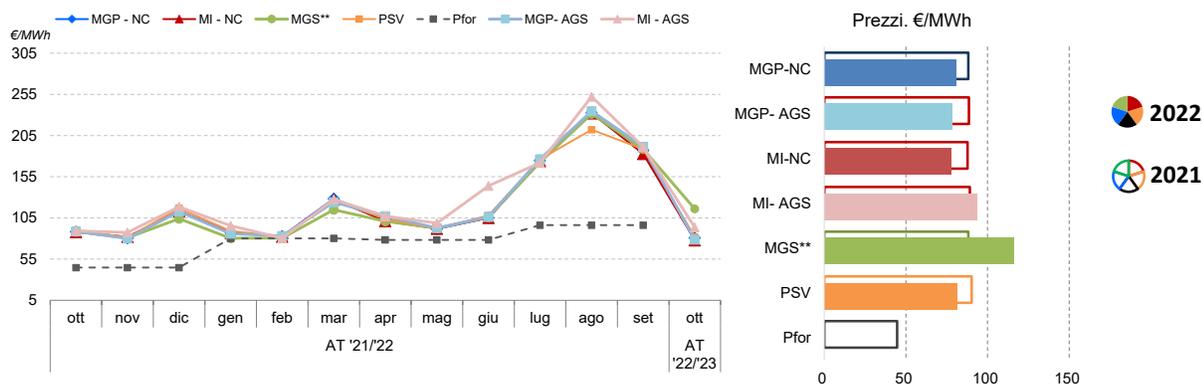
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a ottobre sono stati scambiati 297,5 GWh, tutti concentrati nella prima sessione utile del mese, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2022, ad un prezzo medio di 172,23 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

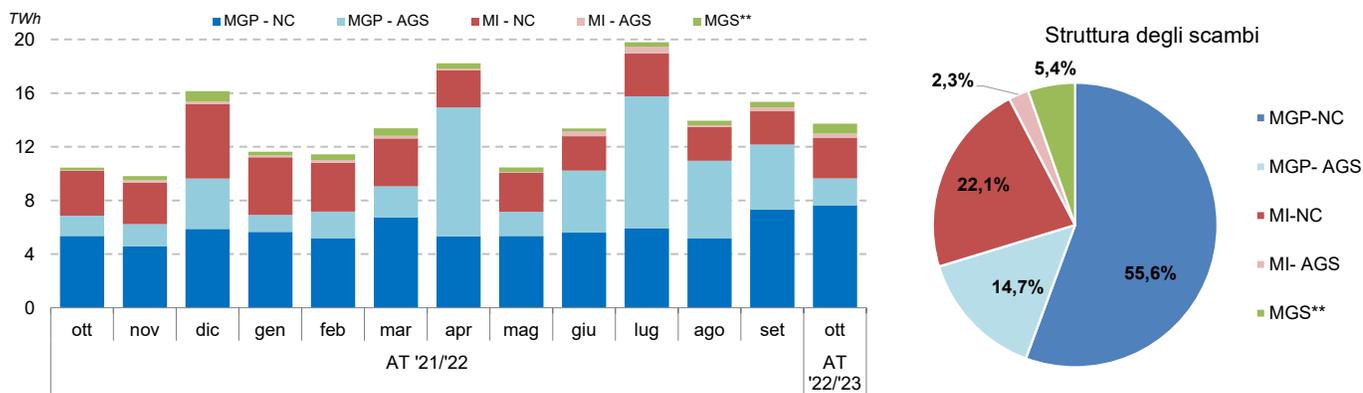
Fonte: dati GME, Refinitiv

| MP-GAS | Prezzi €/MWh | | | | Volumi. MWh | | |
|-----------------------|--------------|---------|--------|-------|-------------|-----------|--------------------|
| | Media | Var | Min | Max | Totale | Var | |
| MGP | | | | | | | |
| Negoziazione continua | 80,80 | (88,23) | -8,4% | 12,00 | 172,50 | 7.634.424 | (5.350.584) +42,7% |
| Comparto AGS | 78,45 | (88,56) | -11,4% | 10,52 | 160,00 | 2.011.632 | (1.519.776) +32,4% |
| MI | | | | | | | |
| Negoziazione continua | 77,79 | (87,78) | -11,4% | 2,00 | 176,00 | 3.030.072 | (3.346.296) -9,4% |
| Comparto AGS | 93,49 | (89,19) | +4,8% | 0,00 | 184,47 | 312.384 | (41.328) +655,9% |
| MGS** | | | | | | | |
| Stogit | 115,83 | (88,25) | +31,3% | 82,40 | 162,00 | 736.172 | (188.646) +290,2% |
| Edison | - | (-) | | - | - | - | (-) |
| MPL | - | (-) | | - | - | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO GAS ITALIA



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

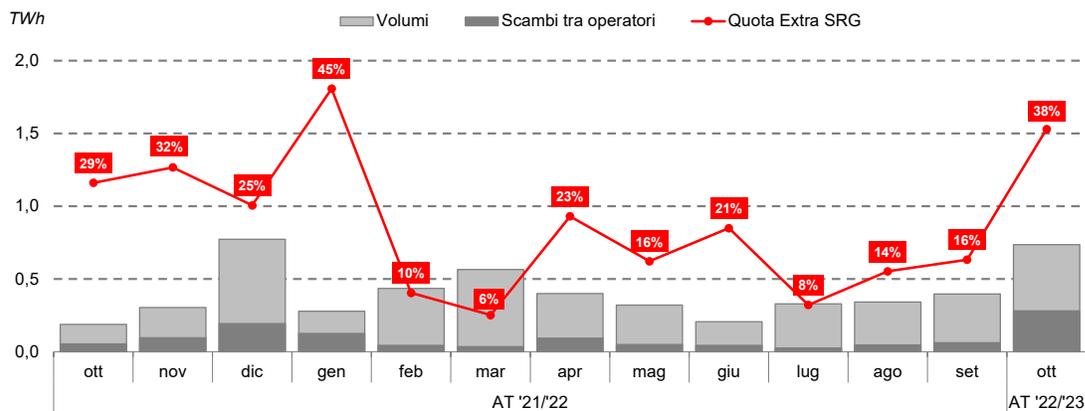
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

| | Stogit | | | | Edison Stoccaggio | | | |
|------------------|----------------|-----------|----------------|-----------|-------------------|-----|---------|-----|
| | Acquisti | | Vendite | | Acquisti | | Vendite | |
| | MWh | | MWh | | MWh | | MWh | |
| Totale | 736.172 | (188.646) | 736.172 | (188.646) | - | (-) | - | (-) |
| SRG | - | (31.193) | 454.569 | (102.711) | - | (-) | - | (-) |
| Bilanciamento | - | (31.193) | 454.569 | (102.711) | - | (-) | - | (-) |
| Altre finalità | - | (-) | - | (-) | - | (-) | - | (-) |
| Operatori | 736.172 | (157.453) | 281.603 | (85.935) | - | (-) | - | (-) |

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



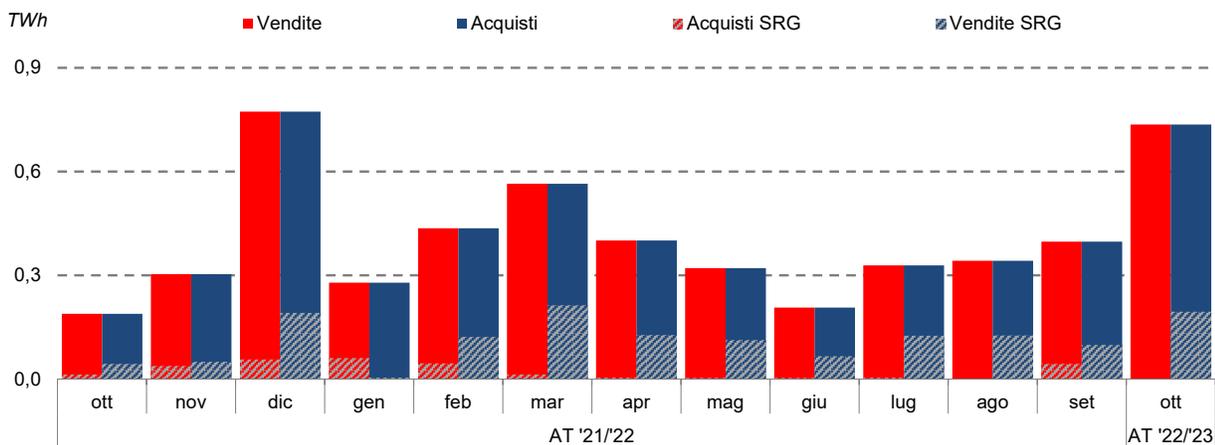


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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-2022-10 | - | - | 126,46 | -34,3% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BoM-2022-11 | - | - | 117,55 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2022-11 | - | - | 123,74 | -39,5% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2022-12 | - | - | 121,43 | -41,3% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2023-01 | - | - | 140,72 | -28,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-2023-02 | - | - | 142,35 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2023-01 | - | - | 142,05 | -27,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2023-02 | - | - | 158,94 | -15,5% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2023-03 | - | - | 155,11 | -13,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Q-2023-04 | - | - | 152,31 | -13,8% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| WS-2023/2024 | - | - | 155,25 | -12,2% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| SS-2023 | - | - | 157,17 | -16,0% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CY-2023 | - | - | 165,03 | -13,7% | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 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 ottobre si osservano dinamiche mensili discordanti per greggio e combustibili, con quotazioni stabili per il Brent, in aumento per il gasolio, in lieve riduzione per l'olio

combustibile e ancora in decisa flessione per il carbone. Tutti più che dimezzati su settembre, invece, i riferimenti del gas e dell'elettricità sulle principali borse e piattaforme europee.

Ad ottobre le quotazioni del Brent si mantengono sui livelli di settembre (95,03 \$/bbl), mentre in modesto calo mensile risultano quelle dell'olio combustibile (607,06 \$/MT, -2%) e in aumento i prezzi del gasolio (1.115,42 \$/MT, +9%).

Ancora in decisa flessione, invece, i riferimenti del carbone, per la prima volta da marzo sotto 300 \$/MT (279,12 \$/MT, -19%). I mercati a termine rivedono al rialzo le quotazioni del Brent e dell'olio combustibile, collocandole su livelli in lenta

ma progressiva riduzione rispetto agli attuali livelli spot; in flessione, invece i futures del carbone, attesi ancora sotto i 300 \$/MT.

Il tasso di cambio euro/dollaro, tendenzialmente in flessione da inizio 2021, resta per il secondo mese consecutivo inferiore a 1 €/€ (0,98 €/€, -1%), con modesti impatti sull'intensità delle variazioni mensili osservate sulle quotazioni di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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 | 95,03 | 0% | 14% | | | | 93,53 | 5% | 91,87 | 4% | 80,57 | -2% |
| Olio Combustibile | USD/MT | 607,06 | -2% | 6% | | | | | | | | | |
| Gasolio | USD/MT | 1.115,42 | 9% | 57% | 993,25 | 1.091,92 | 12% | 1.023,85 | 9% | 995,57 | 10% | 850,40 | 0% |
| Carbone | USD/MT | 279,12 | -19% | 18% | 294,92 | 258,98 | -13% | 275,11 | -14% | 289,65 | | 255,92 | -19% |

| 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 | 96,65 | 1% | 34% | | | | 94,57 | - | 92,58 | - | 79,81 | - |
| Olio Combustibile | EUR/MT | 617,37 | -2% | 25% | | | | | | | | | |
| Gasolio | EUR/MT | 1.134,54 | 10% | 85% | | 1.106,83 | - | 1.035,50 | - | 1.003,63 | - | 842,64 | - |
| Carbone | EUR/MT | 283,81 | -18% | 39% | | 262,54 | - | 278,25 | - | 292,01 | - | 253,58 | - |
| Tasso Cambio | EUR/USD | 0,98 | -1% | -15% | | | | | | | | | |

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

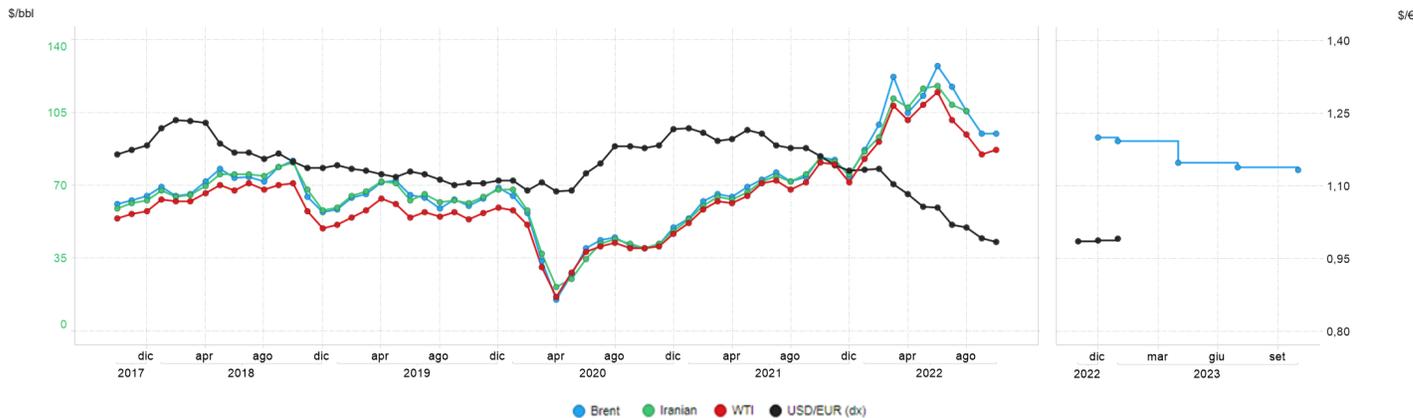


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

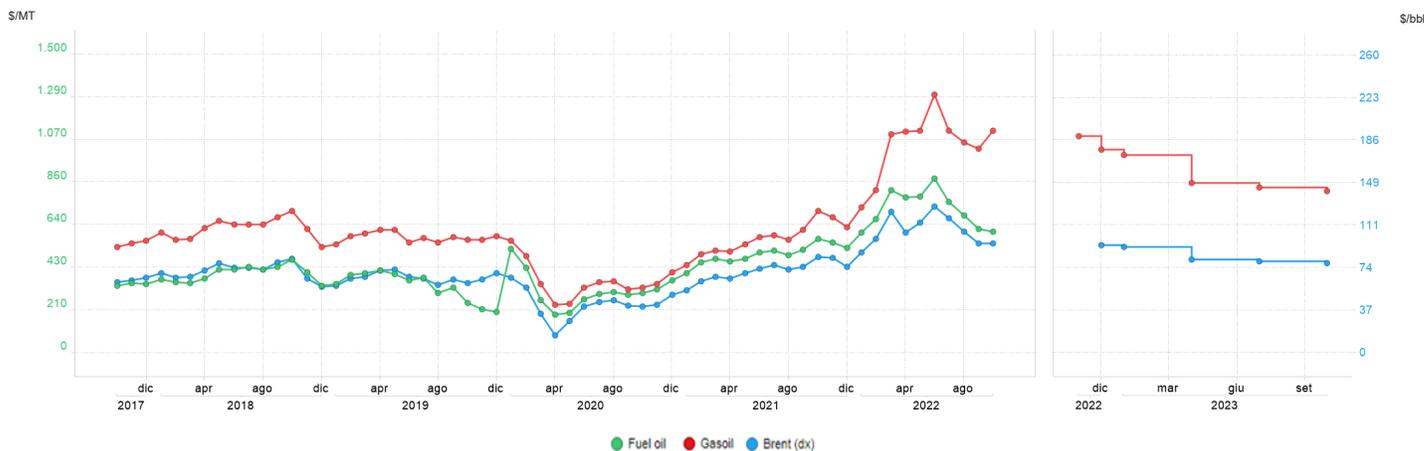
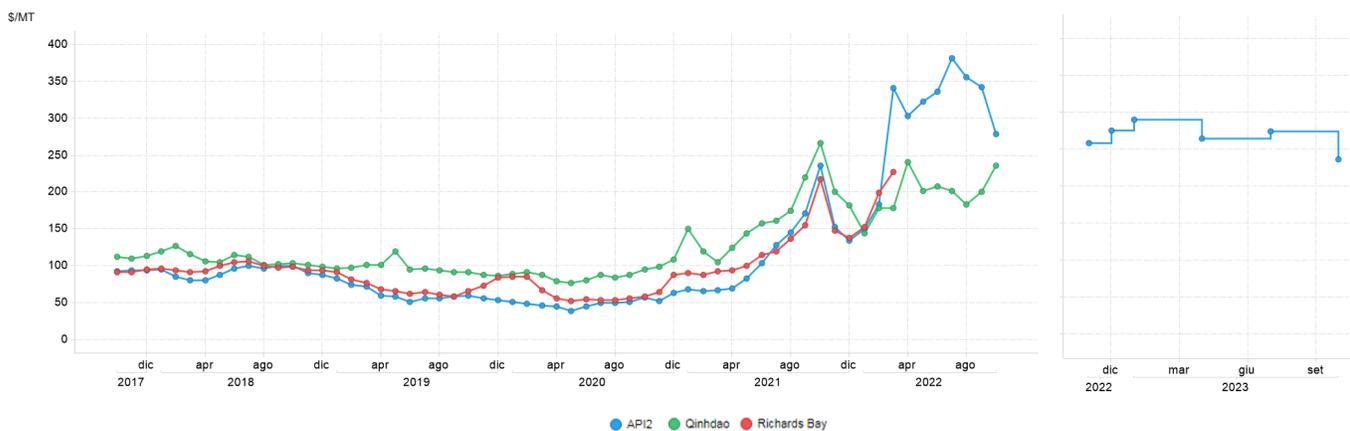


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



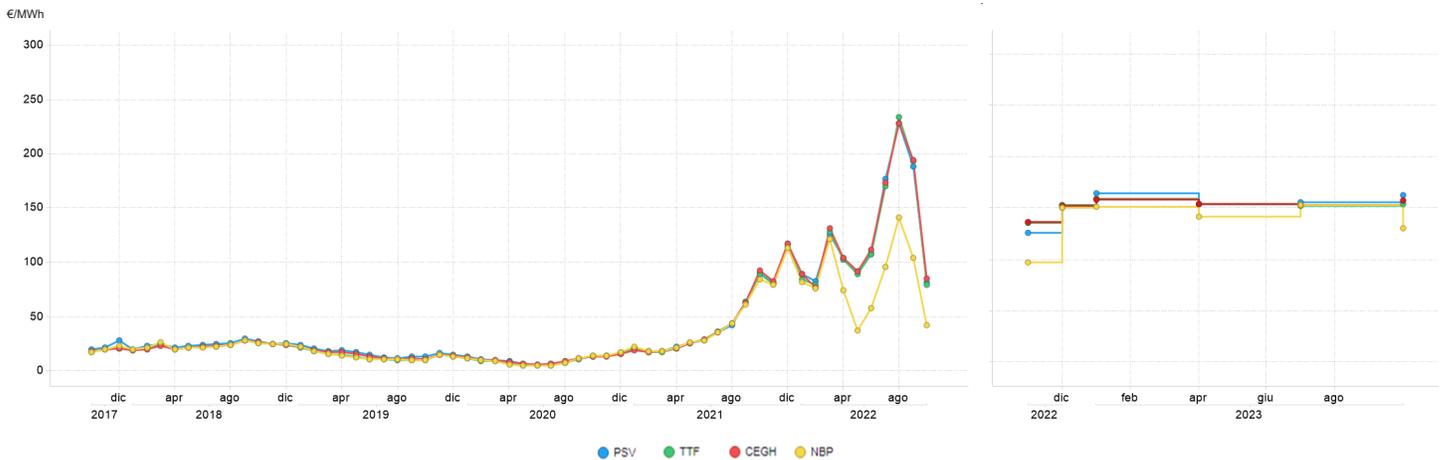
Prosegue, accentuandosi, la riduzione mensile delle quotazioni del gas sui principali hub europei che, ai minimi da fine 2021, registrano anche un calo annuale, attestandosi a 81,60 €/MWh al PSV e a 79,41 €/MWh al TTF. Lo spread tra i due riferimenti torna positivo (+2,20 €/MWh, era attorno a -5 €/MWh nei due mesi precedenti), risultando particolarmente volatile nel corso del mese con livelli compresi tra -7,3 €/

MWh e +16,5 €/MWh. La tendenza ribassista si osserva per entrambi i riferimenti lungo tutto il corso di ottobre, con quotazioni passate da circa 160 €/MWh di inizio mese a 30/40 €/MWh delle ultime sessioni. I mercati futures stimano al ribasso le quotazioni per i prossimi mesi, indicandole tuttavia progressivamente superiori agli attuali livelli spot, con uno spread PSV-TTF atteso nuovamente negativo a novembre.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. 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 | 81,60 | -57% | -10% | 152,00 | 125,86 | -42% | 150,42 | -32% | 164,77 | -21% | 194,43 | -4% |
| TTF | NL | 79,41 | -59% | -11% | 184,25 | 135,91 | -37% | 153,11 | -30% | 159,44 | -25% | 154,55 | -21% |
| CEGH | AT | 84,76 | -56% | -9% | 205,36 | 136,83 | -36% | 152,16 | -30% | 158,51 | -24% | 155,93 | -20% |
| NBP | UK | 41,95 | -60% | -50% | 96,48 | 97,38 | -46% | 150,71 | -34% | 151,32 | -74% | | |



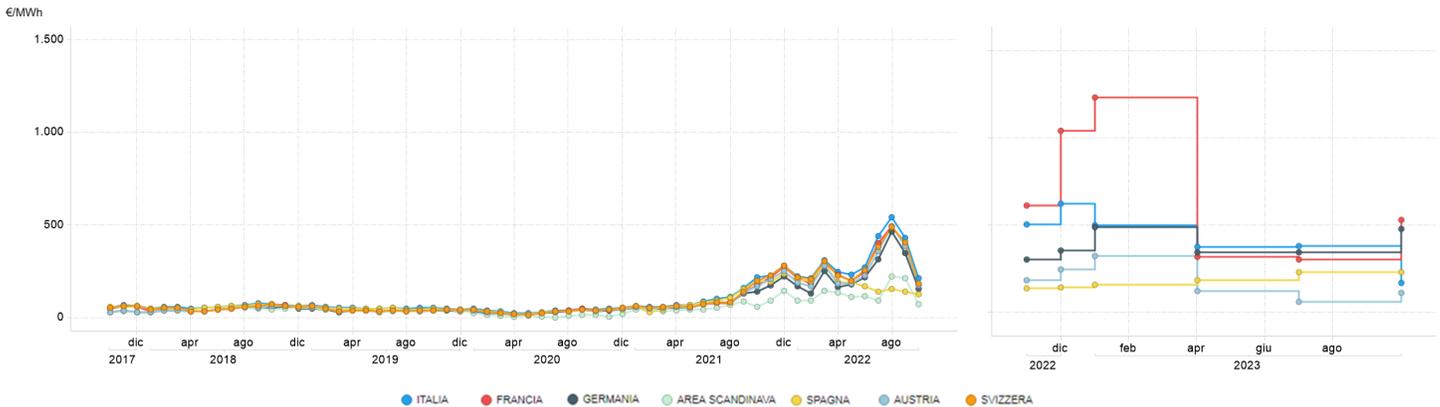
Anche ad ottobre, resta analoga a quella osservata sugli hub del gas la dinamica registrata sulle principali borse elettriche, con prezzi in Europa centro-orientale più che dimezzati su settembre e ai minimi almeno da marzo. Il Pun italiano scende a 211,50 €/MWh, seguito dal prezzo svizzero, entrambi anche in riduzione annuale, come

non accadeva da mesi. Quotazioni a 153/179 €/MWh in Francia, Austria e Germania. Restano più basse la quotazione spagnola (127 €/MWh), alla seconda flessione annuale consecutiva per effetto del meccanismo di cap imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas, e quella dell'Area Scandinava (74 €/MWh).

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine¹. 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 | 211,50 | -51% | -3% | 678,38 | 507,16 | -28% | 621,51 | -29% | 497,62 | -26% | 395,98 | -34% |
| FRANCIA | 178,88 | -55% | 4% | 396,92 | 612,68 | -40% | 1.040,36 | -21% | 1.233,22 | -11% | 528,53 | -8% |
| GERMANIA | 152,60 | -56% | 9% | 288,33 | 302,69 | -45% | 354,05 | -39% | 489,18 | -11% | 406,52 | -19% |
| AREA SCANDINAVA | 73,54 | -65% | 29% | 197,00 | 186,68 | -28% | 245,23 | -30% | 323,19 | -25% | 142,23 | -17% |
| SPAGNA | 127,22 | -10% | -36% | 149,75 | 141,13 | -22% | 142,87 | -24% | 160,66 | -18% | 202,55 | -2% |
| AUSTRIA | 175,10 | -55% | 3% | | | | | | | | | |
| SVIZZERA | 184,10 | -55% | -7% | | | | | | | | | |



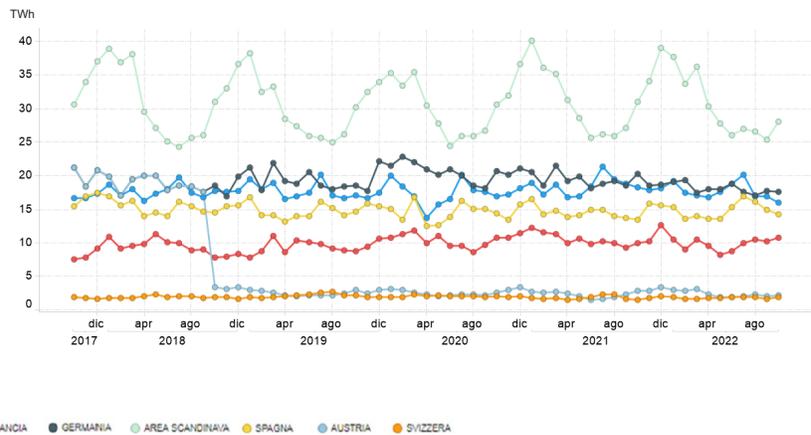
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, si rileva una flessione mensile per l'Italia (16,1 TWh, -8%), la Spagna (14,3 TWh, -7%) e la Germania (17,6 TWh,

-4%); in debole crescita invece gli scambi in Francia (10,8 TWh, +1%), più intenso l'aumento nell'Area scandinava, (28,1 TWh, +7%).

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

Fonte: Refinitiv

| Area | Mese | Var Cong (%) | Var Tend (%) |
|-----------------|------|--------------|--------------|
| ITALIA | 16,1 | -8% | -12% |
| FRANCIA | 10,8 | 1% | 8% |
| GERMANIA | 17,6 | -4% | -13% |
| AREA SCANDINAVA | 28,1 | 7% | -9% |
| SPAGNA | 14,3 | -7% | 6% |
| AUSTRIA | 2,3 | 5% | -22% |
| SVIZZERA | 1,9 | 11% | 22% |



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

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.

¹ I dati a termine si riferiscono alla media delle quotazioni futures osservate giornalmente sui relativi prodotti.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel mese di ottobre, il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 255,58 €/tep (-0,1%), mentre i volumi si portano a 178 mila tep (+13%). In calo, invece, prezzi e volumi sulla piattaforma bilaterale (218,96 €/tep, 80 mila tep). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio cresce a 6,10 €/MWh (+47%)

aggiornando il livello massimo storico, con scambi in crescita a 55 mila MWh (+13%). In crescita anche le quotazioni bilaterali (1,18 €/MWh) con scambi più che quadruplicati (3,05 TWh). Le assegnazioni tramite asta nella sessione del mese ammontano a 5,4 TWh ad un prezzo medio di 5,34 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a ottobre si porta a 255,58 €/tep, pressoché stabile rispetto al mese precedente (-0,1%). In calo, invece, la quotazione media sulla piattaforma bilaterale a 218,96 €/tep (-7,9%), che aumenta il suo spread con il corrispondente valore di mercato a quasi 37 €/tep. Considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari all'87% (-5 p.p. su settembre), il suddetto differenziale risulta negativo di 4,2 €/tep. La quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimo e massimo di mercato (255,00-256,25 €/tep) risulta pari al 29% (+11 p.p. rispetto

al mese precedente). In crescita i titoli negoziati sul MTEE nelle 4 sessioni tenutesi nel mese di ottobre, a 177,7 mila tep (+12,6% rispetto a settembre), mentre le registrazioni sulla piattaforma bilaterale scendono a 79,8 mila tep (-5%). La liquidità del mercato, pertanto, sale al 69% (+4 p.p. rispetto al mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.393.523 tep, in aumento di 180.936 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.208.111 tep, in aumento di 180.756 tep rispetto al mese precedente.

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 | 255,58 | -0,1% | 255,00 | 256,25 | 177.712 | +12,6% | 45,42 | +12,5% | 1.018 | -65,7% | 0,6% | -1,3 p.p. | 6 | +1 |
| Bilaterali | 218,96 | -7,9% | 0,00 | 260,00 | 79.795 | -5,0% | 17,47 | -12,5% | | | | | | |
| con prezzo >1 | 251,38 | -2,2% | 80,00 | 260,00 | 69.504 | -10,5% | 17,47 | -12,5% | | | | | | |
| Totale | 244,23 | -2,1% | 0,00 | 260,00 | 257.507 | +6,5% | 62,89 | +4,3% | | | | | | |

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

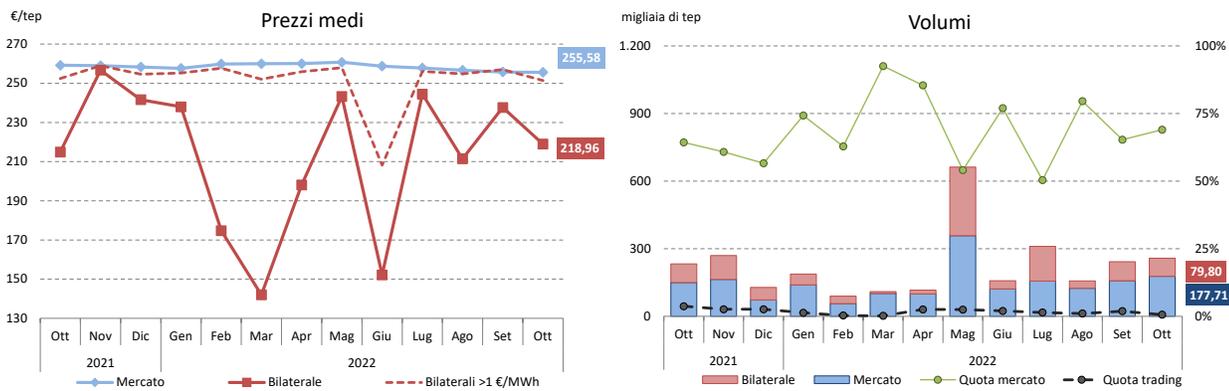


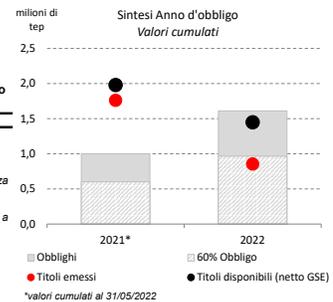
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

| MTEE | | | PBTEE | | Prezzo medio rilevante €/tep | Volumi rilevanti tep | Contributo tariffario stimato* €/tep | Titoli disponibili** tep | Titoli emessi** tep | Titoli sul conto GSE** tep |
|-------------|--------------------|----------------------|------------------|--------|------------------------------|----------------------|--------------------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|
| Sessioni N° | Prezzo medio €/tep | Titoli scambiati tep | Volumi <=260 tep | €/tep | | | | | | |
| 18 | 256,79 | 737.184 | 385.545 | 255,63 | 337.354 | 250,00 | 3.208.111 | 68.393.523 | 1.759.467 | |

*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.



L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie comprese tra 255,15 €/tep e 255,97 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta mediamente pari a 0,77 €/tep, in lieve crescita rispetto a quanto rilevato nello scorso

mese di settembre. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 44,4 mila tep (in crescita sul mese precedente), con una maggiore concentrazione nella prima e terza sessione del mese con scambi sui 58/59 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A ottobre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, aggiorna il massimo storico a 6,10 €/MWh (+47% su settembre).

Crescono anche le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale che si portano a 1,18 €/MWh (+187%), con un differenziale dai livelli di mercato a 4,92 €/MWh (+1,18 €/MWh). L'incremento della quotazione sul mercato appare diffuso e trainato da tutte le tipologie scambiate, con prezzi nell'intorno dei 6 €/MWh, con un massimo per la categoria

Solare a 6,29 €/MWh. Risultano diversificate, invece, le dinamiche per i prezzi delle categorie registrate sulla PBGO, più bassi e in calo per la tipologia Altro, più alti ed in aumento per quelle Idroelettrico, Eolico e Solare.

I volumi negoziati sul mercato crescono a 55,1 mila MWh (+12,9% rispetto al mese precedente), mentre le registrazioni bilaterali aumentano a 3,05 TWh (+329%).

Le contrattazioni in asta fanno registrare scambi per 5,4 TWh ad un prezzo medio di 5,34 €/MWh.

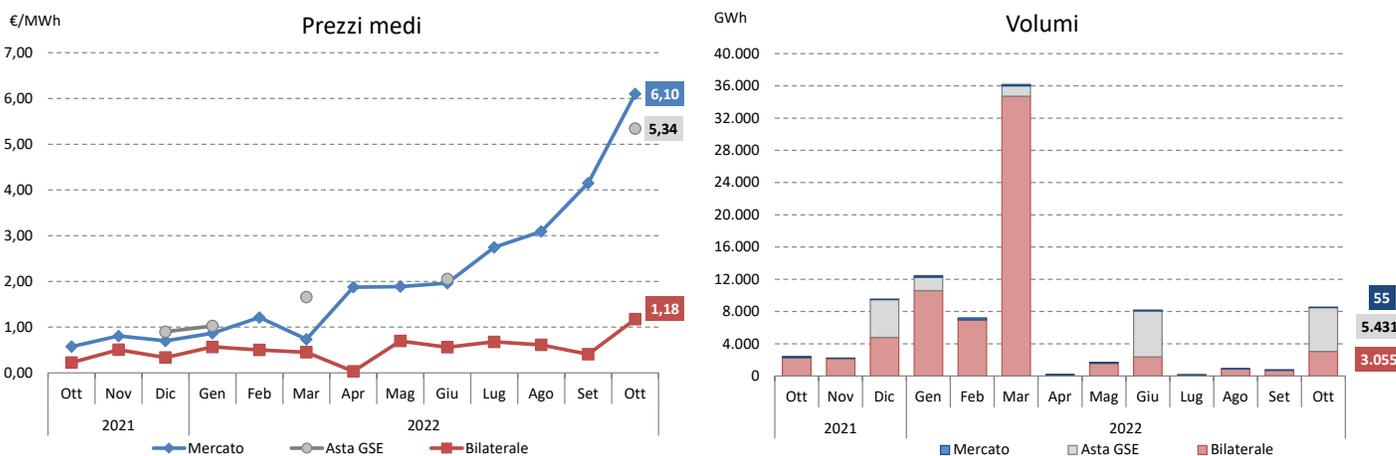
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

| | Prezzo | | | | Volumi | | Controvalore | |
|---------------|--------|------------|--------|---------|-----------|------------|--------------|------------|
| | Medio | | Minimo | Massimo | MWh | Var. cong. | € | Var. cong. |
| | €/MWh | Var. cong. | €/MWh | €/MWh | | | | |
| Mercato | 6,10 | +47,0% | 5,50 | 6,50 | 55.067 | +12,9% | 336.049 | +65,9% |
| Bilaterali | 1,18 | +187,2% | 0,00 | 4,20 | 3.055.034 | +329,4% | 3.592.989 | +1133,1% |
| con prezzo >0 | 1,20 | +152,8% | 0,04 | 4,20 | 2.984.331 | +387,7% | 3.592.989 | +1133,1% |
| Totale | 1,26 | +94,5% | 0,00 | 6,50 | 3.110.101 | +309,1% | 3.929.039 | +695,5% |
| Asta GSE | 5,34 | - | 1,97 | 6,05 | 5.431.242 | - | 29.017.445 | - |

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

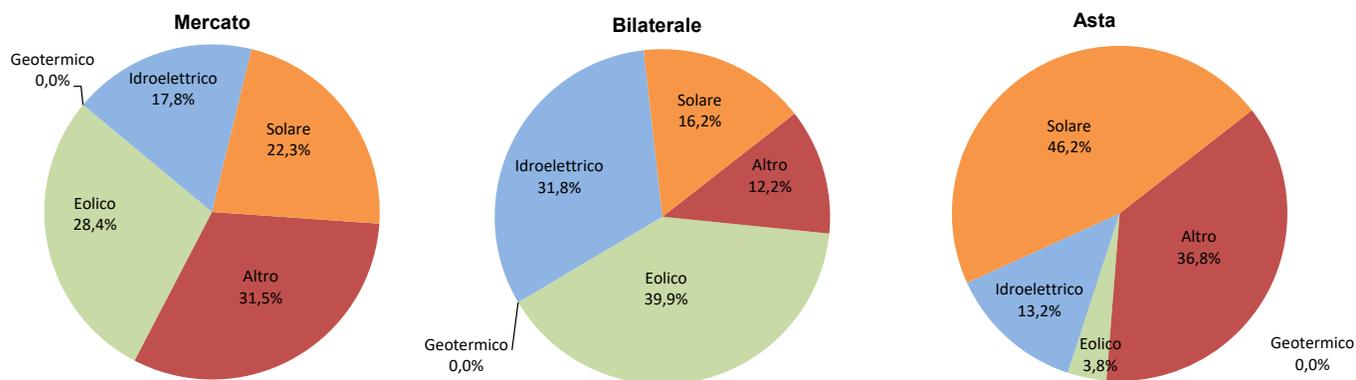


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza delle tipologie Eolico

(28%) e Altro (31%) sul mercato, dell'Eolico (40%) nella contrattazione bilaterale e di Solare e Altro (46/37%) in asta.

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2022

Fonte: dati GME



IL CARBONE: ANCORA PROTAGONISTA DEL MIX ENERGETICO

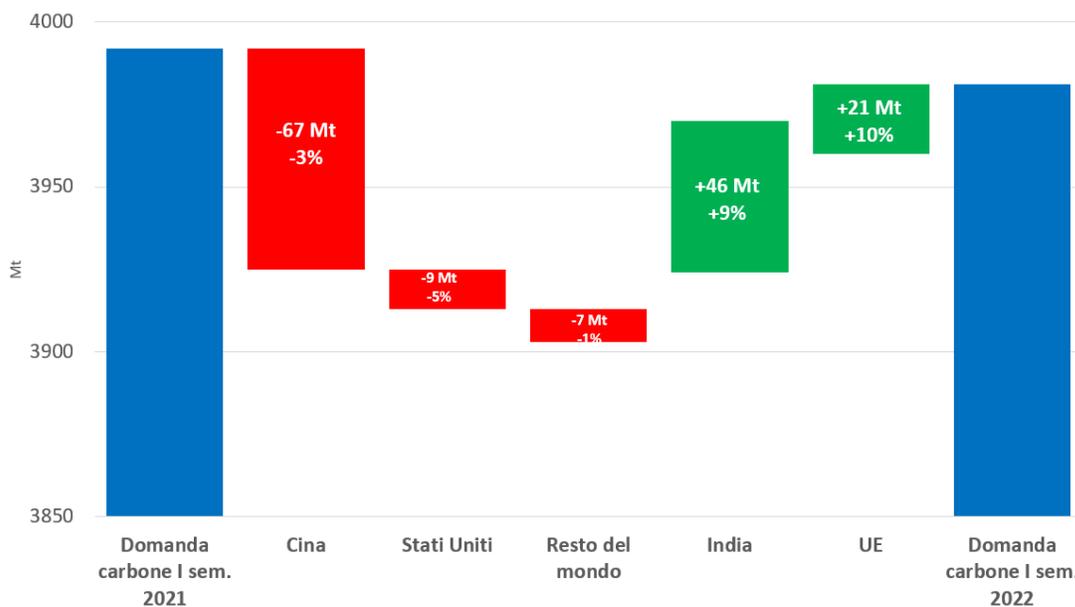
di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

A questo si aggiunga l'indisponibilità ad acquistare fonti alternative come il GNL⁴ a prezzi ritenuti proibitivi per un paese che ancora oggi può contare su una produzione interna di carbone a costi contenuti e che meno di altri, si è mostrato sensibile alle stringenti e vincolanti politiche ambientali. La crisi energetica del gas ha favorito un "ritorno al carbone" anche in Europa, che complessivamente nel periodo in esame consuma un volume di questa commodity il 10% più elevato del corrispondente semestre del 2021, in ragione soprattutto della maggiore richiesta nel comparto della generazione elettrica (+15%⁵). All'aumento dei consumi di carbone in Europa verrà dedicato uno dei prossimi paragrafi. Tra i paesi, che, al contrario, vedono i consumi di carbone rallentare rispetto ai valori record del 2021 rientrano la Cina e gli Stati Uniti. In controtendenza rispetto all'andamento registrato dal 2015 e dopo il boom di consumi segnato nel 2021 (4.230 Mt il valore più alto di sempre), nei primi sei mesi del 2022, la Cina riduce il suo ricorso al carbone del 3%: calo buona parte del quale concentrato nel secondo trimestre. Pesano sul rallentamento soprattutto il contrarsi della ripresa economica post-Covid che ha impattato sulla domanda di elettricità di alcuni comparti industriali particolarmente coal intensive (acciaio e cemento) e una sostenuta produzione idroelettrica (+100 TWh sul pari periodo 2021) che ha eroso spazio al carbone nella generazione elettrica (-79 TWh). La situazione,

tuttavia, pare essersi ribaltata nei mesi estivi, quando una forte siccità abbattutasi nella regione del Sichuan, in concomitanza a una forte ondata di calore, ha reso necessario un maggior apporto al carbone nella generazione elettrica che, in soli due mesi (luglio e agosto), recupera i TWh persi tra marzo e giugno⁶. Negli Stati Uniti la domanda di carbone riprende il pattern di decrescita che contraddistingue questa fonte dal 2014. I consumi complessivi di carbone si flettono del 5%⁷ su su base semestrale (-7% se si considerano i primi 9 mesi dell'anno). Nonostante il permanere di alcuni dei fattori che l'anno scorso hanno consentito un vero e proprio rebounding della domanda di questa fonte (+15% 2021 vs 2020), ovvero gli alti prezzi del gas (nei primi 9 mesi 2022 quasi il 90% più alti rispetto agli stessi mesi 2021) e la ripresa della domanda elettrica (+3% circa), rilevanti criticità sul fronte dell'offerta hanno fatto da freno alla richiesta di carbone. In particolare, problemi logistici sulla linea di trasporto ferroviario e difficoltà nella ricostituzione delle scorte⁸ - secondo l'EIA DOE da gennaio a luglio le scorte erano inferiori del 23% rispetto al pari periodo 2021 - hanno fortemente limitato lo switching da gas a carbone: trend che dovrebbe essere confermato anche per i mesi invernali, tanto che il Dipartimento dell'energia stima per il 2022 una perdita di 3 punti percentuali (dal 23 al 20%) dello share del carbone nel mix elettrico del paese a stelle e strisce.

Variazione percentuale e in valori assoluti nei consumi di carbone a livello mondiale: primo semestre 2022 vs primo semestre 2021



Fonte: Elaborazione Rie su dati AIE

...mentre l'offerta continua ad essere molto tirata

Così come nel 2021, anche nei primi mesi del 2022, l'offerta di carbone ha fatto enorme fatica a stare dietro ad una domanda che, come detto, continua ad essere sostenuta. Ad arrancare il passo è soprattutto la produzione di carbone ad alto contenuto calorifero, come quello russo, quest'ultima fortemente danneggiata dalle sanzioni internazionali e dall'imposizione dell'embargo deciso dalla Commissione Europea lo scorso aprile.

Da un punto di vista degli scambi, si stima un aumento dei volumi esportati dell'Indonesia (+20 Mt nel 2022 vs 2021⁹) anche se rimane ancora incerta la posizione del governo sull'embargo all'export di cui si parla già da dicembre scorso, in risposta alla necessità di rifornire prioritariamente il mercato interno. Un aumento che potrebbe compensare il calo dell'Australia, che ha risentito pesantemente della decisione della Cina di bandire le importazioni da questo paese e di problemi logistici.

Da un punto di vista nazionale, invece, si rafforza la propensione degli stati produttori a spingere sullo sfruttamento delle risorse domestiche, dopo le enormi criticità e in alcuni casi, la severa scarsità di offerta, che ha contraddistinto lo scorso anno. In particolare, la Cina nella prima metà dell'anno ha prodotto l'11% in più di carbone rispetto al pari periodo del 2022, il che le ha permesso, insieme alla contrazione della domanda, di ridurre l'import di un 18%. Al contrario, ha aumentato i volumi provenienti dall'estero l'India, in ragione della necessità improrogabile di ricostituire le scorte pesantemente intaccate e della mancanza di fonti alternative al carbone a buon prezzo.

Verso il paese asiatico, in particolare, sono state movimentate le tonnellate di carbone prodotte in Indonesia e quelle russe che hanno avuto difficoltà a trovare sbocchi differenti. I primi dati preliminari dell'AIE indicano un calo anche per la produzione sud africana, ancora interessata da problemi alle linee ferroviarie. Un leggero aumento viene stimato per l'output degli USA¹⁰, aumento destinato però all'export più che al consumo nazionale e per quello di Mozambico e Tanzania, ma non tale da allentare le tensioni su un mercato destinato a rimanere tirato anche nel 2023. Un tale contesto lato offerta, unitamente a una domanda sostenuta e a una situazione internazionale particolarmente delicata, e potenzialmente prossima a dinamizzarsi con l'arrivo dell'inverno e l'ulteriore taglio delle forniture di gas dalla Russia, spiegano perché i prezzi del carbone continuano a mantenersi particolarmente elevati e soggetti a una forte volatilità, anche se pur sempre convenienti rispetto al gas. Pur con le dovute differenze regionali, i prezzi delle principali qualità di carbone hanno seguito un pattern di crescita, toccando valori record: in Australia il Newcastle FOB prices ha raggiunto i 425 doll/ton a maggio, mentre il CIF ARA in Europa ha più volte superato la soglia dei 400 doll/ton. Negli USA, i prezzi (spot) del carbone nella regione centrale degli Appalachi si sono

portati appena sotto la soglia di 205 dollari. Unica qualità a conoscere un ripiegamento è il carbone termico che giunge in Cina, il cui prezzo si mantiene al di sotto dei 260 doll/tonn.

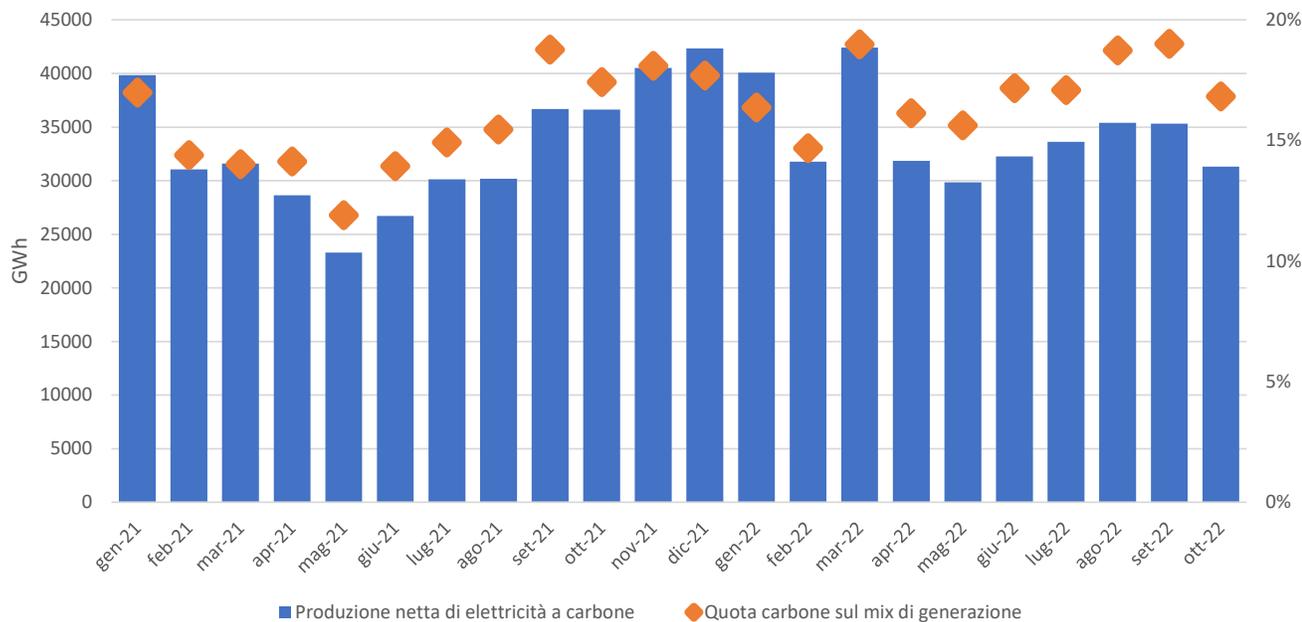
Focus sull'Europa e sul suo "ritorno" al carbone

Contravvenendo alle politiche climatiche - faticosamente approvate nel corso degli anni per adeguarsi agli impegni di riduzione delle emissioni - l'Europa, al pari di altri grandi consumatori come l'India, nell'anno in corso ha registrato un nuovo rimbalzo dei suoi consumi di carbone, soprattutto nella generazione elettrica. La riduzione dei flussi di gas russo in Europa, nonché fattori di convenienza economica e fattori commerciali (i minori costi hanno imposto di diritto la produzione a carbone nell'ordine di merito), hanno spinto diversi Stati europei a massimizzare (e in alcuni casi riprendere dopo anni di stop) la produzione termoelettrica a carbone. Secondo i dati rilasciati dal Fraunhofer Institut, nei primi dieci mesi 2022, l'UE27 ha consumato il 9% in più di carbone rispetto al pari periodo 2021 per produrre elettricità, comparto in cui questa commodity ha sostituito in parte il metano, dirottato alla ricostituzione degli stoccaggi, al fine di centrare l'obiettivo di riempimento dell'80% entro il 1° novembre, statuito dalle istituzioni comunitarie.

Un trend di crescita che conferma quanto già registrato nel 2021, quando su base annua, l'utilizzo del carbone nel comparto della generazione elettrica dell'UE conosce un vero e proprio rebound: un +20% sul 2020, per una quota sul mix elettrico del 15%, in aumento di 2 punti percentuali sull'anno precedente.

Il ricorso al carbone è stato più marcato nei mesi successivi allo scoppio della guerra: a marzo si brucia il 34,2% in più di carbone rispetto al pari mese del 2021, a maggio il 28% in più. L'aumento rispetto all'anno precedente è riscontrabile almeno fino al mese di agosto, mentre si registra una lieve flessione (-3,7%) a settembre, che diviene più marcata (-15%) ad ottobre, e ascrivibile non tanto a un'inversione del trend, quanto ad un generale calo della domanda di energia (visto il caldo anomalo e la crisi che morde l'industria) e a un crollo dei prezzi del gas che nel solo mese di ottobre perdono oltre il 60% su settembre e il 20% su base annua. A riprova di ciò i dati ci dicono che la quota di carbone sul mix elettrico rimane comunque al 17%, in linea con il pari mese dell'anno scorso. Ad una richiesta di carbone in crescita, però, ha fatto da contraltare la difficoltà a reperire forniture alternative a quelle russe, oggetto di embargo a partire dal 10 agosto scorso. La Russia, infatti, oltre che principale esportatore di gas verso l'Europa ha rifornito, nel 2021, il Vecchio Continente di circa il 70% del carbone termico utilizzato per produrre energia elettrica e calore. Un carbone che per la sua alta qualità, la scarsa quantità di zolfo contenuta e il suo elevato potere calorico non è facile da sostituire con qualsiasi altra tipologia, a meno di avere prestazioni meno efficienti delle centrali e

Produzione netta di elettricità a carbone in UE 27 da gennaio 2021 a ottobre 2022 (asse destra) e quota del carbone sul mix elettrico (asse di sinistra)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Fraunhofer Institut, Entso-e

rischio di problemi tecnici alle stesse.

Fino a due anni fa, vincoli comunitari (raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE), l'adesione al Powering Past Coal Alliance¹¹, e ragioni di opportunità economica, avevano prevalso nelle agende degli Stati Membri, tanto che gran parte dei governi aveva annunciato o intrapreso politiche di phase out dal carbone.

Nessuno si sarebbe aspettato che gli eventi precipitassero in questo modo e che si dovessero fare passi indietro: che una pandemia, prima, sconvolgesse il mondo e che la ripresa economica, poi, accelerasse così tanto la domanda energetica e con essa i prezzi, né tantomeno che una guerra scoppiasse nel cuore dell'Europa e che la più volte paventata minaccia di una chiusura dei rubinetti del gas da parte di Mosca potesse essere concreta e reale. Un game changer, quest'ultimo, che ha costretto gli Stati Europei ad anteporre le

ragioni di sicurezza energetica a quelle ambientali e fare del ritorno del carbone una delle opzioni percorribili per ridurre la dipendenza da Mosca. È stata la stessa Commissione Europea, promotrice di target sempre più ambiziosi e stringenti in materia ambientale, a contemplare un maggior utilizzo del carbone nel suo REPowerEU¹², il programma messo a punto dopo lo scoppio della guerra, per tagliare il cordone ombelicale che lega il continente al metano russo.

Se a ragioni puramente politiche, si aggiungono poi considerazioni economiche (data la sua convenienza rispetto al gas), non stupisce come molti governi abbiano scelto di procrastinare nel tempo le date ultime per il phase out dal carbone, allentare le restrizioni imposte in termini di ore di funzionamento per un suo maggiore utilizzo nella generazione e addirittura riaprire centrali ormai chiuse. L'infografica seguente riassume le misure intraprese da alcuni Stati



Francia

Risentendo dell'indisponibilità di parte del suo parco centrali nucleari (circa 25 dei 56 reattori fermi) è stata costretta a ritrattare la scelta di chiudere definitivamente, l'unità 6 della centrale Emile Huchet di Saint-Avold. La centrale a partire dal 1° ottobre dovrebbe operare a 2.500 ore rispetto alle 700 attuali stabilite nel 2017, in seguito alla promessa del Presidente Macron di dismettere di tutte le centrali del paese. A tornare ad operare a pieno ritmo, dopo dei lavori di manutenzione urgenti fatti da marzo a settembre, è anche l'unità 5 della centrale di Cordemais.



Germania

Dipendente dal gas russo per il 50%, a luglio approva the Substitute Power Plant Act, che consentirà di avere 8,2 GW di centrali a carbone come riserva: sia a carbon fossile (6,3 GW) che a lignite (1,9 GW), questi ultimi riattivati solo come ultima risorsa, qualora le unità di carbon fossile non saranno sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica. Incentivati con una dotazione finanziaria stimata di 450 milioni di euro, che servirà a compensare i gestori delle centrali per i costi di mantenimento in riserva, dal primo ottobre 2022 al 31 marzo 2024.



Paesi Bassi

Si parla di allentamento delle restrizioni a carbone già dal 20 giugno, data in cui il paese dichiara la prima fase della crisi energetica. In particolare, viene modificata la normativa esistente che, da gennaio 2022, impediva alle centrali a carbon fossile (4,5 GW) di funzionare oltre il 35% della loro capacità massima. Secondo le nuove disposizioni, almeno fino alla fine del 2023, le centrali potranno lavorare a pieno regime e consentire, secondo le parole del Ministro del Clima e dell'Energia, un risparmio di circa 2-3 mld mc di gas all'anno

Le misure prese dai governi in materia di carbone



Spagna

Lo scarso apporto delle altre fonti, con idroelettrico ai minimi a causa della siccità, ha costretto il paese, a settembre, ad aumentare di 5 volte il consumo di carbone nel termoelettrico rispetto al pari mese 2021 e non si esclude tale evenienza possa ripetersi. Il carbone, destinato quasi a scomparire (dal 2010 ridotte le centrali alimentate a carbone da 21 a 5), a causa della crisi, potrebbe aumentare il suo peso sul mix energetico e si potrebbe considerare l'allungamento della vita utile degli impianti in esercizio.



Austria

Secondo fra i paesi europei, nell'aprile 2020 aveva centrato l'obiettivo di phase out dal carbone, ignara della necessità di dover, a distanza di due anni, pensare di far tornare ad operare la sua centrale a Mellach, in Stiria. L'impianto che ha una capacità di 832 MW verrà utilizzato solo come riserva in caso di emergenza



Grecia

Potrebbe slittare in avanti la data di chiusura delle sue sette centrali prevista per il 2023. Tra l'altro, non si esclude la possibilità di incrementare del 50% l'utilizzo di lignite nei prossimi due anni per ridurre la dipendenza dal gas



Ungheria

Dipendente dalle importazioni di metano dalla Russia per il 100% del suo consumo, rischia di non centrare l'obiettivo di riduzione delle fonti fossili entro il 2030. Il governo, nella morsa della crisi energetica, ha emanato ad agosto un piano di emergenza, fra le cui priorità vi è quella di aumentare la produzione domestica di lignite, anche se per tempo limitato, e di ripristinare l'operatività di tutte e tre le unità della centrale elettrica di Mátra.



Repubblica Ceca

Revoca dei piani di stop all'estrazione di carbone nelle aree produttive del paese prevista per quest'anno e estensione dell'attività delle vecchie centrali a carbone. L'estrema dipendenza dal gas russo (l'85% del suo consumo di gas) non consente margini di manovra a un paese che rischia di vedere prodotta quasi la metà della sua elettricità da carbone.



Danimarca

A inizio ottobre la decisione del governo di incaricare Orsted di produrre elettricità da tre centrali a carbone e da una a olio combustibile per una capacità complessiva di 1 GW. Alcune delle unità di questi impianti erano già state dismesse mentre per la altre il decommissioning era previsto a marzo 2023. Con le nuove disposizioni, carbone e olio combustibile possono essere bruciati fino al 30 giugno 2024

La posizione dell'Italia

Così come altri paesi europei, anche in Italia, la produzione di elettricità a carbone aveva intrapreso una parabola discendente e negli anni il peso di questa commodity nel mix elettrico si è andato progressivamente assottigliando, tanto che da circa il 16% del 2013 si è arrivati a meno del 5% nel

2020¹³. L'Italia, così come delineato nella Strategia energetica nazionale (SEN) del 2017 e nel PNIEC del 2019, si era data il 2025 come data per la graduale cessazione della produzione elettrica a carbone, con un primo significativo step al 2023. E di fatto, negli ultimi due anni è stata dismessa quasi 1 GW di capacità termoelettrica a carbone, di cui 605 MW nel 2020

Complici una ripresa dell'economia, dopo il periodo buio della pandemia, e il caro gas, la produzione netta a carbone, torna in risalita: quasi un 1 GWh e +7% sul 2020.

Erano nove anni che non si registrava una performance di crescita¹⁶. Una dinamica rialzista amplificatasi ancora di più nel 2022 a causa dello scoppio della guerra e della riduzione dei volumi di gas provenienti dalla Russia. Secondo le stime del Fraunhofer Institute, infatti, nei primi dieci mesi del 2022, le centrali termoelettriche a carbone hanno prodotto il 68% in più di elettricità rispetto al corrispondente periodo 2021 (+122% sul 2020 e +20% sul 2019), con punte che a luglio superano i 2 GWh. Il dato non stupisce: oltre che per la sua economicità rispetto al gas, un maggior ricorso al carbone è stato contemplato dal governo come una delle opzioni percorribili per sostituire il gas naturale che la Russia ha tolto dal mercato, tanto da prevederne nel Piano di Contenimento dei consumi, presentato a inizio settembre dal Mite, il massimo utilizzo possibile delle centrali. Secondo il Piano, 1,8 mld (su 8,2) dovrebbero essere i mc di gas risparmiati grazie all'utilizzo dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 degli impianti a carbone e olio combustibile, a cui vanno sommati altri 290 mln mc ottenibili dall'utilizzo degli impianti a bioliquidi, che però verrebbero fatti funzionare a gasolio¹⁷.

Alla presentazione del piano ha fatto seguito a metà settembre la pubblicazione da parte di Terna dell'elenco delle centrali per cui è prevista la massimizzazione (cioè l'operatività a pieno ritmo) e che passeranno nel regime di remunerazione amministrata delle cosiddette unità essenziali ordinarie, vale a dire quelle dalle quali la rete non può prescindere, come previsto da una delibera di ARERA¹⁸. Gli impianti a carbone attualmente operativi e per i quali scatta

la massimizzazione e il nuovo assetto regolamentare sono le centrali a carbone Enel di Brindisi Sud, Fusina (2 gruppi su 4), Sulcis e Torrealvaldiganord, Fumesanto di EP Produzione e Monfalcone di A2A per una potenza complessiva, immediatamente utilizzabile di 5.501 MW, più la centrale a olio combustibile di S. Filippo del Mela (A2A)¹⁹.

Conclusioni

Ragioni di convenienza economica e di sicurezza energetica (soprattutto per l'Europa) dopo lo scoppio della guerra hanno cambiato le priorità delle agende politiche di molti stati, subentrando alle esigenze ambientali. Nel 2021 e nel 2022 il consumo di carbone è aumentato e le previsioni dei principali istituti di ricerca convergono nello stimare una domanda ancora sostenuta, in alcuni casi in leggero rialzo, anche per il 2023: +0,3% l'incremento a livello globale stimato dall'Agenzia di Parigi che si declina in +2,7% per l'India e +1% per Cina (in riduzione invece le altre aree: Usa -4%, EU -0,8% e resto del mondo -1,4%).

Per il direttore esecutivo dell'AIE Fatih Birol, tuttavia, "l'aumento del ricorso al carbone sembra essere relativamente modesto e temporaneo", tale da non comportare un incremento degli investimenti in nuova capacità e da impattare, da un punto di vista delle emissioni, meno di quanto preventivamente temuto.

A questa lettura "più ottimista" però si contrappone chi, con una visione più pragmatica dei fatti, teme che il contesto geopolitico di crisi, i cui effetti esulano dai confini europei, possa condizionare le dinamiche del mercato del carbone per un periodo più lungo, e conseguentemente anche il processo di transizione energetica verso un sistema net zero carbon.

¹ AIE, Coal Market Update, luglio 2022;

² AIE, Global Energy Review 2021, marzo 2022;

³ AIE, Electricity Market Report 2022, luglio 2022;

⁴ L'India ha una forte esposizione agli acquisti su base spot del GNL, che hanno raggiunto prezzi record, a differenza di altri paesi asiatici che, invece, acquistano sulla base di contratti a lungo termine, principalmente indicizzati al petrolio e quindi meno suscettibili alla volatilità dei prezzi;

⁵ Dati Entso-E, Fraunhofer Institut;

⁶ Secondo il nuovo rapporto di Ember, Global Electricity Mid-Year Insights 2022, tra marzo e giugno 2022 la Cina consuma per produrre elettricità 111 TWh in meno di carbone rispetto al medesimo periodo 2021. Tuttavia a partire da luglio il trend si inverte e in soli due mesi il carbone utilizzato nella generazione elettrica recupera quanto perso nei mesi precedenti;

⁷ EIA DOE, Short-Term Energy Outlook, ottobre 2022;

⁸ Secondo l'EIA DOE da gennaio a luglio le scorte potevano contare su stock inferiori del 23% rispetto al pari periodo 2021;

⁹ Argus Media, Seaborne coal market to be undersupplied in 2022: Noble, 19 settembre 2022;

¹⁰ Per l'EIA DOE tanto su base semestrale quanto nel periodo gennaio settembre la produzione è cresciuta di circa il 3%;

¹¹ Nel novembre 2017 a valle della Cop 23 di Bonn, viene lanciata la Powering Past Coal Alliance, un'alleanza, guidata da Regno Unito e Canada, a cui poi si sono aggiunti altri paesi, governi regionali, organizzazioni, enti economici. intenzionati ad accelerare il progressivo abbandono della generazione elettrica a carbone. Al 29/09/2022, i membri erano 168: 48 governi nazionali, 49 governi regionali e 71 fra organizzazioni e enti economici;

¹² In particolare, nella seconda Comunicazione del 18 maggio 2022, si cita testualmente "in parallelo parte della capacità attuale riservata al carbone potrebbe essere usata più a lungo di quanto inizialmente previsto e potrebbero svolgere un ruolo anche l'energia nucleare e le risorse interne di gas";

¹³ MITE, La situazione energetica nazionale nel 2018, giugno 2019 e La situazione energetica nazionale nel 2021, luglio 2022;

¹⁴ Ibidem MiTe luglio 2022;

¹⁵ A gennaio 2022 è stata chiusa la centrale Enel a La Spezia da 520 MW;

¹⁶ Dati, Fraunhofer Institut, Entso-e;

¹⁷ Staffetta Quotidiana, Mite, ecco il piano di contenimento consumi, 6 settembre 2022;

¹⁸ ARERA, Deliberazione 13 settembre 2022 430/2022/R/EEL, 13 settembre 2022;

¹⁹ Staffetta Quotidiana, Carbone: massimizzazione da oggi, l'elenco delle centrali, 19 settembre 2022.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Decreto n. 341 del 16 settembre 2022 | “Cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili ex Art. 16-bis del DL 17/22” | pubblicato il 10 ottobre 2022 | Download <https://www.mite.gov.it>

Con il Decreto n. 341 del 16 settembre 2022 (nel seguito: Decreto Energy Release), in attuazione di quanto previsto dall'Art. 16-bis del decreto-legge n. 17 del 2022¹, recante “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali”, il Ministero della Transizione Ecologica (nel seguito: MiTE) ha definito le modalità con le quali il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (nel seguito: GSE) cede l'energia elettrica nella propria disponibilità² ai clienti finali prioritari³. Nel dettaglio, il Decreto Energy Release prevede che il GSE ceda ai sopracitati clienti finali i volumi di energia elettrica nella propria disponibilità attraverso una specifica procedura di assegnazione da effettuarsi sulla Bacheca dei contratti di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (Bacheca PPA), organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME).

In particolare, tale procedura di assegnazione prevede che i clienti finali prioritari, anche in forma aggregata, presentino offerte di acquisto sulla Bacheca PPA e che il GME, sulla base del volume di energia offerto in cessione dal GSE, determini la quantità di energia da assegnare agli stessi clienti finali prioritari applicando un criterio pro-quota rispetto ai volumi richiesti. Al riguardo, il medesimo Decreto prevede che in prima applicazione, il prezzo di cessione dell'energia sia fissato pari a 210 €/MWh (Art. 4, comma 3, del Decreto Energy Release). A completamento, l'Art. 5 del Decreto in oggetto prevede altresì che, in esito allo svolgimento della procedura di assegnazione, il GSE stipuli, al di fuori dalla Bacheca PPA, con ciascun cliente finale assegnatario, un contratto di cessione per differenza a due vie, della durata di tre anni (con scadenza al 31 dicembre 2025).

Comunicato del GME | “Modifiche al Regolamento della Bacheca PPA: introduzione comparto Energy Release” | pubblicato il 28 ottobre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Comunicato del GME | “Energy Release - Volumi di energia elettrica nella disponibilità del GSE” | pubblicato il 20 ottobre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il primo dei comunicati in oggetto, il GME, in adempimento di quanto disposto dall'Art. 7, comma 2, del Decreto Energy Release (cfr. news precedente) ha reso noto agli operatori

di aver adeguato la Bacheca PPA, introducendo un nuovo comparto denominato Energy Release, funzionale a consentire l'allocazione dei volumi di energia elettrica nella disponibilità del GSE ai clienti finali.

Pertanto, il GME ha pubblicato le modifiche al Regolamento della Bacheca PPA, disciplinanti il funzionamento di tale nuovo comparto, nonché le versioni aggiornate delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) nn. 01, 02, 03, 05, 06 e 08, entrate in vigore con la pubblicazione sul sito internet del Gestore in data 28 ottobre u.s..

Con il medesimo comunicato, il GME ha inoltre precisato che, per poter espletare in tempo utile tutti gli adempimenti necessari alla partecipazione alla procedura di assegnazione sul comparto Energy Release, i soggetti interessati, in possesso dei requisiti di cui al citato Decreto, possono inoltrare al GME, a partire dalla data di pubblicazione sopra indicata, la documentazione per l'ammissione alla Bacheca PPA.

Al riguardo, il GME ha altresì ricordato che, ai fini della partecipazione alla procedura di assegnazione sul comparto Energy Release, è necessario presentare allo stesso la comunicazione contenente le coordinate bancarie, nonché le previste garanzie finanziarie nella forma di deposito infruttifero.

A completamento si segnala che, con il secondo dei comunicati in oggetto, pubblicato in data 20 ottobre 2022, il GME aveva precedentemente reso noti i volumi di energia elettrica nella disponibilità del GSE, pari nell'anno 2023 a 16.024.960 MWh oggetto di assegnazione in attuazione di quanto disposto dal Decreto Energy Release. Detti volumi sono stati individuati dal GSE e dallo stesso comunicati al GME ai sensi dell'Art. 3, comma 1, del citato Decreto.

Comunicato del NEMO Committee | “Successful webinar on the CACM Annual Report” | pubblicato in data 04 ottobre 2022 | <https://www.nemo-committee.eu>

Con il comunicato in oggetto, i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) europei hanno reso noto che in data 28 settembre u.s., si è tenuto il webinar di presentazione del “CACM Annual Report 2021”⁴, al quale hanno preso parte anche i rappresentanti di ACER⁵, di ENTSO-E⁶, della FSR⁷, nonché della Commissione Europea. Nel corso del webinar, i rappresentanti dei NEMO hanno illustrato le risultanze ed i dati relativi all'operatività del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intraday Coupling (SIDC) per l'anno 2021, presentando altresì un quadro generale delle performance attuali e future degli algoritmi di market coupling, nonché delle connesse attività di ricerca e sviluppo da ultimo poste in essere dai NEMO.

AMBIENTALE

Determina del 12 ottobre 2022 n. 7/2022 – DMRT | “Determinazione degli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l’anno d’obbligo 2022” | pubblicata il 12 ottobre 2022 | **Download** <https://www.arera.it/it/docs/22/007-22dmrt.htm>

Con la Determina 7/2022 – DMRT, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha determinato, ai sensi di quanto disposto dal Decreto Interministeriale 11 gennaio 2017, come successivamente integrato dal Decreto Ministeriale 21 maggio 2021⁸, la ripartizione pro-quota degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno 2022, espressi in numero di titoli di efficienza energetica (TEE), in capo a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale soggetta all’obbligo⁹ di risparmio energetico. Al riguardo, per l’anno 2022, come definito dal citato Decreto Ministeriale 21 maggio 2021, tali obblighi ammontano complessivamente a 0,75 milioni di TEE per le imprese distributrici di energia elettrica e a 0,93 milioni di TEE per le imprese distributrici di gas naturale soggette all’obbligo.

Decreto 15 settembre 2022 | “Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR.” | pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 26 ottobre 2022 | **Download** <https://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto 15 settembre 2022, il MiTE, ai sensi dell’Art. 11, comma 1 e dell’Art. 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021¹⁰, ha determinato, inter alia, le misure di sostegno alla produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, destinando un finanziamento complessivo pari a 1.730,4 milioni di euro.

Nello specifico, agli impianti di produzione di biometano che rispettano i requisiti stabiliti dal Decreto 15 settembre 2022 in oggetto, sarà riconosciuto un incentivo composto da:

- un contributo in conto capitale sulle spese ammissibili

dell’investimento sostenuto, nei limiti del costo massimo di investimento ammissibile e secondo le percentuali indicate dal Decreto in oggetto;

- una tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano, riconosciuta al produttore per 15 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell’impianto.

L’accesso al meccanismo incentivante si basa su procedure competitive¹¹ che saranno svolte dal GSE tra la fine del 2022 ed il 2024, il quale, ai sensi dell’Art. 46 del decreto legislativo 199/2021, è altresì incaricato di riconoscere alla produzione di biometano specifiche garanzie d’origine (GO) distinte in:

- GO sulla produzione di biometano utilizzato nel settore dei trasporti; e
- GO sulla produzione di biometano utilizzato in altri usi.

A complemento si segnala che, come previsto dall’Art. 12 del Decreto, con ulteriore decreto attuativo del MiTE saranno adottate le regole applicative del provvedimento tra cui, inter alia, le modalità di utilizzo delle GO Biometano.

Circolare ministeriale del 26 ottobre 2022 n. 35260 | “Ulteriore aggiornamento delle scadenze per lo scambio dei certificati di immissione in consumo (CIC) e per la verifica dell’assolvimento dell’obbligo per l’anno 2022, con riferimento all’impresso in consumo nel 2021” | pubblicata il 26 ottobre 2022 | **Download** <https://www.gse.it>

Con Circolare ministeriale del 26 ottobre 2022 n. 35260, recante “Ulteriore aggiornamento delle scadenze per lo scambio dei certificati di immissione in consumo (CIC) e per la verifica dell’assolvimento dell’obbligo per l’anno 2022, con riferimento all’impresso in consumo nel 2021”, il MiTE, al fine di permettere agli operatori del settore di finalizzare eventuali ulteriori transazioni di CIC e di consentire una migliore allocazione di detti certificati, ha posticipato: i) al 15 novembre 2022, il termine ultimo per lo scambio dei CIC, di cui all’Art. 6, comma 5 del Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 e s.m.i. e ii) al periodo compreso tra il 16 novembre e il 16 dicembre 2022, la finestra temporale per la verifica dell’assolvimento degli obblighi di immissione in consumo di biocarburanti, di cui all’Art. 7, comma 2, del suddetto Decreto. Al riguardo, con la medesima Circolare, il MiTE ha inoltre specificato che nel corso della finestra temporale per la verifica degli obblighi non saranno consentiti scambi di certificati.

¹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/04/28/22A02680/sg>;

² Derivante dagli impianti a fonte rinnovabile che beneficiano alternativamente di Tariffe Onnicomprensive, del servizio di Ritiro Dedicato, o del meccanismo dello Scambio sul Posto e che non rientrano nel perimetro di applicazione della norma c.d. “extra profitti” ex Art. 15-bis, del Decreto-legge n. 4 del 2022;

³ Il Decreto, in particolare, individua tra i clienti finali “prioritari”: i clienti finali energivori, i consumatori industriali, le PMI (con alcuni requisiti), nonché i clienti localizzati in Sicilia e Sardegna che partecipano al servizio di interrompibilità;

⁴ Il CACM Annual Report 2021 è disponibile al seguente link: <https://www.nemo-committee.eu>;

⁵ The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER);

⁶ The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E);

⁷ Florence School of Regulation (FSR);

⁸ Cfr. Newsletter n. 149 giugno 2021;

⁹ Sono soggetti all’obbligo di risparmio energetico i distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre del secondo anno antecedente all’obbligo di riferimento;

¹⁰ Cfr. Newsletter n. 154 dicembre 2021. Il testo del decreto legislativo 199/21 è disponibile al seguente [link](#)

¹¹ Le procedure consistono nello svolgimento di aste competitive al ribasso sulla tariffa incentivante.

Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche: al via le selezioni per la XXIV edizione!

Sostenibilità, lotta al cambiamento climatico, economia circolare, fonti energetiche rinnovabili, idrogeno, elettrificazione dei consumi, rivoluzione digitale ed industria 4.0, smart cities, comunità energetiche rinnovabili, mobilità sostenibile sono solo alcuni dei temi che affronterai alla XXIV edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche.

La transizione energetica necessita di figure professionali con competenze diversificate e trasversali - non soltanto in ambito tecnico, ma soprattutto in ambito gestionale e manageriale.

Il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche - progettato e realizzato con oltre 200 realtà del settore - ti permetterà di acquisire le conoscenze e competenze tecniche necessarie, e di potenziare le fondamentali soft skills, ovvero le capacità relazionali e comportamentali (team building, leadership, comunicazione, ecc.) richieste oggi dalle principali aziende che operano sul mercato.

Il programma didattico è oggetto di innovazione sistematica dei temi e delle relative modalità di erogazione, per adattare l'offerta formativa ai cambiamenti del settore energetico e

alle evoluzioni del mercato del lavoro. Le docenze del corso sono affidate ad affermati manager tecnici dell'industria e della consulenza, rappresentanti delle Istituzioni e accademici, che mettono a disposizione il proprio know how per formare i futuri leader del settore.

Il percorso di formazione SAFE prevede 6 mesi di formazione full time, da fine Gennaio a Luglio 2023, con 500 ore didattiche in aula, giornate in aziende, visite a siti operativi e circa 300 ore di Project Work aziendali.

Oltre il 95% dei partecipanti ha trovato opportunità professionali negli ambiti: progettazione, project management, energy management, marketing e comunicazione, affari istituzionali e regolatori, trading, business development, consulenza strategica.

GME collabora con il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche attraverso docenze tenute dai nostri professionisti e giornate di formazione esperienziale.

Per maggiori informazioni:

<https://safeonline.it/iscrizione-master-safe/>

Telefono: 06/ 53272239

Partecipa alla XXIV Edizione del
**Master in Gestione
delle Risorse
Energetiche**

Solo 30 posti disponibili



Gli appuntamenti

15-16 novembre

Reuters Events: Energy Transition Europe

Londra, Regno Unito

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnt.com/1239858-0?pid=80>

16 novembre

Dal gas naturale al biometano, dall'economia circolare la soluzione "carbon free" della crisi energetica

Verona, Italia

Organizzato da Assogasmetano

<https://www.oilnonoil.it/convegni-e-workshop>

16 novembre

L'industria del riscaldamento protagonista della transizione ecologica

Milano, Italia

Organizzato da Assotermica

<https://www.anima.it>

16-18 novembre

OIL&NONOIL

Verona

Organizzato da Piemmeti

<https://www.oilnonoil.it>

16-18 novembre

Transizione energetica, efficienza energetica e riqualificazione degli edifici

Evento on line

Organizzato da PromolImpresa Borsa Merci

<https://www.promoimpresaonline.it>

18 novembre

L'Italia del futuro tra diversificazione delle fonti e la sicurezza energetica

Verona, Italia

Organizzato da Pilat e Partners nell'ambito della Oil&nonOil

<https://www.oilnonoil.it/convegni-e-workshop>

18-20 novembre

International Conference on Power and Energy Applications

Guangzhou, Cina

Organizzato da South China University of Technology

<http://www.icpea.org>

18-20 novembre

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Barcellona, Spagna

Organizzato da PEEEE

<http://www.peee.org>

18-21 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Parigi, Francia

Organizzato da ICREC

<http://www.icrec.org>

19-21 novembre

International Conference on Smart City and Green Energy

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICSCGE

<http://www.icscge.org>

21 novembre

Electricity Market Report 2022

Milano, Italia

Organizzato da Politecnico di Milano Dipartimento di

Ingegneria Gestionale

<https://www.energystrategy.it>

21-22 novembre

Future of Utilities Summit

Evento in presenza

Londra, Regno Unito

Organizzato da MarketforceLive

<http://go.evnt.com/1238097-0?pid=80>

22 novembre

II^ Conferenza Nazionale delle Comunità Energetiche

Napoli, Italia

Organizzato da Italian Forum of Energy Communities

<https://www.wec-italia.org>

24 novembre

Utility Day – main conference

Assago (Mi), Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://www.utilityday.it/agenda/#inizioAgenda380>

24 novembre

Il governo del territorio nella prospettiva dello sviluppo sostenibile. Il consumo di suolo e la rigenerazione urbana

Roma, Italia

Organizzato da Avvocatura Generale dello Stato

<https://www.giustizia-amministrativa.it>

25-27 novembre

International Conference on Power and Energy Engineering

Shanghai, Cina

Organizzato da ICPEE

<http://www.icpee.org>

28-29 novembre

World Energy Capital Assembly

Londra, Regno Unito

Organizzato da Energy Council

<http://go.evvnt.com/1272087-0?pid=80>

29 novembre

Digitopia - where electricity meets data

Francoforte, Germania

Organizzato da Eurelectric

<https://digitopia.eurelectric.org>

29 -30 novembre

Forum QualEnergia - XV edizione

Roma, Italia

Organizzato da Legambiente e Kyoto Club

<https://forumqualenergia.it>

1 dicembre

Forum ITALIA SOLARE 2022

Roma, Italia

Organizzato da ITALIA SOLARE

<https://www.italiasolare.eu>

5-6 dicembre

International Conference on Sustainable Environment, Development, and Energy

Denpasar, Bali, Indonesia

Organizzato da Conser

<https://conser.itny.ac.id>

6 dicembre

Forum CityLab Energy: la politica energetica per le aree urbane

Roma, Italia

Organizzato da GreenHill Advisory e Unioncamere

<https://www.takethedate.it>

9-11 dicembre

International Conference on Innovative and Smart Materials (ICISM 2022)

Cracovia, Polonia

Organizzato da Icism

<http://www.icism.org>

9-11 dicembre

International Conference on Power Electronics and Control Engineering

Cracovia, Polonia

Organizzato da Pece

<http://www.pece.net>

9-11 dicembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Berlino, Germania

Organizzato da Steconf

<https://www.steconf.org>

13-15 dicembre

International Renewable Energy Congress

Hammamet, Tunisia

Organizzato da Irec

<https://irec-conference.com/sessions-special-issues>

14-15 dicembre

International conference on electrical engineering and sustainable technologies

Evento online

Organizzato da Iceest

<https://conferences.uet.edu.pk/iceest/2022>

15 dicembre

Conferenza Internazionale: transizione energetica e globalizzazione

Roma, Italia

Organizzato da Confassociazioni

<https://www.italianwinesandspirits.com>

18-21 dicembre

World Energy Storage Conference

Istanbul, Turchia

Organizzato da Wesc

<http://wesc2022conference.com>

24 dicembre

International Conference on Renewable Energy

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da Gari

<http://sustainableconference.us/renewable>

29-31 dicembre

International Conference on Power and Electrical Engineering (ICPEE 2022)

Singapore

Organizzato da Icpee

<http://www.icpee.net>

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.
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.