



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

# Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

II e III trimestre 2022



3/2022

ISSN 2531-4750

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

II e III trimestre 2022

n. 3/2022

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2022

n. 3/2022

2022 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Unità Studi Analisi e Valutazioni

*A cura di Francesco Gracceva ([francesco.gracceva@enea.it](mailto:francesco.gracceva@enea.it))*

*Autori:*

*Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Alessandro Zini, R. Roberto, B. Felici, P. Corrias*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Colosimo
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara
- Focus – A. Zini, R. Roberto, B. Felici, P. Corrias

Progetto grafico: Cristina Lanari

## Sommario

|  |    |
|--|----|
| Sintesi dei contenuti .....  | 4  |
| 1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione .....           | 6  |
| 1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo.....       | 6  |
| 1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED) .....                    | 7  |
| 2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia .....                          | 10 |
| 2.1. Consumi di energia primaria.....  | 10 |
| 2.2. Consumi finali di energia .....   | 11 |
| 3. Decarbonizzazione .....   | 12 |
| 4. Sicurezza del sistema energetico .....  | 14 |
| 4.1. Sistema petrolifero .....   | 14 |
| 4.2. Sistema del gas naturale.....   | 17 |
| 4.3. Sistema elettrico .....   | 22 |
| 5. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon .....    | 25 |
| 5.1. Prezzi dell'energia elettrica .....   | 25 |
| 5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi .....   | 27 |
| 5.3. Prezzi del gas naturale .....   | 28 |
| FOCUS - Il problema delle materie prime critiche per la transizione energetica ..... | 30 |



## Sintesi dei contenuti

### *Prezzi di gas ed elettricità 2022 oltre cinque volte la media decennale. Record storico della spesa per l'energia nei paesi OCSE.*

- Nel semestre centrale del 2022 il conflitto in Ucraina e il progressivo inasprimento delle sanzioni imposte dai paesi occidentali alla Russia hanno determinato un'accentuazione della tensione sui mercati dell'energia. La media dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità nei primi nove mesi dell'anno è stata pari ad un aumento di circa il 300% sugli stessi mesi del 2021 - oltre cinque volte le medie decennali - mentre il Brent si è collocato in media annua, poco al di sotto dei massimi storici.
- Gran parte degli aumenti di prezzo del gas all'ingrosso sono stati progressivamente recepiti nei contratti dei consumatori, con effetti già rilevanti sull'economia, nonostante la sequenza di misure varate dall'UE per mitigare il caro energia. L'inflazione è salita a ottobre al 10% nell'Eurozona, a quasi il 13% in Italia. La spesa per l'energia nei paesi OCSE nel 2022 è stimata raddoppiare rispetto al 2021, fino a oltre il 17% del PIL, massimo storico, un dato storicamente anticipatore di una recessione. E in effetti le previsioni di crescita per il 2022 e il 2023 sono state riviste al ribasso, sia per l'Eurozona sia per l'Italia.

### *Domanda di energia europea in calo dal II trimestre, ma aumentano le emissioni di CO<sub>2</sub> (+4%). Mai così lontano l'obiettivo 2030*

- La dinamica della domanda di energia ha subito una brusca frenata: nell'Eurozona nei primi nove mesi dell'anno si stima un calo dello 0,7%. Nonostante questo sono invece stimate in deciso aumento le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'area (+4% nei primi nove mesi), per la ripresa dei consumi di carbone (+11%), che anche a livello mondiale torneranno secondo la IEA al massimo storico del 2013. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 richiede ora che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 6%, un calo mai neppure avvicinato in anni di crescita economica positiva.
- Nel breve-medio periodo la possibilità per l'Europa di garantire la sicurezza del sistema gas – e di quello dell'elettricità, ad esso strettamente connesso - è legata a una molteplicità di fattori, ma fondamentale sarà la sua capacità di ridurre la domanda. Ma il trend di riduzione registrato nei primi nove mesi 2022 (-10% rispetto al 2021, -7% rispetto alla media degli ultimi 5 anni) non sembra sufficiente per l'ambizioso obiettivo che l'UE si è data di rapido affrancamento dal gas russo, anche se il suo peso è sceso nel 2022 a meno di 1/4 della domanda.

### *Progressivo rallentamento dei consumi energetici italiani, in calo dal III trimestre. Nel 2022 si va verso un calo maggiore dell'1%*

- Nei due trimestri centrali dell'anno la dinamica dei consumi di energia ha subito una decisa frenata: dopo il +3% tendenziale del I trimestre i consumi sono cresciuti di circa la metà nel II trimestre e sono passati a una variazione negativa di circa il 2% nel III trimestre. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la variazione resta positiva (+0,9%, circa 1 Mtep in più), ma per l'intero 2022 è prevedibile un calo di oltre l'1%. E' ancora più negativo il dato dei consumi finali di energia, per i quali si stima una variazione nulla nei primi nove mesi dell'anno e si prevede un calo di oltre il 2% nell'insieme del 2022.
- Dal II trimestre la dinamica dei consumi di energia ha iniziato a discostarsi da quella dei suoi driver (PIL, produzione industriale, clima, mobilità): l'indice ENEA che sintetizza questi driver risulta in aumento tendenziale di oltre il 2% in tutti e tre i primi trimestri, mentre i consumi di energia sono cresciuti come i driver solo nel primo trimestre e addirittura calati nel terzo. Si tratta di una chiara indicazione di una crescente risposta dei consumi agli alti prezzi dell'energia. Nei prossimi mesi sarà interessante verificare se alla contrazione dei consumi indotta dai prezzi si affiancherà una (più virtuosa) contrazione legata alle misure di risparmio energetico messe in campo anche per garantire la sicurezza del sistema (del gas in primis).
- In termini di fonti i primi nove mesi del 2022 hanno visto continuare la risalita dei consumi di petrolio (+3 Mtep, +8%), sebbene con aumenti tendenziali progressivamente più contenuti nei tre trimestri (+3% nel III trimestre). Complessivamente i consumi petroliferi del 2022 dovrebbero risultare inferiori di appena il 3% rispetto al 2019 (erano al -17% nel 2020). Ancora più marcato l'aumento dei consumi di carbone (+2 Mtep nei nove mesi, +47%), che a fine anno torneranno non lontani dai livelli del 2018. In forte calo invece i consumi di gas naturale (-3% nei nove mesi, -8% nel III trimestre) e di fonti rinnovabili (-11% circa in ognuno dei primi trimestri, a causa della performance molto negativa dell'idroelettrico).
- La produzione elettrica nazionale è aumentata del 2,3% nei primi nove mesi, con un aumento in particolare della produzione termica (+15 TWh, +12%), necessario per compensare l'aumento della richiesta totale di elettricità (+3 TWh, +1,3%), il leggero calo delle importazioni nette (-1,5 TWh) e soprattutto la produzione idroelettrica straordinariamente bassa (-14 TWh, -25% rispetto al minimo degli ultimi 15 anni). Il dato dell'idroelettrico ha influito molto negativamente sulla performance delle rinnovabili, il cui peso si è fermato nei nove mesi ad appena 1/3 della richiesta totale (bisogna tornare al 2012 per trovare un dato inferiore), nonostante il massimo storico della quota di solare ed eolico (16,3% della richiesta nei nove mesi, 21,7% ad aprile).
- In termini di settori, nei nove mesi del 2022 è rimarchevole il calo dei consumi dell'industria (-8%, dovuto in primis a circa 1 Mtep in meno di gas), particolarmente accentuato nel III trimestre (-15%) e degli usi non energetici. Più contenuto il calo del settore civile (-0,5 Mtep, -2%), mentre è continuata la forte ripresa dei trasporti, sebbene a tassi progressivamente più contenuti (+3 Mtep nei nove mesi, pari al +12%, ma "solo" +4% nel III trimestre).

### *Emissioni di CO<sub>2</sub> in aumento del 6% nei primi nove mesi, spinte dalla termoelettrica (+24%). Verso il +2% nel 2022*

- Il forte aumento dei consumi di petrolio e carbone (che ha riportato le fonti fossili a rappresentare a una quota di oltre il 77% dell'energia primaria, da meno del 75% dei primi nove mesi 2021) ha determinato una nuova forte crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>, stimate al +6% nei primi nove mesi dell'anno (+3% nel III trimestre) dopo il +9% registrato nel 2021 (rispetto al 2020).
- L'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> è dovuto pressoché interamente ai settori ETS, per i quali si stima nei primi nove mesi dell'anno un aumento delle emissioni di circa il 15% su base tendenziale, in decisa controtendenza rispetto al trend degli ultimi anni. A spiegare questo dato il balzo dei consumi di carbone nella termoelettrica e il crollo della produzione idroelettrica (-38% nei nove mesi), che hanno portato l'intensità carbonica dell'elettricità prodotta a circa 280 gr.CO<sub>2</sub>/kWh (+20% rispetto al minimo del 2020).

<sup>1</sup> La stima dei consumi di energia primaria risente della metodologia statistica utilizzata, e in particolare della convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili. La serie storica dei consumi di energia primaria è qui ricostruita utilizzando il cosiddetto "partial substitution method" (l'ammontare di energia che sarebbe necessaria per produrre la stessa quantità di elettricità con impianti termoelettrici convenzionali). Con il metodo alternativo del "physical energy content" l'equivalente in energia primaria dell'elettricità rinnovabile risulta minore, e dunque anche le variazioni dell'energia primaria totale risultano minori (nel 2022 il calo si ridurrebbe allo 0,8%).

- Sono invece stimate in aumento di appena l'1% le emissioni dei settori non-ETS (negative nel III trimestre), perché l'aumento dei consumi dei trasporti è stato bilanciato dal forte calo dei consumi di gas nel civile e nell'industria non energivora.

#### *Indice della transizione energetica ai nuovi minimi della serie storica. Mai così lontano l'obiettivo di decarbonizzazione 2030*

- L'indice della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi Decarbonizzazione), che nel I trimestre dell'anno era sceso al minimo della serie storica, ha fatto registrare due ulteriori variazioni negative nei due trimestri successivi. Nel III trimestre l'indice si colloca a 0,2 (N.B.: l'indice può variare tra 0 e 1), in peggioramento del 60% rispetto a un anno prima.
- Prima causa del crollo dell'indice è il forte peggioramento della sua componente Decarbonizzazione, scesa al valore minimo della serie storica perché l'obiettivo di riduzione delle emissioni non è mai stato così lontano: dopo che l'obiettivo è divenuto più ambizioso (-55% entro il 2030) è ora necessario che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 5%, un tasso quasi triplo di quello che era necessario nel 2019 per raggiungere l'obiettivo fissato allora nel PNIEC.

#### *Ritoccati ancora al rialzo i massimi storici dei prezzi al dettaglio di gas ed elettricità*

- Seconda causa del forte peggioramento dell'ISPRED sta nei prezzi dell'energia pagati dai consumatori: tutti gli indicatori sono sul valore minimo della serie storica, perché i prezzi di elettricità e gas hanno raggiunto nuovi massimi storici per pressoché tutte le fasce di consumo, sia per le famiglie sia per le imprese. Già nel primo semestre 2022 un'impresa con consumi medio-bassi ha pagato l'elettricità oltre il 60% in più rispetto a un anno prima, il gas il 120% in più. Nell'intero 2022 i prezzi supereranno di ben oltre il 50% i precedenti massimi storici.
- Nel caso dei clienti domestici fino a metà anno gli interventi governativi sono riusciti a mitigare maggiormente gli aumenti registrati sui mercati all'ingrosso, ma nel primo semestre i prezzi di elettricità e gas sono comunque già aumentati di circa 1/3 rispetto a un anno prima. Con la più completa traslazione dei prezzi all'ingrosso su quelli al dettaglio si stima che i prezzi medi dell'intero 2022 possano superare di 2/3 i prezzi del 2021.
- Se per il gas gli aumenti registrati in Italia sono simili alla media europea, nel caso dell'elettricità in Italia gli aumenti sono stati all'incirca doppi di quelli registrati nell'UE, e in particolare nel caso delle imprese si è allargato il differenziale positivo del prezzo italiano rispetto alla media UE (al massimo storico per il gas, vicino ai massimi per l'elettricità).

#### *Nel prossimo inverno necessarie significative riduzioni preventive dei consumi gas per la sicurezza del sistema*

- Sul fronte della sicurezza energetica, si segnalano la persistenza dipendenza dell'adeguatezza del sistema elettrico da condizioni non scontate (in primis alta disponibilità di import), la fase positiva per la raffinazione, conseguenza però dell'anomala situazione di tensione del mercato dei prodotti, e soprattutto il peggioramento dell'adeguatezza del sistema gas. In vista del prossimo inverno desta particolare attenzione la capacità delle infrastrutture gas di coprire la punta di domanda invernale, perché in uno scenario di completo azzeramento dei flussi dalla Russia (scesi sotto al 20% dell'import totale nei primi nove mesi, ma già quasi a zero a ottobre e novembre), risulterebbe molto difficile coprire una punta di domanda simile a quella dell'ultimo episodio di ondata di freddo (gennaio 2017, quando la domanda delle reti di distribuzione superò i 250 mmc). Affinché non si presentino situazioni di mancata copertura della domanda e necessità di razionamento risulta essenziale che le punte giornaliere di domanda restino al di sotto dei 400 mmc, un'ipotesi tanto più realistica quanto più si realizzano riduzioni preventive dei consumi dell'ordine di quelle auspicate dalla Commissione Europea e da ENTSO-G (-15%).

#### *Significativa discrepanza tra le materie prime critiche per l'UE e quelle centrali per l'economia italiana*

- Questo numero dell'Analisi trimestrale include un Focus sulle cosiddette "materie prime critiche" (Critical Raw Material, CRM), la cui disponibilità potrebbe risultare un collo di bottiglia per la transizione energetica. L'esame della distribuzione geografica, del rischio di fornitura e dell'importanza economica delle diverse CRM porta a ritenere particolarmente critica la prospettiva di alcuni "ecosistemi industriali" nell'Unione, e tra questi quello delle energie alternative, ma anche, in linea più generale, quello delle tecnologie di miglioramento dell'efficienza energetica. Molto forte appare la dipendenza dell'UE dall'estero per terre rare, metalli del gruppo del platino e litio (100%), per il tantalio (99%) e per il cobalto (86%), con la prospettiva di non poter soddisfare la domanda di energia eolica e veicoli elettrici al 2030. L'analisi evidenzia inoltre come vi sia una significativa discrepanza tra le materie prime considerate critiche dall'UE e quelle che appaiono centrali per l'economia italiana, dove le CRM hanno un'incidenza sul PIL stimata pari al 32%, sull'export pari addirittura all'86%.

•

# 1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione

## 1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo

**Mercati internazionali dell'energia: nei primi nove mesi 2022 prezzi di gas ed elettricità oltre cinque volte la media decennale.**

- Nel semestre centrale del 2022 il prolungamento del conflitto in Ucraina e il progressivo inasprimento delle sanzioni imposte dai paesi occidentali alla Russia (dal 24 febbraio al 6 ottobre l'UE ha varato otto pacchetti di sanzioni) hanno determinato un'ulteriore accentuazione della tensione sui mercati dell'energia, su cui già a partire dall'ultimo trimestre del 2021 si erano registrati aumenti senza precedenti dei prezzi del gas e dell'elettricità. I prezzi spot del gas, rimasti nella prima metà dell'anno sui massimi storici dell'ultimo trimestre 2021, hanno registrato un nuovo balzo nel III trimestre, a quasi 200 €/MWh di media (un valore pari a quasi 10 volte la media degli ultimi dieci anni), con effetto diretto sui prezzi dell'elettricità, che sulla borsa italiana hanno raggiunto una media di quasi 500 €/MWh (anche in questo caso quasi 10 volte la media di lungo periodo). Nella media dei primi nove mesi dell'anno i prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità sono aumentati di circa il 300% sugli stessi mesi del 2021, di oltre cinque volte rispetto alle medie decennali. Il prezzo del petrolio ha invece registrato un contenuto aumento congiunturale, grazie al rilascio di scorte strategiche dei paesi OCSE e ai timori sulla crescita economica globale, ma nei due trimestri centrali dell'anno il Brent spot si è comunque collocato in media al di sopra dei 100 \$/bl, sui massimi storici, e nella media dei primi nove mesi dell'anno l'aumento sul 2021 è pari in euro a ben il 74% (per il deprezzamento della moneta europea).

**Record storico della spesa per l'energia nei paesi OCSE. Nell'Eurozona frena la domanda di energia ma aumentano le emissioni di CO<sub>2</sub>. Mai così lontano l'obiettivo 2030**

- Gran parte degli aumenti nel prezzo del gas all'ingrosso sono stati progressivamente recepiti nei contratti dei consumatori, con effetti già importanti sull'economia, nonostante la sequenza di misure varate nell'ultimo anno dell'UE per mitigare il caro energia (dal "toolbox" del 21 ottobre 2021 al regolamento dell'8 ottobre 2022). La variazione dell'indice generale dei prezzi è salita a ottobre al 10% nell'Eurozona, a quasi il 13% in Italia. La spesa per l'energia nei paesi OCSE nel 2022 è stimata raddoppiare rispetto al 2021, fino a superare il 17% del PIL, massimo storico, un dato che l'esperienza storica indica essere anticipatore di una recessione: negli ultimi cinquanta anni "OECD-wide recessions have – with the exception of the COVID-19 recession in 2020 – only occurred when the ratio of energy expenditures to GDP has been at a high level (always at least 13%) and rising" (OECD Economic Outlook, Volume 2022 Issue 2).
- Tutte le previsioni di crescita per l'economia europea sono state riviste al ribasso: a febbraio le previsioni economiche della Commissione Europea stimavano una crescita dell'Eurozona del 4% nel 2022 e del 2,7% nel 2023, le previsioni più recenti stimano invece una crescita del 3,2% nel 2022, dello 0,3% nel 2023.
- Inevitabilmente, nel corso del 2022 la dinamica della domanda di energia ha subito una brusca frenata: nei primi nove mesi dell'anno si stima un calo dello 0,7% nell'insieme dei paesi dell'Eurozona. Nonostante questo sono invece stimate in deciso aumento le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'area (+4% nei nove mesi), per la forte ripresa dei consumi di carbone (+11%), che peraltro anche a livello mondiale torneranno secondo la IEA al massimo storico del 2013. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 richiede ora che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 6%, un calo mai nemmeno avvicinato negli anni in cui la crescita economica è stata positiva (Figura 1-1).

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

|  | DATI STORICI          |        | STIME |                          | PREVISIONI | REVISIONI |
|--|-----------------------|--------|-------|--------------------------|------------|-----------|
|  | 2014-2019<br>(t.m.a.) | 2020   | 2021  | III trim. 2022<br>y-o-y. | 2022       | 2022      |
| <b>Eurozona</b>                            |                       |        |       |                          |            |           |
| PIL  | +2,0%                 | -6,4%  | +5,4% | +1,9%                    | +3,2%      | ↑         |
| Energia primaria (PEC)                     | +0,3%                 | -10,3% | +4,3% | -1,5%                    | ~ +0%      | ↓         |
| Emissioni CO <sub>2</sub>                  | -0,4%                 | -13%   | +4,3% | +3,5%                    | ~ +3%      | ↓         |
| <b>Italia:</b>                             |                       |        |       |                          |            |           |
| PIL  | +1,0%                 | -8,9%  | +6,6% | +2,6%                    | +3,8%      | ↑         |
| Produzione industriale beni intermedi      | +2,0%                 | -11%   | +15%  | -5,3%                    | ~ -3%      | ↓         |
| Gradi giorno riscaldamento (HDD)           | -                     | -3,5%  | +9,5% | -                        | ~ -5%      |           |
| Indice sintetico driver consumi di energia | +1%                   | -9%    | +10%  | +2,3%                    | ~ +1,5%    | ↓↓        |
| Energia primaria                           | +0,5%                 | -9,5%  | +8,4% | -2,2%                    | ~ -1,5%    | ↓↓        |
| Emissioni CO <sub>2</sub>                  | -0,6%                 | -11%   | +8,6% | +3,2%                    | ~ +2%      | ↓         |

Fonti: Eurostat, ISTAT e MASE per i dati 2014-2019, Eurostat per i dati economici 2020-2021, stime ENEA per i dati di energia ed emissioni 2020-2022, ISTAT e Commissione Europea per le previsioni economiche 2022.

**Rallentamento dei consumi energetici italiani nel corso dell'anno, in contrasto con la spinta proveniente dai principali driver**

- Negli ultimi due trimestri l'economia italiana è apparsa relativamente più resiliente rispetto alla media dell'Eurozona, perché nel III trimestre il PIL è cresciuto dello 0,5% su base congiunturale, contro il +0,2% dell'Eurozona (ma rispetto al 2019 il PIL dell'Eurozona è ora maggiore del 2,2%, quello italiano solo dello 0,3%). E' comunque evidente un rallentamento dell'economia:

nel confronto con un anno prima il +2,6% del III trimestre segue il +4,4% del trimestre primaverile e il +6% del primo trimestre dell'anno. La ragione principale della frenata della crescita sta nella drastica inversione di tendenza della produzione industriale, dal +2,7% del I trimestre al -1,2 del III trimestre (-5,3% nel caso dei beni intermedi, più energivori). Secondo le previsioni più recenti nel 2022 l'aumento del PIL potrebbe comunque arrivare al 3,9%, poco al di sotto del 4,1% delle previsioni di febbraio, ma la crescita è invece attesa ridursi drasticamente nel 2023 (a +0,3%, dal +2,3% delle previsioni di febbraio).

- L'indice ENEA delle variabili guida della domanda di energia, che oltre a PIL e produzione industriale include anche il clima e la mobilità, è risultato in aumento in tutti e tre i trimestri del 2022, perché il progressivo rallentamento della produzione industriale e della mobilità (a partire dal III trimestre) è stato più che compensato dalla crescita del PIL e dalle temperature elevate del bimestre luglio e agosto (che hanno spinto la domanda di elettricità per raffrescamento).
- A partire dal II trimestre dell'anno la dinamica dei consumi di energia ha però iniziato a discostarsi in misura progressivamente più marcata dalla dinamica dei suoi principali driver, in una misura mai registrata nell'ultimo decennio (Figura 1-2): mentre l'indice ENEA delle variabili guida della domanda di energia è risultato in aumento tendenziale superiore al 2% in tutti e tre i primi trimestri dell'anno, solo nel primo trimestre i consumi di energia sono cresciuti in misura simile all'indice, perché nel II trimestre sono cresciuti di circa la metà e nel III trimestre sono infine passati a una variazione negativa. Si tratta di una chiara indicazione di una notevole e crescente risposta dei consumi agli alti prezzi dell'energia (+68% e +98% i prezzi di gas ed elettricità per l'utente domestico di riferimento nel II trimestre rispetto a un anno prima, oltre il +40% nel III trimestre).
- Per l'ultimo trimestre dell'anno si stima che l'indice dei driver passi a una variazione tendenziale negativa, perché al rallentamento dell'economia si è aggiunto il clima mite di ottobre e novembre, ma anche nel IV trimestre per i consumi di energia si prevede un calo significativamente maggiore rispetto a quello dell'indice delle variabili guida. Nei prossimi mesi sarà di grande importanza verificare se alla contrazione dei consumi indotta dai prezzi si affiancherà una (più virtuosa) contrazione legata alle misure di risparmio energetico messe in campo anche per garantire la sicurezza del sistema (del gas in primis).

Figura 1-1 –Emissioni di CO2 nell'Eurozona – dati storici e traiettorie 2030 (Mt)

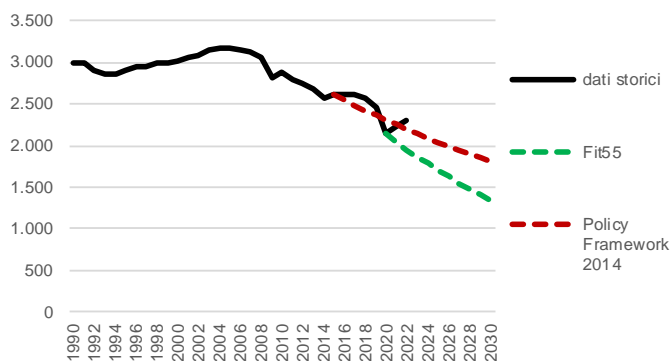
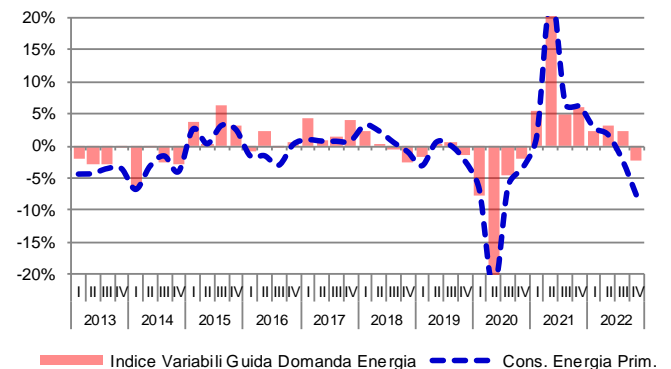


Figura 1-2 - Indice ENEA delle variabili guida della domanda di energia (variazione % tendenziale e 2008=100)



## 1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)<sup>2</sup>

*Indice della transizione energetica ai nuovi minimi della serie storica.*

L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi Energia Decarbonizzazione), che già nel I trimestre dell'anno era sceso al minimo della serie storica, ha fatto registrare due ulteriori variazioni negative nei due trimestri successivi e nel III trimestre l'indice è sceso al valore di 0,2, nuovo minimo storico (N.B.: l'indice può variare tra 0 e 1), in peggioramento del 60% rispetto a un anno prima. Il drastico calo dell'ISPRED rispetto a un anno fa è dovuto ai forti peggioramenti nelle due dimensioni Decarbonizzazione e Prezzi.

Figura 1-3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

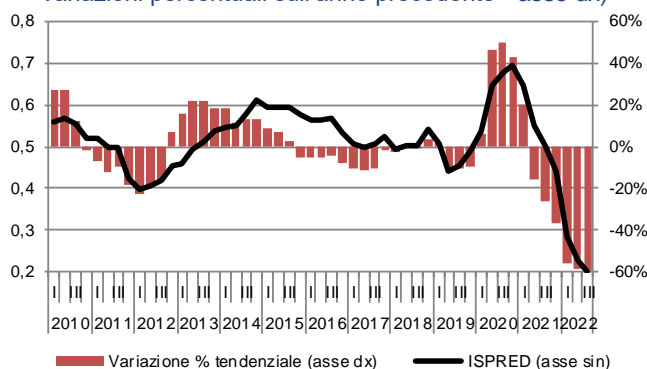
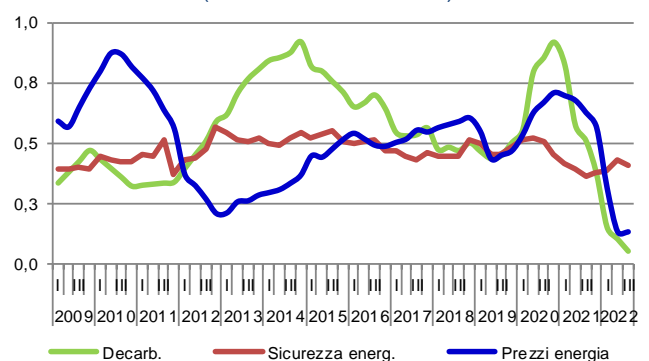


Figura 1-4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



<sup>2</sup> L'ISPRED è un indice composito che utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle dimensioni del cosiddetto trilemma energetico.



### Anche per l'Italia mai così lontano l'obiettivo di decarbonizzazione 2030

- Prima causa del crollo dell'indice composito è il forte peggioramento della componente Decarbonizzazione, scesa al valore minimo della serie storica - si colloca ormai vicino allo zero - perché l'obiettivo di riduzione delle emissioni non è mai stato così lontano: dopo che l'obiettivo è divenuto più ambizioso (-55% entro il 2030, con un taglio di oltre 100 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>) è ora necessario che nei prossimi otto anni si registri una riduzione media annua di oltre il 6%, un tasso triplo di quello necessario nel 2019 per raggiungere l'obiettivo fissato nel PNIEC. Inoltre, la proiezione al 2030 costruita sull'ipotesi di continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione al 2030 sostanzialmente allineati agli attuali (Figura 1-5 e Figura 1-6), sebbene vada considerato che l'aumento delle emissioni registrato nel 2022, riconducibile in larga parte alla generazione elettrica, sia stato molto legato a fattori congiunturali, come la ripresa dei consumi di carbone.

Figura 1-5 – Emissioni di CO<sub>2</sub> (Mt) da usi energetici – dati storici, proiezione business as usual e traiettorie verso gli obiettivi 2020 e 2030

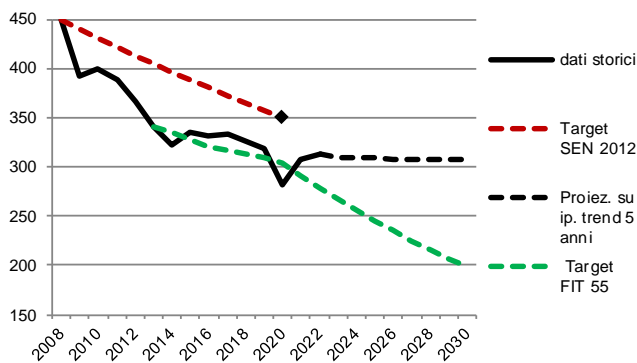
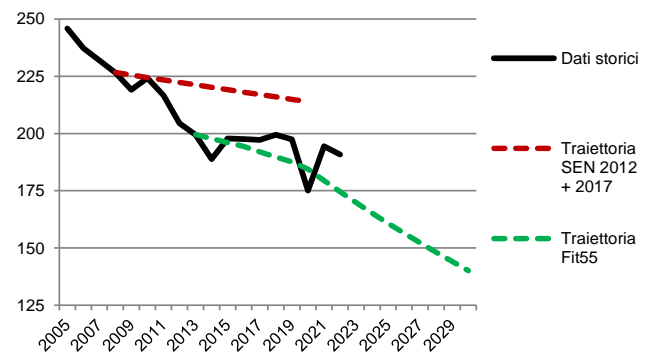


Figura 1-6 – Emissioni di CO<sub>2</sub> (Mt) da usi energetici dei settori non-ETS – dati storici e traiettorie verso gli obiettivi 2020 e 2030

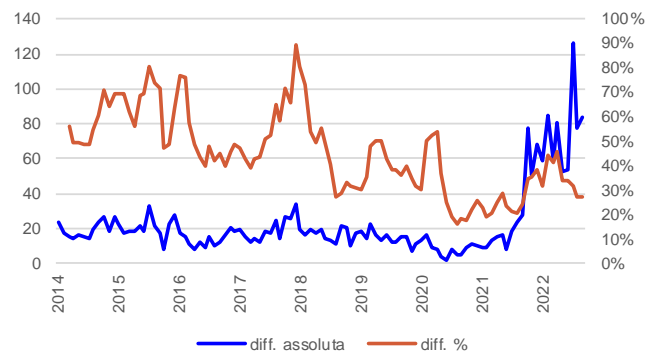


### Prezzi al dettaglio di gas ed elettricità su nuovi massimi storici, aumentato il differenziale tra PUN e prezzo tedesco

La seconda causa del forte peggioramento dell'ISPRED sta nei prezzi dell'energia pagati dai consumatori: tutti gli indicatori sono al valore minimo minimi della serie storica, perché i prezzi di elettricità e gas hanno raggiunto nuovi massimi storici per pressoché tutte le fasce di consumo, sia per le famiglie sia per le imprese:

- Già nel primo semestre 2022 un'impresa con consumi medio-bassi ha pagato l'elettricità oltre il 60% in più rispetto a un anno prima, il gas il 120% in più. Nell'intero 2022 i prezzi supereranno di ben oltre il 50% i precedenti massimi storici.
- Nel caso dei clienti domestici, fino a metà anno gli interventi governativi sono riusciti a mitigare gli aumenti registrati sui mercati all'ingrosso, ma nel I semestre i prezzi di elettricità e gas sono comunque aumentati di 1/3 rispetto a un anno prima. Con la completa traslazione dei record sui mercati ingrosso su quelli al dettaglio si stima che i prezzi medi dell'intero 2022 possano superare di 2/3 i prezzi del 2021.
- Se per il gas gli aumenti registrati in Italia sono simili alla media europea, nel caso dell'elettricità in Italia gli aumenti sono stati all'incirca doppi di UE, e in particolare nel caso delle imprese si è allargato il differenziale positivo del prezzo italiano rispetto alla media UE (al massimo storico per il gas, vicino ai massimi per l'elettricità).
- Il differenziale tra il PUN italiano e il prezzo registrato sulla borsa tedesca ha raggiunto valori mai così elevati in valore assoluto (quasi 100 €/MWh nel III trimestre; Figura 1-7). Nel corso dell'anno il differenziale relativo (%) è tornato a scendere, ma nella media dei primi nove mesi è stato pari al 34%, una volta e mezza il valore del 2021 (23%).

Figura 1-7 – Differenza fra il prezzo della borsa elettrica in Italia e Germania (€/MWh, asse sx, diff. %, asse dx)



### Nel prossimo inverno necessarie significative riduzioni preventive dei consumi gas per la sicurezza del sistema gas

L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica risulta nel terzo trimestre 2022 in leggero miglioramento rispetto a un anno prima, ma si tratta di un dato di sintesi per certi versi fuorviante, perché legato in parte a fattori contingenti che incidono su alcuni aspetti della sicurezza del sistema, per sua natura caratterizzata da una molteplicità di mercati e orizzonti temporali.

- Rispetto a un anno fa sono in leggero miglioramento gli indici sintetici relativi alla sicurezza del sistema petrolifero e del sistema elettrico. Nel primo caso il dato è legato alla continuazione della fase positiva per la raffinazione, con margini altissimi e utilizzo degli impianti sui massimi di lungo periodo. Ma si tratta di una situazione con tratti prevalentemente congiunturali, conseguenza dell'anomala situazione di tensione del mercato dei prodotti provocata dalla combinazione di ripresa dei consumi post-pandemia e poi soprattutto dal conflitto in Ucraina.
- Anche nel caso del sistema elettrico i miglioramenti di alcuni indicatori vanno letti alla luce dell'eccezionale contingenza attuale, che hanno portato ad esempio ad clean spark spread elevatissimi (fino a oltre 80 €/MWh a luglio e agosto), mentre i dati

dell'estate 2022 hanno confermato come un dato più strutturale, dunque più significativo, sia la persistente dipendenza dell'adeguatezza del sistema elettrico da condizioni non scontate (in primis alta disponibilità di import),

- Un forte peggioramento si registra invece nell'adeguatezza del sistema gas. In vista del prossimo inverno richiede particolare attenzione la capacità delle infrastrutture di coprire la punta di domanda invernale: in uno scenario di completo azzeramento dei flussi dalla Russia (scesi sotto al 20% dell'import totale nei primi nove mesi, ma già quasi a zero a ottobre), risulterebbe molto difficile coprire una punta di domanda corrispondente all'ultimo episodio di ondata di freddo (10 gennaio 2017, quando la domanda delle reti di distribuzione superò i 250 mmc). Affinché non si presentino situazioni di mancata copertura della domanda e necessità di razionamento risulta dunque essenziale che le punte giornaliere della domanda restino significativamente al di sotto dei 400 mmc, un'ipotesi tanto più realistica quanto più si realizzano riduzioni preventive dei consumi dell'ordine di quelle auspiccate dalla Commissione Europea e da ENTSO-G (-15%).

## 2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

### 2.1. Consumi di energia primaria

*Consumi in progressiva frenata, +1% nei primi nove mesi ma in calo da luglio (-2% nel III trimestre). In forte calo il gas, aumentano petrolio e carbone*

Nel corso del 2022 la crescita di energia primaria dei consumi ha progressivamente rallentato: il +3% del primo trimestre si è dimezzato nel secondo ed è divenuto una variazione negativa nel terzo (-2%), quando con il mese di settembre è iniziata una serie di cali su base mensile. Nell'insieme dei primi nove mesi la variazione dei consumi resta positiva e pari a circa l'1%, ma i dati parziali del IV trimestre, con il crollo dei consumi di gas a ottobre e novembre, portano a stimare per l'intero 2022 un calo dell'ordine dell'1,5%<sup>3</sup>.

La Figura 2-1 rende evidente come nel corso dell'anno la dinamica dei consumi si sia progressivamente discostata da quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, clima, mobilità): l'indice ENEA che sintetizza questi quattro driver risulta in aumento tendenziale di oltre il 2% in tutti e tre i primi trimestri, mentre i consumi di energia sono cresciuti come i driver nel primo trimestre, solo della metà nel secondo trimestre e si sono infine mossi in direzione opposta ai driver nel terzo. Si tratta di una chiara indicazione di una crescente risposta dei consumi agli alti prezzi dell'energia. Nei prossimi mesi sarà interessante verificare se alla contrazione dei consumi indotta dai prezzi si affiancherà una (più virtuosa) contrazione legata alle misure di risparmio energetico messe in campo anche per garantire la sicurezza del sistema (del gas in primis). In termini di fonti primarie (Figura 2-2):

- I consumi di petrolio nel trimestre estivo sono aumentati di circa il 3% tendenziale (meno di mezzo Mtep), in parte anche per il maggiore ricorso nella termoelettrica (Figura 2-3), un aumento più contenuto rispetto ai primi due trimestri (+14% e +9%), perché la ripresa dei volumi di traffico è andata esaurendosi nei mesi estivi. Nell'insieme dei primi nove mesi la crescita tendenziale è dell'8%, ma rispetto al 2019 i consumi di petrolio restano ancora inferiori del 3%.
- Hanno invece registrato una decisa diminuzione i consumi di gas naturale, che nell'insieme dei nove mesi sono diminuiti di 1,4 Mtep (-3%) per il notevole calo negli usi diretti (quasi 2 Mtep in meno), legato al rallentamento dell'attività industriale e al clima, solo in parte compensato dall'aumento nella termoelettrica (+0,5 Mtep). Nel III trimestre anche la domanda della termoelettrica è passata a una variazione tendenziale negativa (-4%, nonostante il calo delle FER).
- Nei due mesi centrali dell'anno si è confermato il deciso aumento dei combustibili solidi, che nell'insieme dei nove mesi sono aumentati di quasi il 50%, tornando al di sopra dei livelli pre covid, dopo i forti cali del biennio 2019-20 (oltre il 20% in media) e il primo parziale recupero del 2021 (+10%). La forte ripresa dei consumi di carbone si è concentrata nella generazione elettrica, dove sono quasi raddoppiati rispetto allo stesso periodo del 2021 (Figura 2-3); la produzione ENEL da solidi nel corso dei primi nove mesi 2022 ha infatti superato i 12,7 TWh, oltre l'85% in più rispetto allo stesso periodo 2021 (e +35% rispetto al 2019).
- Le FER hanno registrato calo costanti di circa 0,8 Mtep in tutti e tre i primi trimestri (-2,4 Mtep nei nove mesi, Figura

2-3), a causa del crollo della produzione idroelettrica (-38% nei nove mesi) mentre sono aumentate del 9% le fonti intermittenti.

- Nell'insieme dei nove mesi le importazioni di elettricità risultano complessivamente in riduzione di oltre il 4% rispetto allo stesso periodo 2021, anche per il risultato negativo di inizio anno, quando si erano fermate ad appena 9,5 TWh, tra i valori più bassi dal 2007.

Figura 2-1 - Consumi di energia e Indice ENEA delle variabili-guida dei consumi energetici (variazioni % tendenziali)

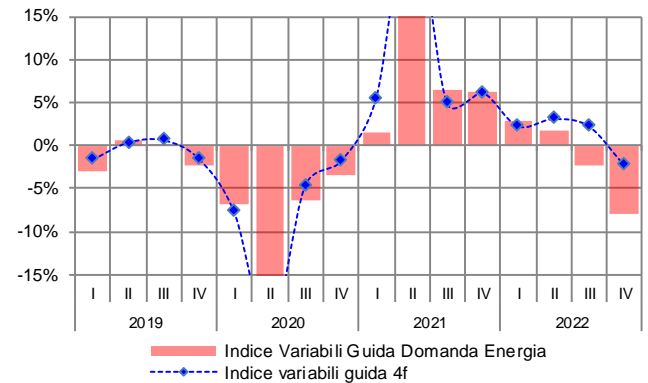


Figura 2-2 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

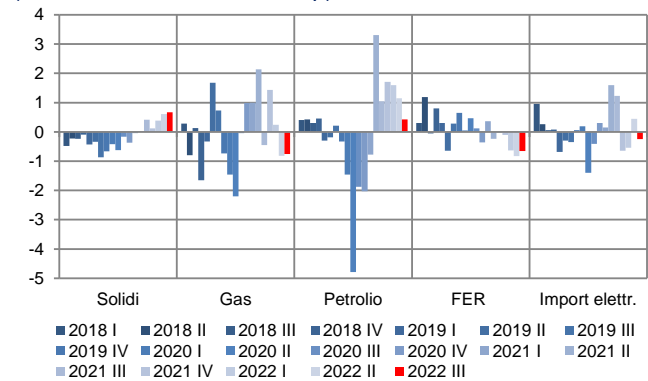
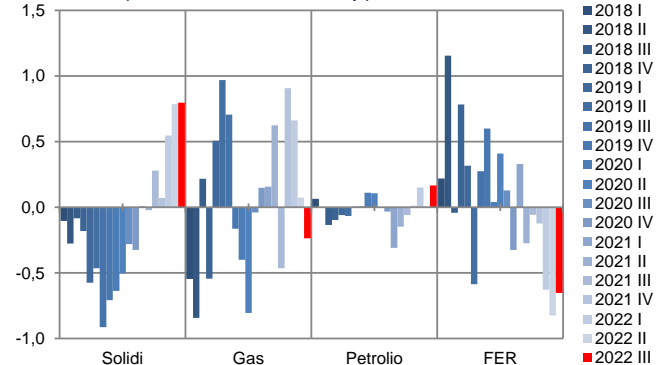


Figura 2-3 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)



<sup>3</sup> La stima dei consumi di energia primaria risente della metodologia statistica utilizzata per la trasformazione delle diverse fonti in energia primaria, e in modo particolare della convenzione utilizzata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili. La serie storica dei consumi di energia primaria è qui ricostruita utilizzando il cosiddetto "partial substitution method" (l'ammontare di energia che sarebbe necessaria per produrre la stessa quantità di elettricità con impianti

termoelettrici convenzionali). Con il metodo alternativo del "physical energy content" l'equivalente in energia primaria dell'elettricità rinnovabile risulterebbe minore, e dunque anche le variazioni dell'energia primaria totale risulterebbero minori (nel 2022 il calo si ridurrebbe allo 0,6%).

## 2.2. Consumi finali di energia

*Nel III trimestre in forte calo la domanda di energia dei settori di impiego finale, incide la frenata delle attività produttive*

- I consumi di energia (NB: escluse biomasse) dei settori di uso finale nel III trimestre sono risultati inferiori di oltre il 3% rispetto a un anno prima, dopo una variazione marginale nel secondo trimestre (+0,4%) e il marcato aumento registrato invece nel primo trimestre dell'anno (+2,7%). La Figura 2-4 evidenzia il trend di progressiva attenuazione degli aumenti tendenziali trimestrali dalla metà del 2021 alla metà del 2022.
- I primi nove mesi vedono complessivamente una variazione nulla dei consumi finali, mentre per l'intero 2022 si stima un calo superiore al 2%, più marcato rispetto a quello dell'energia primaria perché la riduzione dei consumi si è concentrata negli usi diretti del gas (-2 Mtep, -8% la variazione tendenziale), mentre è aumentata la domanda di fonti fossili nella termoelettrica (inclusa nei consumi primari ma non nei finali), anche perché la richiesta di elettricità sulla rete nei nove mesi è risultata in leggero aumento (+1,3% sul 2021, sebbene anch'esse tornata a diminuire nel trimestre estivo dopo sei variazioni tendenziali positive).
- Il calo della domanda elettrica nell'estate del 2022 è in primis da imputare alla frenata dell'industria (Terna stima una contrazione a doppia cifra dell'indice IMCEI), in parte compensato dalle temperature elevate che hanno spinto la richiesta di raffreddamento. Anche nel II trimestre a spingere i consumi elettrici era stato soprattutto il settore civile, mentre era già in contrazione la domanda del comparto industriale (-3% l'indice Terna IMCEI).
- Con riferimento ai prodotti petroliferi, nei nove mesi le vendite sono stimate in aumento tendenziale del 6%, con aumenti più marcati per i prodotti per autotrazione e una forte contrazione degli usi non energetici, progressivamente più accentuata nel corso dell'anno.
- A trainare i consumi finali di energia sono stati i trasporti, ancora nel III trimestre in aumento del 4% tendenziale, una crescita comunque decisamente inferiore a quella della prima metà dell'anno (+20% nel primo trimestre, +14% nel secondo). Nell'insieme dei primi nove mesi i consumi dei trasporti sono aumentati di oltre 3 Mtep (+12%).
- Nel III trimestre è stata in particolare contenuta la variazione delle vendite di prodotti petroliferi destinati all'autotrazione: a fronte dell'aumento dei consumi di benzina (+4%) si sono leggermente ridotte quelle di gasolio motori (-0,5%) dopo i notevoli aumenti del primo semestre. I dati del III trimestre sono pienamente coerenti con l'andamento di traffico veicolare: l'Indice di Mobilità Rilevata dell'ANAS per i mesi estivi indica infatti una leggera variazione negativa per i volumi di traffico totale sulla rete, con una variazione negativa più significativa per i veicoli pesanti (-3% in media, che riflette la frenata del comparto produttivo). Sono risultati invece ancora in forte ripresa anche nel III trimestre le vendite di jet fuel per l'aviazione (+50% tendenziale), anche se meno rispetto ai precedenti 5 trimestri (quando cresceva ad un ritmo di oltre il 130%); a fine settembre i consumi di carboturbo nell'anno scorrevole (ultimi dodici mesi) sono stimati pari a circa 3,5 Mtep, ancora distanti dai 5 Mtep del 2019.
- Nell'insieme dei nove mesi sono stimati in calo di quasi il 2% i consumi di energia del settore civile. A fronte di una decisa contrazione della domanda di gas (-6%, concentrata nel II trimestre per le temperature più miti rispetto all'anno precedente) è stimata in aumento la richiesta di elettricità, trainata anche dai bisogni di raffreddamento in estate.
- Nel corso del 2022 si è progressivamente accentuato il calo dei consumi dell'industria, che nell'insieme dei primi nove mesi è stimato dell'ordine dell'8% (quasi 2 Mtep in meno), con un dato particolarmente negativo nel III trimestre, per il

quale si stima una contrazione dell'ordine del 15%, dato il minore ricorso sia al gas (-18%, -0,5 Mtep) sia all'elettricità. La riduzione dei consumi industriali risulta d'altro canto perfettamente coerente con il progressivo rallentamento della produzione industriale (in particolare quella dei più energivori beni intermedi), che a sua volta risente pesantemente degli aumenti record dei prezzi dell'energia, del gas in particolare.

Figura 2-4 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tend. (asse sx, Mtep)

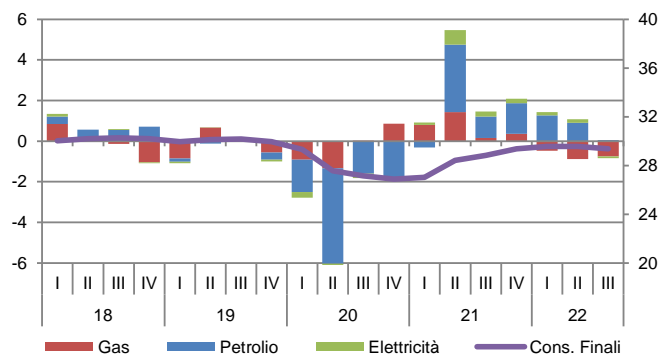


Figura 2-5 - Consumi di gas, pr. petroliferi ed elettricità nell'industria e indice di produzione industriale (2010=100)

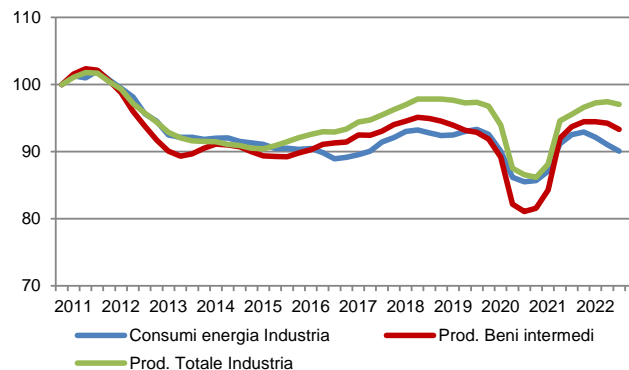
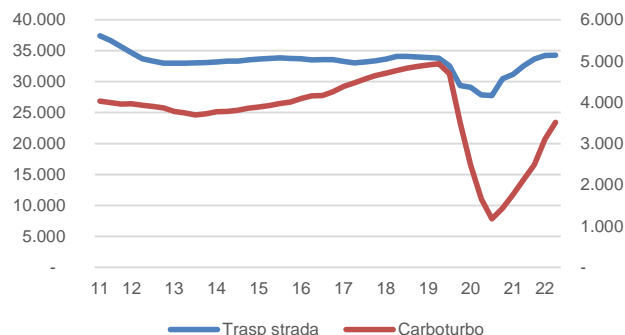


Figura 2-6 - Consumi annuali di energia per trasporto su strada (asse sin) e per aviazione (asse destro), in ktep (somma ultimi 4 trimestri)





### 3. Decarbonizzazione

*Emissioni di CO<sub>2</sub> ancora in aumento tendenziale (+6% nei nove mesi) per la ripresa di solidi e petrolio*

- Le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico nazionale nel corso del III trimestre 2022 sono stimate in aumento di oltre il 2% in termini tendenziali, in attenuazione quindi rispetto al +5% del trimestre primaverile e al +8% di inizio anno e al +10% di fine 2020 (Figura 3-1). In riferimento al periodo gennaio – settembre dell'anno in corso, le emissioni sono dunque stimate complessivamente in aumento di circa il 6% rispetto allo stesso periodo del 2021.
- A fine settembre le emissioni calcolate su base annua (da ottobre 2021 a settembre 2022) sono stimate in aumento di circa il 4% rispetto a quelle del 2021, e si collocano sui livelli pre-covid del 2019 (avendo dunque recuperato pienamente il crollo del 2020).
- Così come osservato per i primi tre mesi dell'anno, l'aumento tendenziale delle emissioni sia nel II che nel III trimestre risulta decisamente maggiore di quello della domanda di energia primaria (che si è addirittura contratta nei mesi estivi). Nel corso dei primi nove mesi del 2022, infatti, a fronte del calo delle fonti rinnovabili, le fonti fossili sono complessivamente cresciute di circa il 4%, perché il minore ricorso al gas è stato più che compensato dall'incremento di solidi e petrolio (nell'insieme in aumento di circa il 10%), maggiormente carbon intensive.

*Aumento delle emissioni concentrato nei settori ETS, in aumento a doppia cifra, spinti dalla termoelettrica*

- L'aumento tendenziale delle emissioni nei primi nove mesi è ascrivibile in larghissima parte al risultato dei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), nei quali si stima una crescita sostenuta in tutti e tre i trimestri, tanto che a fine settembre 2022 le emissioni calcolate su base annua risultano sui livelli pre-covid del 2019 (Figura 3-2). A incidere in modo deciso su tale risultato è il settore della generazione elettrica, in cui l'aumento della domanda, il calo delle FER e il maggiore ricorso ai solidi hanno spinto le emissioni settoriali. Come emerge dalla Figura 3-3, a settembre 2022 è tornata ad allargarsi la distanza della traiettoria delle emissioni settoriali dai nuovi target 2030 (per i settori ETS -61% rispetto al 2005).
- Per i settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora; Figura 3-2), dopo l'incremento di inizio anno (+5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno) si stima invece una variazione tendenziale delle emissioni settoriali trascurabile nel II trimestre, addirittura negativa nel terzo. Dopo la ripresa del 2021 (oltre il +10% sul 2020) l'incremento delle emissioni settoriali si è dunque fortemente attenuato, fino ad attivare in campo negativo nel periodo estivo (in linea con la contrazione della richiesta di energia nei settori di impiego finale) risultando nel complesso in marginale aumento tendenziale rispetto ai primi nove mesi del 2021 (meno del 2%). Nonostante questo, le emissioni non-ETS calcolate sull'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) sono stimate comunque in aumento di oltre il 3%, appena al di sotto dei livelli pre-covid, per cui la traiettoria delle emissioni settoriali si è allontanata dai target 2030, recentemente rivisti a rialzo dal pacchetto Fit for 55 (per i non-ETS -43,7% rispetto al 2005, un aumento di oltre 10 p.p. rispetto al target precedente, Figura 3-3).
- In termini di settori (Figura 3-4) l'incremento tendenziale delle emissioni nei primi nove mesi dell'anno in corso è da ricercare in primis nel settore della trasformazione, negativi invece i contributi di civile e industria che hanno di fatto compensato la ripresa nei trasporti (tra l'altro in progressiva attenuazione).

Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO<sub>2</sub>) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

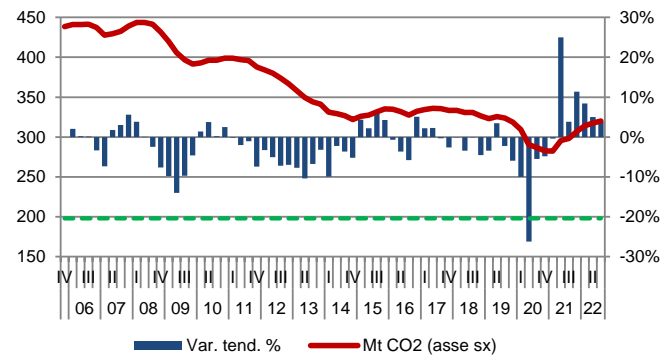


Figura 3-2 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

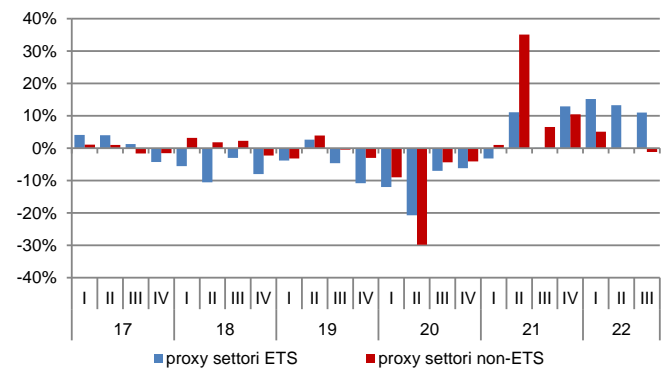
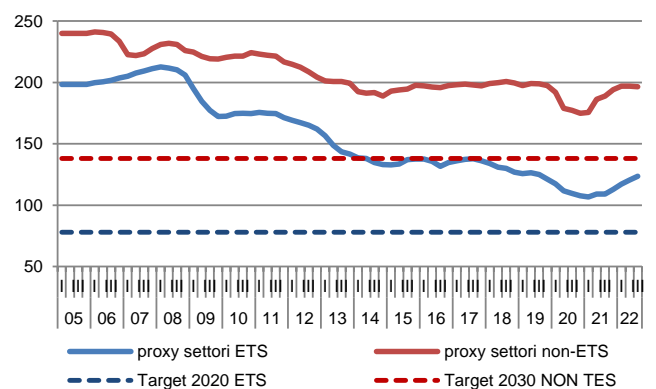


Figura 3-3 - Stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030



*Ancora in forte rialzo le emissioni della generazione elettrica, pesano il calo della produzione idroelettrica ed il crescente ricorso al carbone*

Nei primi nove mesi del 2022 le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore della generazione elettrica sono stimate superiori di circa un quinto rispetto allo stesso periodo dello scorso anno ed appena oltre anche ai livelli pre covid del 2019, dopo il crollo del 2020 (-11%) e il -3% medio del periodo 2016-19. Come emerge dalla Figura 3-5, tale risultato è maturato in tutti e tre i trimestri dell'anno, che hanno fatto segnare tutti variazioni tendenziali di circa 3 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>; dalla figura emerge inoltre come già nel corso del II e del IV trimestre dello scorso anno si fossero registrati incrementi tendenziali di rilievo.

Per analizzare l'andamento delle emissioni del settore, in Figura 3-5 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, della quota di produzione termica sul totale e dell'intensità carbonica della produzione termica. Emerge come nei primi tre trimestri dell'anno la quota di produzione termica e l'intensità carbonica della produzione termica hanno spinto in modo deciso le emissioni settoriali. Nel dettaglio:

- la produzione nazionale sia nel II che nel III trimestre 2022 è risultata sostanzialmente sugli stessi livelli dello scorso anno, fornendo dunque un impulso marginale all'aumento delle emissioni settoriali: l'aumento della domanda di elettricità sulla rete (+1 TWh nell'insieme del II e III trimestre), è stato infatti compensato dalle importazioni nette. Nel corso dei primi tre mesi dell'anno, invece, tale componente aveva spinto le emissioni (+6% il contributo), poiché a fronte dell'aumento della domanda, si registrava un calo delle importazioni. Anche nel 2021 questa componente aveva fornito un impulso positivo alle emissioni (+2,5% in media), favorita dalla forte ripresa la domanda elettrica sulla rete dopo la decisa contrazione dell'anno precedente.
- La produzione termica nazionale risulta invece in deciso aumento nei primi nove mesi del 2022, di oltre 15 TWh (+12% tendenziale), spinta dal netto calo della produzione da FER (idro in particolare): dopo il +15% dei primi tre mesi dell'anno, la produzione termica ha infatti continuato a crescere in termini tendenziali anche nel corso dei mesi primaverili ed estivi, seppur a ritmi meno sostenuti (+9% in media). Nell'insieme dei nove mesi la quota di produzione termica sul totale della domanda è stata pari a circa il 60%, in deciso aumento rispetto al 54% dello stesso periodo del 2021, e ha dunque dato un deciso impulso all'aumento delle emissioni settoriali (del 9%). Anche nel 2021 tale componente aveva fornito un impulso alla crescita delle emissioni, anche se decisamente più contenuto.
- Nei primi nove mesi dell'anno l'intensità carbonica della produzione termica (gCO<sub>2</sub> per kWh<sub>el</sub> prodotto) è stimata in netto aumento tendenziale, dato il deciso incremento del ricorso ai solidi (quasi raddoppiato rispetto ad un anno fa), oltre che ai prodotti petroliferi, a fronte di una crescita del gas del 3%, fornendo quindi una netta spinta all'aumento delle emissioni settoriali (in media del 10%). Nel 2021 da questa componente era invece arrivato un contributo complessivamente negativo (seppur marginale rispetto a quello positivo delle altre due componenti), dato l'aumento della quota di gas nel mix di produzione (a scapito del petrolio). Il risultato dei primi nove mesi del 2022 pare quindi confermare e peggiorare il dato del 2021, che già configurava una attenuazione del trend di decisa accelerazione del phase out del carbone del precedente biennio (-7% in media).

Figura 3-4 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> per settore (variazioni tendenziali, kt CO<sub>2</sub>)

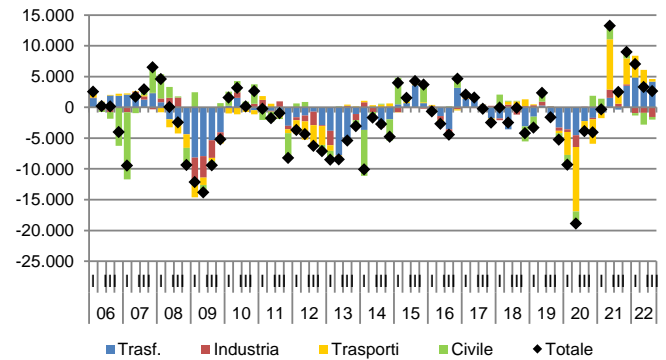
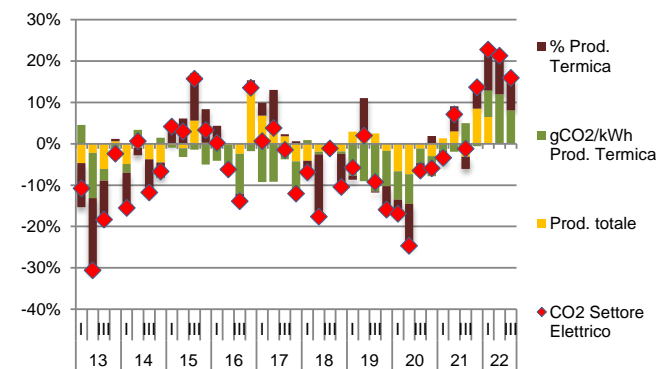


Figura 3-5 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale



## 4. Sicurezza del sistema energetico

### 4.1. Sistema petrolifero

#### Prezzo del greggio + 50% nei primi nove mesi dell'anno

- Il conflitto in Ucraina ha mutato profondamente lo scenario petrolifero, perché le sanzioni imposte alla Russia da UE, UK e USA hanno indotto gli operatori occidentali a interrompere le importazioni di greggio russo. A inizio anno il Brent, quotato 86\$/bl a gennaio, era previsto in tendenziale riduzione. Nei mesi successivi le quotazioni si sono invece rapidamente impennate fino al picco di 123 \$/bl a giugno, perché i paesi OPEC+ non hanno compensato le minori esportazioni di greggio russo.
- Nel III trimestre la percezione crescente della possibile frenata della domanda e l'aumento della produzione, sia da parte OPEC+ sia da parte non-OPEC – nel III trimestre la produzione USA è tornata a superare i 12 milioni di barili/giorno (Figura 4-2) – ha riportato le quotazioni al di sotto dei 100 \$/bl, fino ai 90 \$/bl di settembre, livello su cui sono rimaste nei due mesi successivi.
- Nella prima metà dell'anno il prezzo medio del Brent spot è risultato superiore di circa il 65% rispetto a un anno prima, nel III trimestre l'aumento percentuale si è all'incirca dimezzato, per cui nei nove mesi l'aumento tendenziale è di poco superiore al 50%. Nel IV trimestre si va verso un'ulteriore riduzione dell'aumento, al 10% circa.
- Con l'estensione delle sanzioni alla Russia (fino al completo divieto di import imposto dall'UE a partire dal 5 dicembre) e il conseguente crollo della domanda di greggio Urals, quest'ultimo è passato a una quotazione a sconto senza precedenti rispetto ai greggi leggeri: già nel I trimestre dell'anno lo sconto medio è stato superiore ai 10 \$/bl (da meno di 2 \$/bl nel IV 2021), ed è poi balzato intorno ai 30 \$/bl nel II e III trimestre.
- Nelle previsioni più recenti di IEA e EIA la domanda globale di greggio dovrebbe aumentare nel 2022 di oltre 2 Mb/g, fino a sfiorare i 100 Mb/g, in netto rialzo rispetto alle previsioni di sei mesi fa, grazie alla resilienza dei consumi asiatici. Le previsioni per il 2023 restano invece simili a quelle di sei mesi fa, ipotizzando un più contenuto aumento della domanda, pari a poco più di un milione di b/g, che comunque la riporterebbe ben al di sopra dei 100 Mb/g.
- Lato offerta, la produzione globale è aumentata per cinque mesi consecutivi, ma è prevista frenare negli ultimi due mesi dell'anno a seguito dell'ultima decisione dell'Opec+. L'aumento della produzione non-OPEC ha però consentito di mantenere un eccesso di offerta ancora per l'ultimo trimestre dell'anno, tale da frenare le periodiche spinte al rialzo dei prezzi provenienti dai numerosi fattori congiunturali all'opera in una fase così complessa. All'inizio del 2023 la continuazione della politica OPEC+ è però attesa riportare il mercato su un eccesso di domanda, in grado di supportare una tendenziale ripresa delle quotazioni, anche per la caduta del livello delle scorte.

#### Quota OPEC in crescita nel 2022, di nuovo in calo nel 2023

- Dalla seconda metà del 2021, ma in modo più marcato nei primi nove mesi del 2022, la quota della produzione OPEC sull'offerta globale è tornata a crescere: dal minimo di lungo periodo del 32,8% raggiunto nel 2020 dovrebbe nel 2022 risalire al 34,5% circa della produzione mondiale, grazie ad un aumento di circa 3 Mb/g (Figura 4-3).
- Nel 2023 l'aumento della produzione OPEC è però atteso tornare a valori molto più contenuti, che fermerebbero la ripresa del peso dell'OPEC, costretta a tornare alla politica di contrazione della propria offerta per compensare gli aumenti della produzione dei paesi OCSE (USA in particolare): secondo la più recente previsione dell'Energy

Information Administration la produzione OPEC aumenterebbe nel 2023 di 0,4 Mb/g (+1,2%), quella OCSE di circa 1,5 Mb/g (+4,5%).

Figura 4-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni EIA Short-Term Energy Outlook

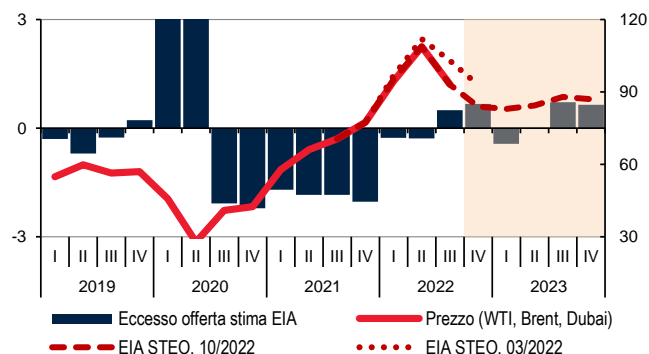


Figura 4-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx)

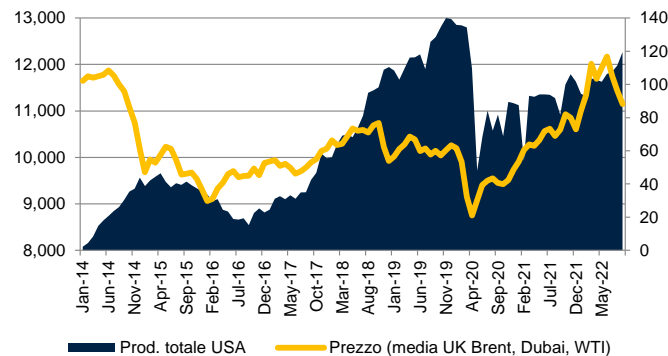


Figura 4-3 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2023 proiezioni IEA e EIA-DOE)

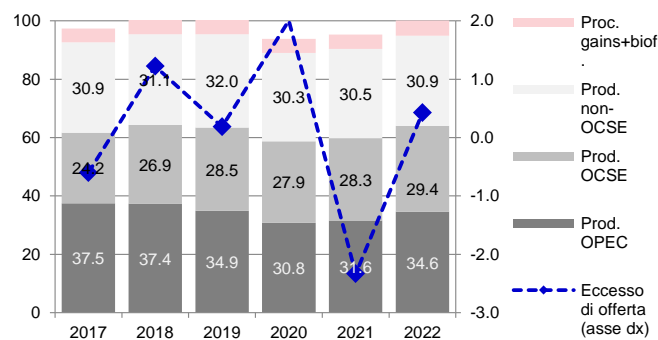
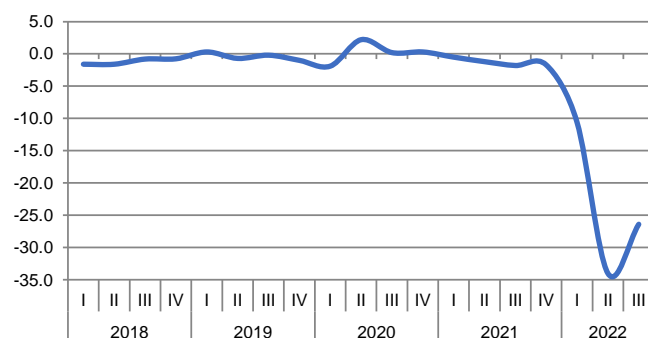


Figura 4-4 – Differenziale tra i greggi Ural e Brent (\$/bl)



**Import di greggio in Italia sui livelli pre-pandemia. Russia primo fornitore**

- Nel 2022 le importazioni italiane di greggio sono cresciute in modo notevole in tutti e tre i trimestri e nei nove mesi sono ammontate a oltre 46 Mt, oltre 5 Mt in più di un anno prima. L'aumento del III trimestre (+14%) è la settima variazione tendenziale positiva consecutiva, dopo le forti variazioni negative registrate nei cinque trimestri precedenti, che nel 2020 avevano ridotto l'import annuo a 50 Mt. Per l'insieme del 2022 è ora prevedibile un import totale di oltre 60 Mt, poco al di sotto del dato 2019 (pre-pandemia).
- Riguardo alla distribuzione dei fornitori di greggio italiano, il dato peculiare del 2022 è l'aumento dei volumi di petrolio provenienti dalla Russia, raddoppiati rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, fenomeno legato però agli acquisti della raffineria di Priolo della russa Lukoil, saliti nell'anno alla quasi totalità dei rifornimenti della raffineria, che a causa delle sanzioni non ha altre possibilità di approvvigionamenti. Nei primi otto mesi dell'anno le importazioni dalla Russia sono ammontate a quasi 10 Mt, il 20% dell'import totale, valore massimo dell'ultimo decennio (nei primi nove mesi del 2021 erano state 4 Mt, meno del 10% del totale).
- Tutte le altre fonti di approvvigionamento risultano invece in calo, con l'eccezione del forte aumento del petrolio americano (prevalentemente USA), il cui peso è più che raddoppiato, salendo a quasi il 10% del totale, massimo di lungo periodo.
- Nei primi nove mesi la Russia è risultata ampiamente il primo paese fornitore italiano, distaccando ampiamente Azerbaijan, Libia e Iraq, con quote comprese tra il 13% e il 14%, mentre gli USA sono risultati il quinto fornitore, al di sopra dell'Arabia Saudita.
- La produzione italiana di greggio è diminuita di circa 360 kt nei primi nove mesi dell'anno, -7%, dopo il -4% del 2021. Il dato dell'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) resta resta leggermente superiore ai livelli medi dell'ultimo quinquennio, ma inferiore di quasi 1 Mt rispetto al massimo decennale del 2014, riavvicinato nel 2020.
- Nei nove mesi è stato simile a quello italiano il calo produttivo negli altri paesi europei (incluso il Regno Unito), che segue però un deciso trend di lungo periodo media UE, che porterà a fine anno la produzione europea (penalizzata dal crollo UK) a ben oltre 10 Mt in meno rispetto al 2019.

**Crack spread dei prodotti su livelli record per tutto l'anno**

Il cambio di scenario sul mercato del greggio ha avuto un impatto enorme sui mercati dei prodotti raffinati e quindi sulla loro marginalità. Già a inizio anno le attese prevalenti erano di una continuazione del trend di ripresa, ma dopo lo sconvolgimento del mercato provocato dal conflitto in Ucraina si è sviluppato un rally senza precedenti, per l'emergere di una crescente carenza di distillati medi per il venir meno della tradizionale fonte di offerta in grado di compensare la carenza produttiva europea. A questo si è aggiunta la difficoltà di molte raffinerie europee a sostituire i grezzi sour Urals.

- I margini sui distillati medi, che per tutto il 2021 erano rimasti ancora inferiori a quelli della benzina, sono balzati a livelli record: il crack del diesel ha registrato nei primi nove mesi una media di 35 \$/bl (nel 2021 era a 5 \$/bl).
- Valori molto simili al diesel ha registrato il crack del jet fuel, supportato anche dal consolidamento della ripresa del traffico aereo.
- Il crack della benzina ha mostrato una dinamica simile a quello dei distillati medi, fermandosi però su livelli inferiori, con l'eccezione del II trimestre dell'anno, quando ha superato i 30 \$/bl. Nella media dei primi nove mesi il crack della benzina è risultato pari a circa 18 \$/bl, in aumento comunque del 100% rispetto la 2021.

- Le prospettive di breve periodo restano molto incerte, perché la domanda di distillati trova da un lato supporto negli elevatissimi prezzi del gas, da un altro lato potrebbe ridursi dopo gli acquisti anticipati indotti dalla scadenza del 5 febbraio, inizio del divieto di importazioni di raffinati dalla Russia.

Figura 4-5 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

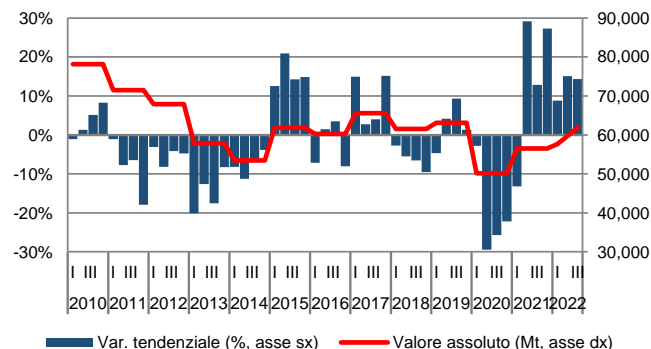


Figura 4-6 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

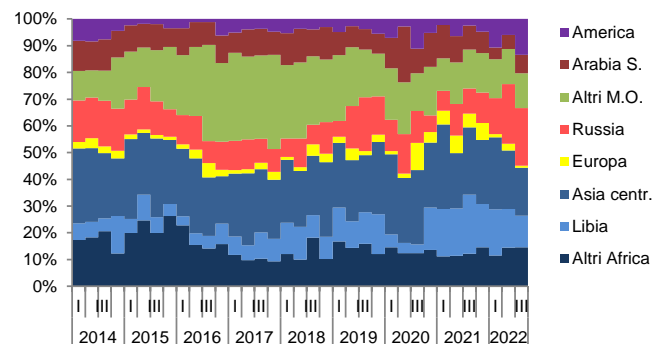
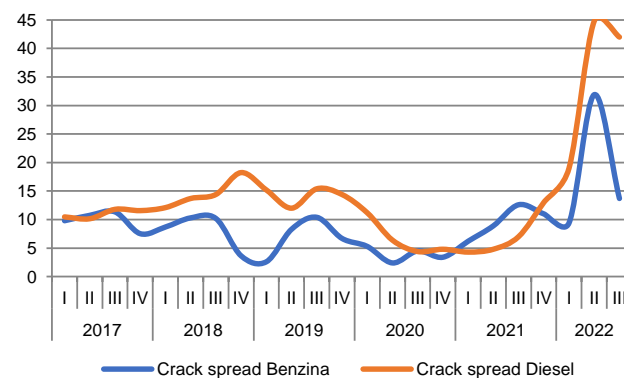


Figura 4-7 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)





**Record di lungo periodo per i margini di raffinazione, in Italia inferiori rispetto al Nord Europa**

- I margini di raffinazione di tutte le aree hanno chiaramente beneficiato dei guadagni record della marginalità dei prodotti, balzando anch'essi su livelli elevatissimi., nonostante l'aumento dei prezzi del greggio. Nel primo trimestre 2022 l'Italia ha rappresentato una parziale eccezione al trend di forte aumento dei margini, perché nella media trimestrale i margini sono rimasti più contenuti che altrove, perfino ancora negativi nel caso del margine dichiarato da ENI e del margine "EMC benchmark" calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo). A partire da marzo però anche il margine EMC è salito a livelli record, balzando a una media di 17 \$/bl nel II trimestre, a una media di quasi 9 \$/bl nel III trimestre, valori comunque inferiori a quelli dell'Europa Nord-occidentale.
- I margini di raffinazione hanno anche continuato beneficiare dell'allargamento del differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet.

**In Italia tasso di utilizzo degli impianti sui massimi decennali**

- La profittabilità senza precedenti del mercato dei prodotti ha dato nuova linfa al cui trend di ripresa dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione europei dai minimi del 2020 (per i quali si dispone di dati limitati alla prima metà dell'anno). Nella media degli ultimi quattro trimestri il tasso di utilizzo degli impianti europei è già tornato poco al di sotto dell'85%, poco meno dei massimi del 2018.
- In Italia i dati estesi ai primi otto mesi dell'anno mostrano come il tasso di utilizzo abbia ormai raggiunto i dell'ultimo decennio, un valore superiore di quasi 20 punti percentuali rispetto al minimo fatto registrare nei quattro trimestri seguiti all'inizio della pandemia.

**Forte ripresa delle esportazioni nette di gasolio**

- Nei primi nove mesi del 2022 è rimasto relativamente invariato il dato totale delle esportazioni nette italiane di prodotti raffinati, ma con notevoli variazioni nella composizione interna di questo aggregato: aumenti fortissimi hanno riguardato le esportazioni nette di gasolio (+1,7 Mt) e nafta (+0,7 Mt), contrazioni notevoli hanno avuto carboturbo, olio combustibile e distillati pesanti (circa 0,7 Mt in meno per ciascun prodotto).
- Con la fortissima ripresa del tasso di utilizzo delle raffinerie è tornato ad aumentare in modo rapidissimo il rapporto tra produzione e consumo di gasolio, che nel 2021 sembrava aver completato una traiettoria discendente di lunghissimo periodo, fino all'unità (cioè alla parità tra produzione interna e consumi). Con questa ripresa è tornata a consolidarsi la positiva anomalia italiana, unico paese europeo con un rapporto produzione/consumo maggiore dell'unità.

Figura 4-8 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)

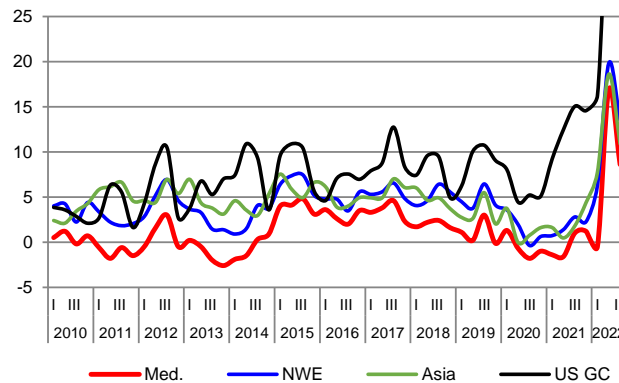


Figura 4-9 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (media degli ultimi 4 trimestri, %)

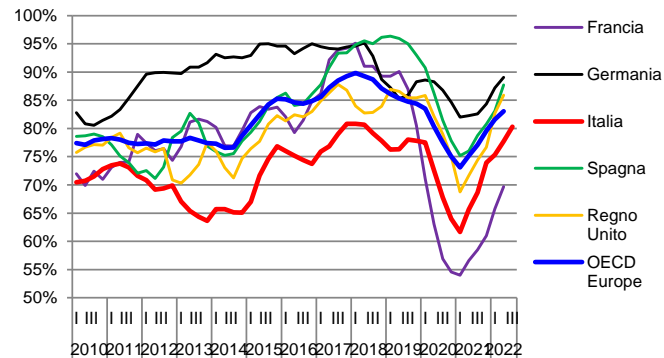


Figura 4-10 - Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)

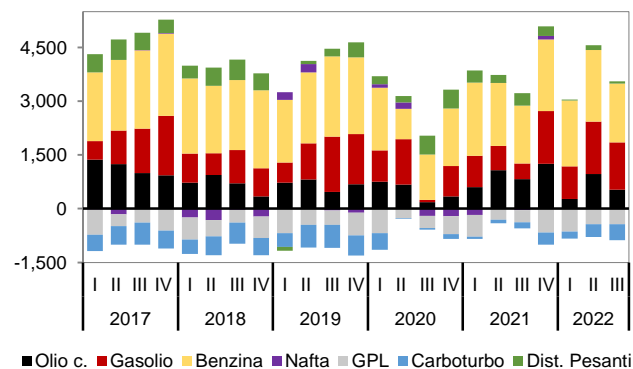
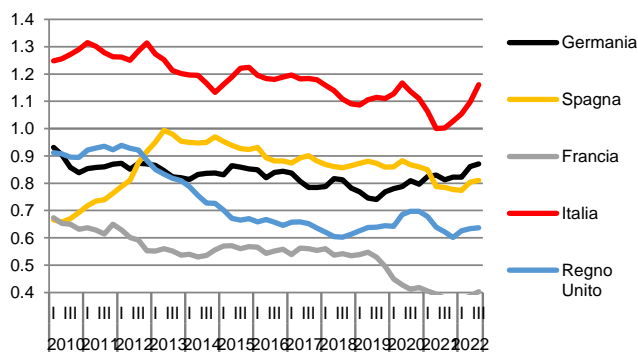


Figura 4-11 - Rapporto tra produzione e consumo di gasolio - media mobile a 4 termini



## 4.2. Sistema del gas naturale

*Prezzi del gas raddoppiati nel III trimestre, quasi 10 volte la media di lungo periodo. Nel IV trimestre verso un ritorno sui valori della prima metà dell'anno*

- La guerra in Ucraina ha rappresentato un ulteriore elemento di pressione sui mercati del gas naturale che già stavano risentendo del contrasto post pandemico tra forte rimbalzo della domanda e colli di bottiglia nell'offerta. Si è inasprita la carenza di offerta manifestatasi da metà 2021 e ne è derivato un vero e proprio stress test della sicurezza dei sistemi energetici a livello internazionale, che ha originato una corsa agli approvvigionamenti, per l'urgenza di riempire i potenziali di stoccaggio, e alla diversificazione dei Paesi di origine.
- L'Europa, tradizionale mercato d'importazione e di bilanciamento, ha costituito l'epicentro delle tensioni sui mercati del gas. La combinazione tra livelli iniziali di stoccaggi inferiori alla media, la decisione politica di recuperarli a tappe forzate, la riduzione dell'offerta nelle forniture dai gasdotti e infine la necessità di sostituirle contendendo le importazioni di GNL statunitense ai mercati asiatici, ha di fatto reso il mercato europeo "a premio". Il prezzo del gas naturale sul principale hub europeo (TTF), dopo aver fatto registrare una media di 98,7 €/MWh nel primo semestre 2022, in linea con l'ultimo trimestre 2021 (ma +350% sul I semestre 2021; Figura 4-12), ha avuto una brusca impennata in avvio del terzo trimestre, segnando una media di quasi 198,6 €/MWh, un valore pari a quasi 10 volte la media degli ultimi dieci anni, pari a quasi 40 volte i minimi storici del secondo trimestre del 2020, in piena ondata pandemica.
- I valori medi nascondono da un lato quelli di picco - con il record assoluto intraday che ha sfiorato i 350 €/MWh il 26 agosto - dall'altro la volatilità dell'andamento complessivo, che proprio a partire da quel record ha cominciato ad invertirsi sino a riportare i valori a partire dal mese di ottobre fino a sotto la soglia dei 100 € (ovvero la media della prima parte dell'anno).
- I fattori principali che hanno contribuito al raffreddamento sono almeno quattro, fermo restando che comunque ci si mantiene tuttora su valori pari a cinque volte le medie storiche: 1) l'andamento climatico, con temperature autunnali anormalmente calde; 2) la conclusione del processo accelerato di riempimento degli stoccaggi fino alla soglia minima del 90%, a suo tempo programmata in sede UE in risposta alle restrizioni nell'import dai gasdotti russi dovute al conflitto ucraino, che rallentando i tassi di iniezione ha esercitato una pressione ribassista sui prezzi spot; 3) la riduzione della domanda industriale, quale conseguenza retroattiva (e recessiva) dei livelli di picco dei prezzi; 4) l'import ancora sostenuto di GNL nonostante i deboli fondamentali della domanda, poiché le consegne di GNL in genere seguono i contratti del mese prima. A questi elementi si è aggiunta infine la ragione politica connessa all'ipotesi di un futuro *price cap* a livello continentale, sebbene ancora in sospeso.

*Spread raddoppiato tra Europa ed Asia, record di prezzi e volatilità negli Stati Uniti*

- Nel terzo trimestre 2022 si è ancor più accentuata la divaricazione geografica nei prezzi tra i mercati europei e quelli asiatici, il cui aumento è stato molto più contenuto (+14,5% rispetto al trimestre precedente), con un ribaltamento delle dinamiche osservate nel 2021. La forbice risulta ancora più marcata nel confronto anno su anno: a partire da livelli iniziali simili i prezzi sono quadruplicati in Europa, "solo" raddoppiati in Asia.

- Sul mercato americano la volatilità è risultata persino più ampia che sugli altri mercati continentali, in netta rottura con i parametri storici. All'Henry Hub il prezzo del gas, salito a maggio fino alla soglia dei 30 €/MWh, è tornato a 20 €/MWh a luglio ma è poi risalito il 22 agosto a un nuovo picco di quasi 34 €/MWh ed è infine tornato in decisa discesa fino ai 15 €/MWh di ottobre.

*Stoccaggi europei oltre il 90% grazie a iniezioni forzate*

- Fattore importante per la dinamica dei prezzi in Europa è stato l'andamento degli stoccaggi di gas (Figura 4-13), che hanno assunto un ruolo centrale nella risposta alla crisi ucraina. Il blocco parziale delle forniture russe ha iniziato a manifestarsi in primavera, e alla fine del primo trimestre l'UE si trovava con tassi di riempimento persino inferiori a quelli - già estremamente bassi - dell'anno precedente (26,4% vs. 32,3%). Le decisioni della Commissione Ue di varare un piano straordinario di riempimento accelerato, data la valenza strategica in termini di sicurezze nazionali, ha portato già alla fine del secondo trimestre a livelli nettamente superiori rispetto all'anno prima (53,4% vs. 43,1), con una definitiva divaricazione nel terzo trimestre (media di 74,9% contro 62) per toccare infine nel mese di ottobre la soglia obiettivo del 90% contro il 76,7% dell'ottobre 2021.

Figura 4-12 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)

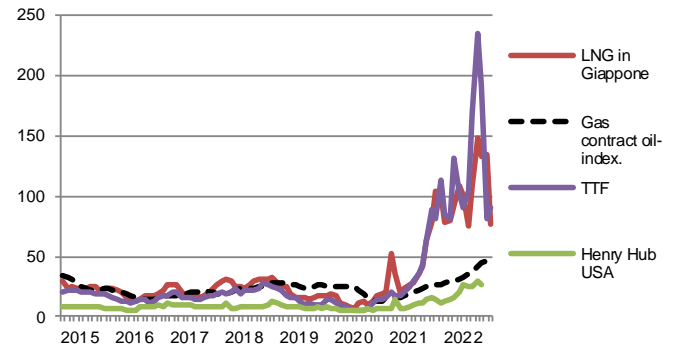
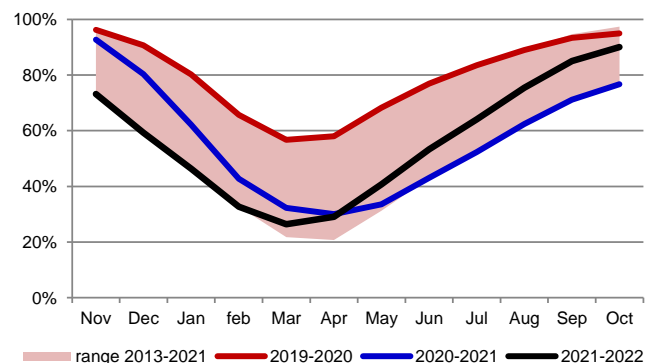


Figura 4-13 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



### Calo del 10% dei consumi europei di gas nei primi nove mesi

- A partire dall'inizio del 2022 i consumi europei di gas (N.B. Regno Unito incluso) hanno iniziato a contrarsi in misura considerevole: l'aumento dei prezzi ha impattato sulla domanda dell'industria energivora, mentre il clima più mite del solito ha ridotto la domanda per il riscaldamento degli edifici. Dopo il calo di 14 mld di m<sup>3</sup> del I trimestre (a 154 mld di m<sup>3</sup>, -8% sull'anno prima) nel II trimestre il calo è stato di altri 15 mld m<sup>3</sup> (consumi pari a 86 mld di m<sup>3</sup>, -15%, la maggiore variazione negativa dal primo trimestre 2014. Nel III trimestre la variazione su base tendenziale è stata marginale, perché il calo degli usi diretti è stato compensato dall'aumento della domanda della termoelettrica (+3,2 mld di m<sup>3</sup>, dopo il -2 mld di m<sup>3</sup> della prima metà dell'anno).
- Nei primi nove mesi dell'anno i consumi europei di gas si sono contratti del 10% (-33 mld m<sup>3</sup>), un calo maggiore di quella del primo semestre 2020. Nonostante una crescita del PIL del 4%, in valore assoluto si sono attestati su un livello inferiore a quello dei primi nove mesi del 2020 (-2%), con la differenza che quel valore rifletteva la limitazione forzata di buona parte dell'attività economica (e avveniva in un contesto deflattivo), quello attuale si configura come reazione al fortissimo aumento dei prezzi, sicché il valore monetario dei consumi è in realtà aumentato.

### In calo le importazioni europee di gas, GNL sempre su livelli record, Stati Uniti ancora più determinanti

- Nei primi nove mesi dell'anno le importazioni europee di gas naturale sono state pari a circa 250 mld di m<sup>3</sup>, circa 35 mld di m<sup>3</sup> in meno di un anno prima (-12%), un calo dunque leggermente superiore a quello dei consumi grazie alla ripresa della produzione interna, significativa sebbene contenuta in termini assoluti (+3 mld di m<sup>3</sup>).
- La straordinaria dinamica dei prezzi sui mercati del gas ha comportato effetti di propagazione a livello globale. In particolare, lo sbilanciamento dei flussi di import a favore delle regioni asiatiche, constatato in gran parte nel 2021, è stato ribaltato. Già a inizio 2022 e poi ancor più con il conflitto ucraino, in un contesto di prezzi record del TTF, necessari per sottrarre il GNL al mercato asiatico al fine di sostituire i flussi di gas russo, l'import europeo di GNL ha raggiunto nuovi massimi storici: 40,7 mld m<sup>3</sup> nel II trimestre, 36,3 mld m<sup>3</sup> nel III (rispettivamente +43% e +117% su base tendenziale), con valori mensili sempre nettamente al di sopra del range decennale (Figura 4-15).
- Il forte aumento dei carichi di GNL in Europa è legato in primo luogo all'export degli Stati Uniti (Figura 4-16), in nettissima accelerazione nel 2022: dopo i 19 mld m<sup>3</sup> del I trimestre (+162% tendenziale) nel II trimestre dagli Stati Uniti sono arrivati circa 17 mld m<sup>3</sup> di GNL (+140%). L'incidenza del GNL statunitense sul totale dell'import europeo di GNL si è attestata così al 50% nel I trimestre, al 42% nel II, in netta crescita rispetto al 28% della prima metà del 2021. Ma soprattutto, nel II trimestre il GNL statunitense è arrivato a rappresentare oltre 1/4 dell'import totale di gas naturale dell'UE 28 (Regno Unito incluso).
- Nei primi dieci mesi dell'anno le importazioni di gas russo si sono invece dimezzate rispetto allo stesso periodo del 2021, con un calo di 60 miliardi di m<sup>3</sup>, mentre per l'intero anno si stima una diminuzione di oltre il 50%, a meno di 80 mld m<sup>3</sup>. Nonostante l'incremento degli afflussi di GNL russo (+ 2,5 mld di m<sup>3</sup> nei primi 7 mesi dell'anno, a circa 11 mld m<sup>3</sup>), la quota di gas russo sulla domanda di gas dell'UE dovrebbe scendere a meno di 1/4, il livello più basso da oltre due decenni, dopo essere salita tra il 2009 ed il 2019 dal 30 al 47% (prima di ridursi al 40% nel 2020 per effetto dei picchi di import raggiunti dal GNL grazie ai prezzi minimi storici).

Figura 4-14 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m<sup>3</sup>) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

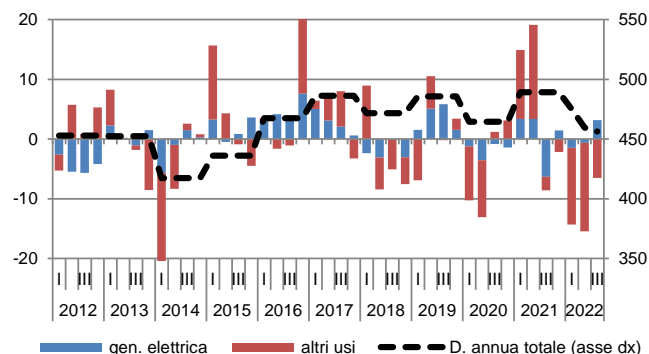


Figura 4-15 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m<sup>3</sup>)

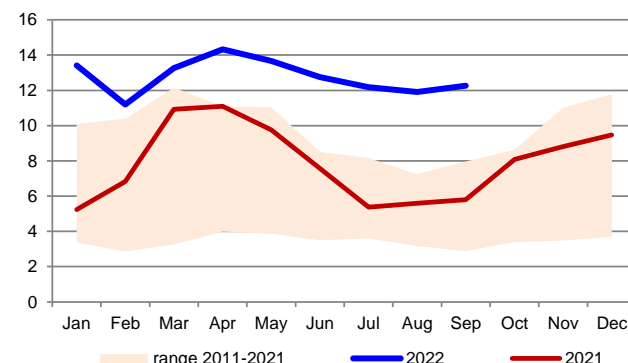


Figura 4-16 - Esportazioni di GNL USA in Europa e Italia (milioni di m<sup>3</sup>)

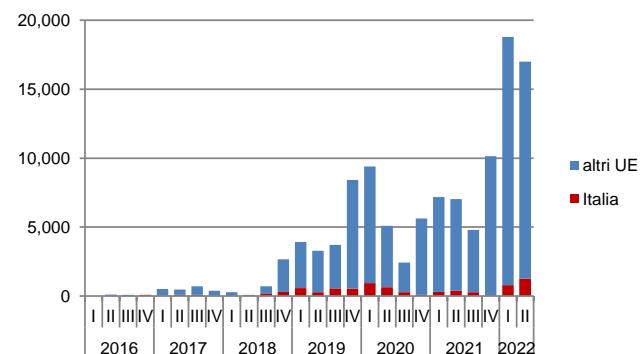
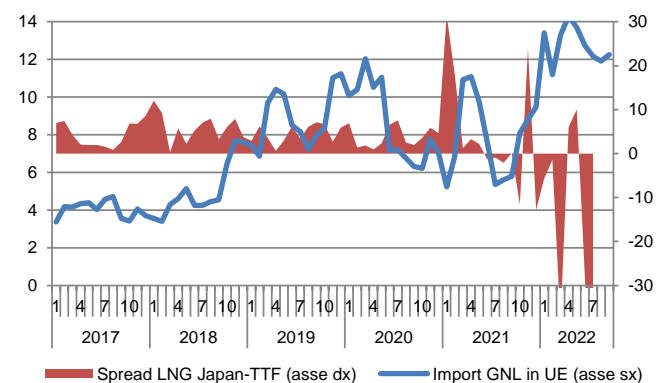


Figura 4-17 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m<sup>3</sup>, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)



*Nel prossimo inverno rischio di razionamento della domanda fino al 27% con l'azzeramento del gas russo o in caso di freddo anomalo*

Il nuovo contesto del mercato globale del gas naturale determinato dalla guerra in Ucraina e dalla conseguente decisione dell'Unione Europea di procedere ad una veloce eliminazione delle importazioni dalla Russia - storicamente il suo principale fornitore - con forti ripercussioni sulle dinamiche globali, pone interrogativi sull'adeguatezza del sistema gas europeo. In primo luogo con riguardo all'inverno in arrivo, in secondo luogo con riguardo all'intero 2023 e gli anni a seguire.

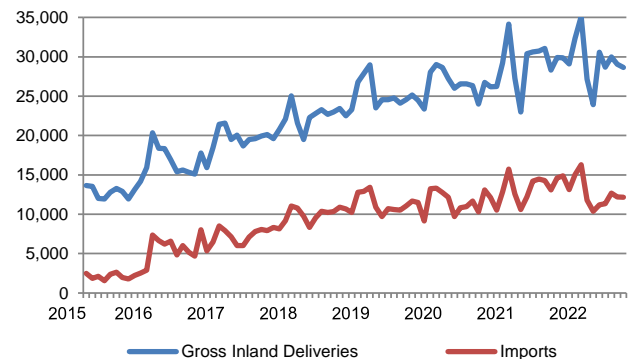
- La valutazione più recente di ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) è che nel prossimo inverno, in caso di interruzione totale del gas russo, potrebbe risultare necessario un razionamento della domanda pari al 13% su base giornaliera, che in un giorno di punta di domanda potrebbe arrivare a tra il 12% e il 27% nei diversi Paesi UE.
- Anche nel caso di un inverno caratterizzato da un clima nella norma e importazioni russe ridotte ma non azzerate, in un "peak day most Member States are exposed to a limited risk of demand curtailment (6%)", mentre nel caso di un inverno freddo "all European countries are exposed to a risk of 10% demand curtailment for the entire winter season and of 10% to 27% in case of a peak day".
- La situazione degli stoccaggi alla fine della stagione dei prelievi invernali è soggetta a un'incertezza notevolissima, che secondo diverse analisi (ad es. IEA, Timera Energy) rende possibile un range che va da un tasso di riempimento limitato a pochi punti percentuali (che renderebbe molto problematico l'inverno successivo) a un tasso superiore a 1/3 della capacità. A determinare l'esito sarà in primo luogo l'evoluzione della domanda, a sua volta dipendente dalla rigidità del clima ma anche dall'effettivo raggiungimento dell'obiettivo di riduzione fissato dall'UE (-15%), in secondo luogo la continuativa disponibilità di GNL, a sua volta legata all'attrattiva del mercato europeo (prezzi elevati) e all'evoluzione della domanda asiatica (cinese in primis).

*Rischi per l'adeguatezza del sistema gas europeo destinati a perdurare nel 2023 e fino al 2025*

- Considerando le prospettive di disponibilità complessiva di volumi di gas su base annuale, anche per l'intero 2023 - e ancora fino al 2025 - la possibilità per l'Europa di affrontare la crisi in atto è legata ai fattori appena citati, ma in primo luogo alla sua capacità di ridurre la domanda, che rispetto alla media degli ultimi 5 anni nei primi nove mesi 2022 è risultata inferiore del 7% (pari a 24 mld m<sup>3</sup>), un valore ancora molto lontano dal target del -15% fissato dall'UE.
- L'offerta globale di GNL è attesa crescere di soli 20 mld m<sup>3</sup> nel 2023 (molto meno del previsto calo addizionale delle forniture russe) e poco di più nel 2024, mentre una nuova ondata di capacità di liquefazione è attesa solo dal 2025, per le ridotte decisioni di investimento degli anni passati.
- Persino più importante può essere il probabile rimbalzo della domanda di gas (e quindi di GNL) della Cina - dove la domanda è diminuita del 2% nei primi nove mesi del 2022 (Figura 4-19) - che potrebbe essere sufficiente a coprire la quasi totalità dell'aumento dell'offerta globale di GNL, il cui mercato è dunque atteso rimanere sotto forte pressione almeno nel breve-medio termine.
- L'Europa ha storicamente fatto affidamento su almeno 150 mld m<sup>3</sup> di gas russo. E' chiaro che un calo dei consumi di queste dimensioni, anche se combinato con il mantenimento degli elevatissimi livelli di GNL registrati nel 2022 (che potrebbero avvicinarsi a 60 mld m<sup>3</sup> rispetto al 2021), non è sufficiente a rimpiazzare le forniture russe. In effetti, anche secondo l'ultima valutazione della IEA "If Russian pipeline gas supplies to the EU cease completely

and Chinese LNG imports recover to 2021 levels, Europe could face a supply-demand gap of 30 bcm during the key summer period for refilling gas storage in 2023" (IEA, 2022, "Never Too Early to Prepare for Next Winter: Europe's Gas Balance for 2023-2024").

Figura 4-18 – Consumo interno lordo e importazioni di gas naturale in Cina (milioni di Sm<sup>3</sup>)





*In forte e crescente contrazione la domanda di gas in Italia, in estensione dall'industria al civile alla termoelettrica*

- I consumi trimestrali di gas in Italia (Figura 4-19) sono ammontati a circa 13,6 mld m<sup>3</sup> nel secondo trimestre 2022 e a 12,2 nel terzo, con una diminuzione tendenziale rispettivamente del 6,2 e dell'8,7% rispetto ai corrispondenti trimestri 2021. L'Italia si "adequa" così all'andamento europeo, sebbene mostrando una resilienza maggiore con una contrazione dei consumi più contenuta rispetto a quella continentale, dimostrata più efficacemente dal dato tendenziale semestrale (-1,6%). In termini assoluti, tuttavia, la contrazione è importante.
- A livello settoriale nei due trimestri centrali dell'anno la contrazione dei consumi si è estesa dalla sola industria (Figura 4-20) al settore civile. La prima, dopo un calo tendenziale nel II trimestre (-9%) in linea con quello registrato nel I trimestre, ha registrato un crollo dei consumi nel terzo trimestre (-20% sull'anno precedente), con un valore cumulato inferiore di circa 440 mln di m<sup>3</sup> rispetto alla media decennale, ulteriormente aggravato da un deficit di oltre 500 mln m<sup>3</sup> tra ottobre e novembre. Si tratta di contrazioni senza precedenti, che trovano d'altra parte conferma nel calo della produzione industriale: la crescita dei prezzi del gas, dopo averne provocato il disaccoppiamento dei consumi rispetto al PIL, ha iniziato a determinare una contrazione del PIL stesso.
- La domanda delle reti di distribuzione, nel I trimestre inferiore di soli 2 p.p. rispetto a un anno prima, ha iniziato anch'essa a contrarsi pesantemente nel II e nel III trimestre (rispettivamente -15% e -9%), fino a un crollo nella prima metà del IV trimestre, per il clima mite ma evidentemente anche in risposta ai prezzi record. Si tratta di un dato di particolare rilievo con riferimento al tema dell'adeguatezza del sistema gas nel prossimo inverno (vedi oltre).
- Molto diversa la performance della domanda della termoelettrica, che nei primi nove mesi 2022 risulta perfino in aumento rispetto 2021 (+3,7%). Ma la dinamica seguita nel corso dell'anno indica chiaramente che anche questa domanda ha progressivamente risentito dell'effetto prezzi: dal +12% del I trimestre è passata al +2% del II e al -3% del III; con cali particolarmente accentuati a partire da settembre (-17%), confermati poi a ottobre e novembre.

*Ulteriore crollo dell'import dalla Russia, compensato da tutte le altre principali provenienze*

- L'import italiano di gas (Figura 4-21) è ammontato nel II trimestre 2022 a circa 18 mld m<sup>3</sup>, in forte calo tendenziale rispetto all'anno precedente (-7,2%) e, in generale, rispetto alla media dell'ultimo quinquennio (con l'eccezione del 2020). Il terzo trimestre ha invece fatto registrare un recupero (+5,5% tendenziale), riportando i valori in linea con le medie quinquennali.
- Si è stravolta la composizione degli approvvigionamenti per provenienza geografica. Hanno subito un crollo quelli dalla Russia (ai minimi storici, fino a 3 mld m<sup>3</sup> nel II trimestre e a 2,4 nel III, rispettivamente -60% e -65% in termini tendenziali), per la scelta dei paesi UE di affrancarsi rapidamente dal gas russo e per le restrizioni dell'export da parte della stessa Russia. Sono invece ancora aumentati i flussi dall'Algeria (poco meno di 6 mld m<sup>3</sup> in entrambi i trimestri centrali dell'anno, rispettivamente +9,6 e +40,6% in termini tendenziali), mentre i flussi dal Nord Europa hanno continuato a regolarizzarsi verso le medie storiche (2 mld m<sup>3</sup> nel II trimestre e 2,5 nel III, rispetto al minimo di 200 mln di m<sup>3</sup> di un anno prima), per il superamento di problematiche tecniche ma anche per l'effetto emergenziale creato dal deficit di forniture russe. E' cresciuto ancora il contributo del TAP, costante a 2,7 mld m<sup>3</sup> nei due trimestri centrali dell'anno (+15% sull'anno precedente), mentre

sono rimasti stabili ma marginali gli apporti dalla Libia e dalla produzione nazionale. Il GNL è risalito prepotentemente nel corso dell'anno dopo la forte contrazione della seconda parte del 2021, segnando un nuovo record storico nel II trimestre (a 3,8 mld m<sup>3</sup>, +11% tendenziale) e attestandosi nel terzo a 3,4 mld m<sup>3</sup> (+47%, ma in linea con la media del biennio 2019-2020).

- Il confronto con le medie di lungo periodo evidenzia come si si ridisegnata la geografia degli approvvigionamenti italiani: le immissioni medie giornaliere dalla Russia sono collassate a 31 mln m<sup>3</sup>, più che dimezzate rispetto alla media decennale, quelle dall'Algeria sono salite a 63 mln m<sup>3</sup>, una volta e mezza la media decennale, facendo di Mazara del Vallo il più importante punto di immissione nella rete nazionale, seguito dai rigassificatori, che nell'insieme arrivano a 38 mln m<sup>3</sup>, dunque al di sopra del gas russo. Le immissioni dal Nord Europa si sono riavvicinate alla media di lungo periodo ma restano inferiori a quelle via TAP, salite a 28 mln m<sup>3</sup>, ormai prossime a quelle da Tarvisio.

Figura 4-19 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm<sup>3</sup>)

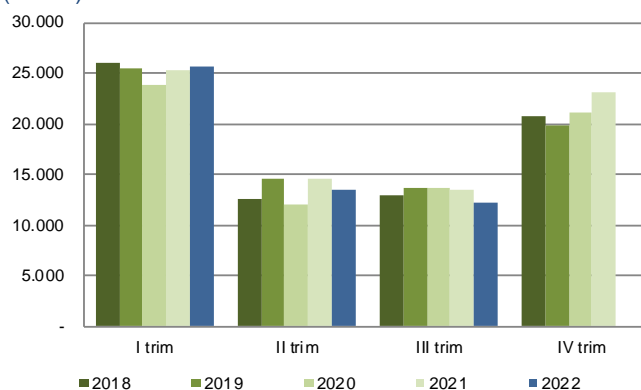


Figura 4-20 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m<sup>3</sup>)

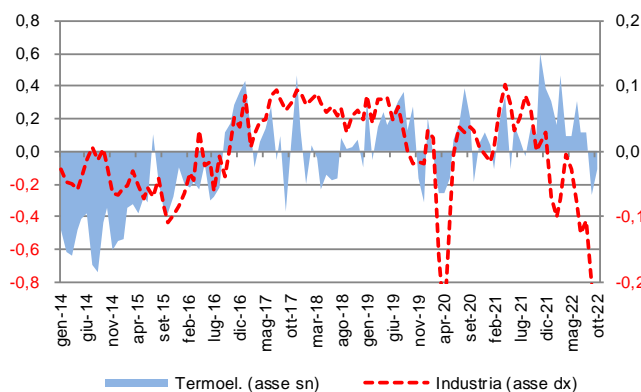
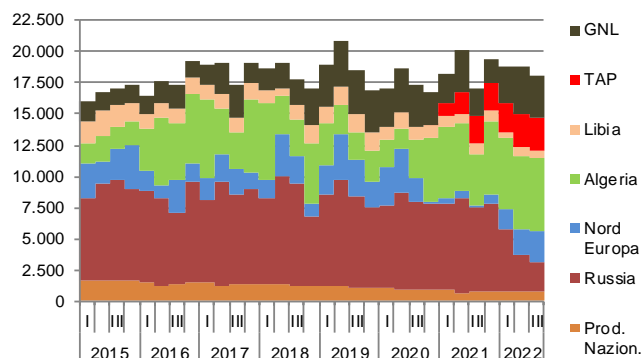


Figura 4-21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata - valori trimestrali (MSm<sup>3</sup>)



### Si riduce la concentrazione delle fonti di approvvigionamento

- La quota di gas russo sul totale dell'import italiano è scesa al 14% nel III trimestre (dal 41% di un anno prima), valori simili a quelli del TAP e del Nord Europa, mentre la quota del gas algerino è salita da 1/4 a 1/3 del totale e quella del GNL è risalita a 1/5, in linea coi recenti valori storici (da una temporanea flessione).
- La distribuzione delle provenienze risulta di conseguenza meno concentrata rispetto a quella degli ultimi anni, sebbene con nuove criticità legate al fatto che essa risulta anche altamente precaria, per la sua maggiore vulnerabilità sia sotto il profilo geopolitico sia per la maggiore volatilità in risposta all'andamento dei prezzi.

### Senza il gas russo difficile la copertura della punta di domanda in caso di freddo intenso a fine inverno

- Per comprendere l'estrema complessità dell'operazione di completa eliminazione in tempi brevi dei flussi di gas russo verso l'Italia, tanto che lo stesso governo la stima realizzabile non prima del 2024, è utile considerare non solo il bilancio domanda-offerta su base annuale o stagionale, ma anche e soprattutto quello su base giornaliera, tenendo per di più conto del contesto di estrema tensione sul mercato globale del gas, con prezzi su livelli multipli rispetto ai precedenti massimi storici e carenza di offerta di GNL.
- L'analisi della capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda fa emergere il ruolo essenziale della capacità di erogazione degli stoccaggi su base giornaliera. Nell'ipotesi di una punta di domanda pari a 425 mln di m<sup>3</sup>/g, valore massimo registrato negli ultimi cinque anni (ma comunque inferiore ai 438 mln di m<sup>3</sup>/g utilizzati per le valutazioni del Piano di Azione Preventiva italiano del 2019), se la punta di domanda avvenisse a fine inverno per la sua copertura non sarebbe sufficiente nemmeno la disponibilità di una capacità di erogazione dagli stoccaggi dell'ordine dei 190 milioni di metri cubi, corrispondenti all'ipotesi di erogazione massima a fine inverno inclusa nell'ultimo Piano di Azione Preventiva del 2019. Se si adotta invece un'ipotesi più conservativa, considerando la punta massima di erogazione giornaliera registrata negli ultimi dieci anni (164 mln m<sup>3</sup>), il risultato è che in uno scenario di completo azzeramento dei flussi dalla Russia risulterebbe molto difficile coprire una punta di domanda corrispondente all'ultimo episodio di ondata di freddo (10 gennaio 2017), quando la domanda delle reti di distribuzione superò i 250 mln m<sup>3</sup> (valore peraltro superato anche a fine febbraio 2018), perché resterebbero scoperti oltre 50 milioni di metri cubi (circa 20 milioni di metri cubi nel caso in cui restasse disponibile 1/3 della capacità di import dalla Russia).
- Affinché non si presentino situazioni di mancata copertura della domanda e necessità di razionamento risulta dunque essenziale che le punte giornaliere della domanda restino significativamente al di sotto dei 400 mmc, un'ipotesi tanto più realistica quanto più si realizzano riduzioni preventive dei consumi dell'ordine di quelle auspicate dalla Commissione Europea e da ENTSO-G (-15%).

Figura 4-22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm<sup>3</sup>)

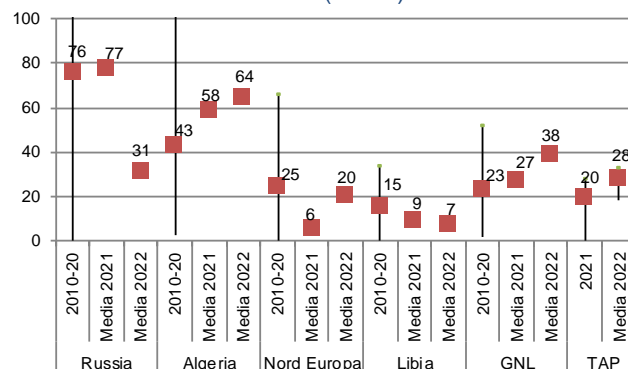


Figura 4-23 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

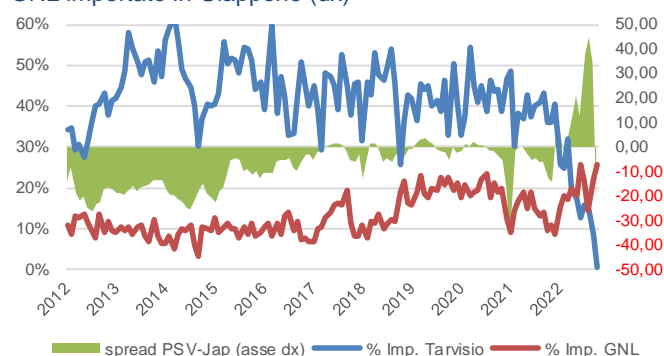


Figura 4-24 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)

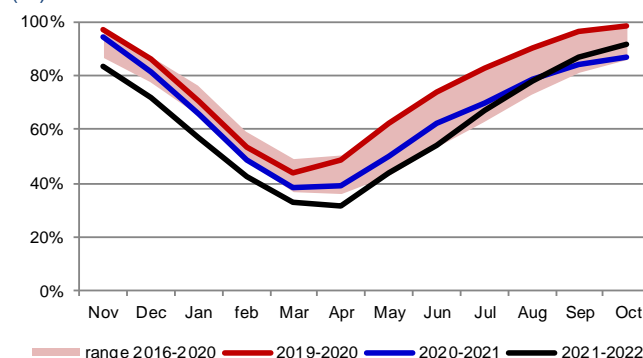
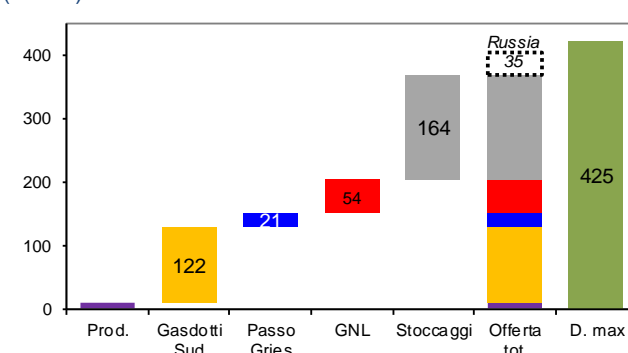


Figura 4-25 – Margine di capacità alla punta di domanda (MSm<sup>3</sup>)



### 4.3. Sistema elettrico

*Consumi elettrici in aumento fino a luglio, poi in calo. Nei primi nove mesi +1,3% ma verso variazione nulla a fine anno. Domanda industria -12% nel III trimestre, -5% nei nove mesi*

- Nel corso dell'anno la dinamica della domanda di energia elettrica ha ricalcato quello dei consumi di energia primaria, passando da una crescita robusta nel primo semestre (+2,7% sull'anno precedente) a variazioni negative a partire da agosto, che hanno ridotto al +1,3% l'aumento tendenziale dei primi nove mesi (+3 TWh), riportando la domanda dei primi nove mesi poco al di sotto dei livelli pre covid del 2019).
- Il calo di agosto è stato seguito da un più deciso calo a settembre e ancor più a ottobre, che hanno portato la domanda verso una variazione nulla a fine anno, su valori di nuovo inferiori di circa l'1% rispetto al 2019 (Figura 4-26).
- A guidare la drastica frenata della domanda, fino ai forti cali degli ultimi mesi, è stato in primis il calo della produzione industriale: l'indice IMCEI (Indice Mensile dei Consumi Elettrici Industriali) elaborato da Terna indica variazioni negative progressivamente maggiori a partire da marzo, fino al -12% di luglio, il -15% di agosto, il -8% di settembre. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno il calo dei consumi elettrici industriali è pari al 5%, un valore maggiore del calo della produzione industriale dei beni intermedi (-2%).
- Nel II trimestre 2022 la punta di potenza è stata pari a 54,2 GW, raggiunti il 27 giugno alle ore 14, valore lievemente inferiore rispetto al massimo del II trimestre 2021 (raggiunto sempre a fine giugno alla stessa ora). Nel III trimestre la punta di potenza è stata pari a 57,5 GW, raggiunti il 25 luglio alle ore 15 (+5% su luglio 2021), un livello simile alle punte del 2018 e 2019.
- Anche la punta di domanda, che a giugno e luglio si è avvicinata ai massimi di lungo periodo, a settembre è tornata ad avvicinarsi ai livelli minimi del decennio passato, scendendo poi al di sotto di questi a ottobre (Figura 4-27).

*In aumento la produzione termoelettrica per il crollo dell'idroelettrico. Nuovi record per solare ed eolico*

- Nei primi nove mesi dell'anno è aumentata del 2,3% la produzione elettrica nazionale, la produzione termica in particolare (+15 TWh, +12%), che ha compensato l'aumento della richiesta totale di elettricità (+3 TWh, +1,3%), il leggero calo delle importazioni nette (-1,5 TWh) e soprattutto il record negativo della produzione idroelettrica (-38% rispetto al 2021 ma soprattutto -25% rispetto al minimo degli ultimi 15 anni, equivalente a 14 TWh in meno).
- Il dato dell'idroelettrico ha influito molto negativamente sulla performance complessiva delle rinnovabili, il cui peso si è fermato nei nove mesi ad appena 1/3 della richiesta totale (bisogna tornare al 2012 per trovare un dato inferiore), e lungo tutto l'anno si è collocata sui minimi mensili di lungo periodo (Figura 4-28). Nei primi nove mesi la produzione da FER ha coperto il 27,5% della richiesta, 5 p.p in meno rispetto a un anno prima, mentre la produzione termoelettrica ha guadagnato 6 p.p., risalendo al 60% della domanda (
- Il 2022 è stato invece un anno di nuovi massimi per le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP): solare ed eolico sono nel complesso aumentati del 9% sul 2021 (+3 TWh), e la loro quota sulla richiesta è salita a un nuovo massimo storico (16,3% nei nove mesi), superando i precedenti massimi mensili ad aprile, agosto e settembre; Figura 4-29). Nel periodo in esame la produzione eolica è cresciuta di circa 1 TWh (+8%), quella solare di oltre 2 TWh (+10%). In particolare ad aprile la produzione da FRNP ha rappresentato il 21,7% della richiesta, nuovo record, per la prima volta non distante dal target fissato dal PNIEC per il 2025 (che si riferisce però alla media annua, ed è da rivedere al rialzo alla luce dei nuovi target europei).

Figura 4-26 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

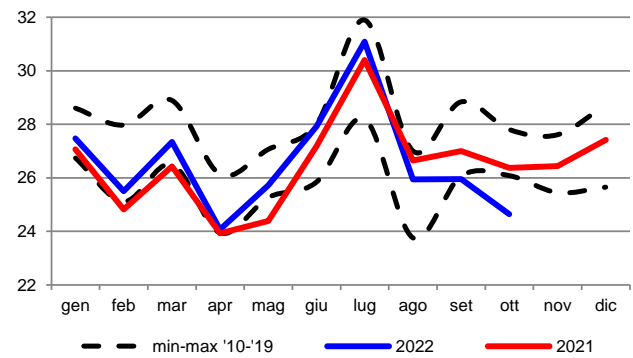


Figura 4-27 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

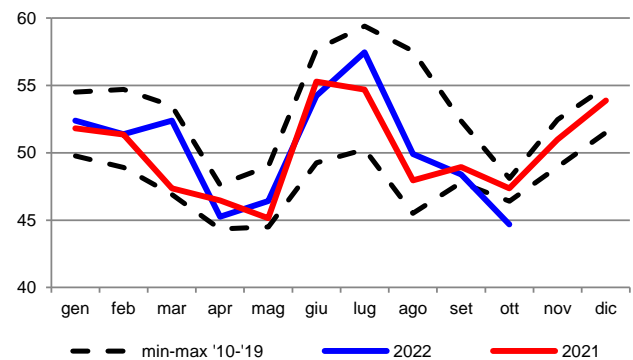


Figura 4-28 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)

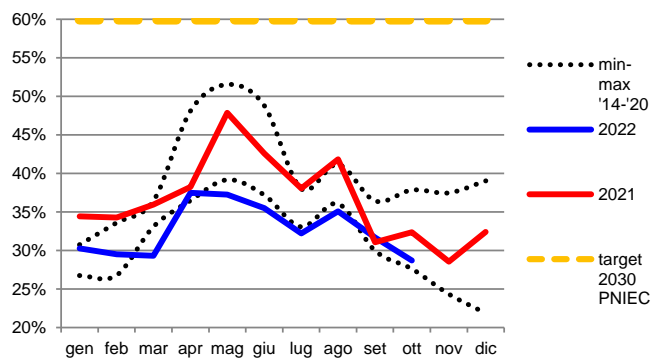
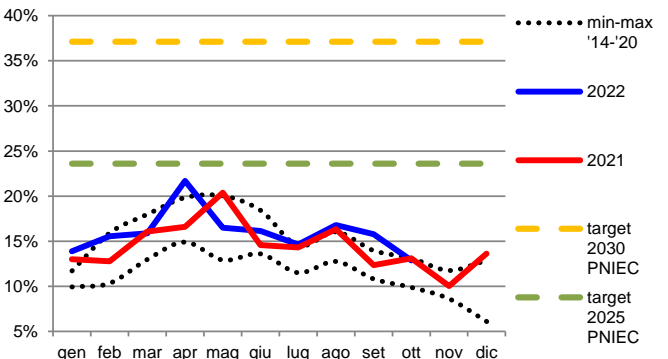


Figura 4-29 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)



**Nuovi record per la massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti**

- Nel II trimestre le FRNP hanno fatto registrare nuovi massimi di penetrazione non solo su base mensile ma anche su base oraria: nel 2,5% di ore di loro massima penetrazione nel sistema, le FRNP hanno coperto almeno il 72% della domanda (Figura 4-30), un dato decisamente maggiore di quello del 2020, quando (sempre nel mese di aprile) la penetrazione delle FRNP era stata favorita dal calo della domanda a seguito della pandemia.
- Nonostante la performance molto negativa dell'idroelettrico anche l'insieme di tutte le FER ha raggiunto nel II trimestre nuovi record su base oraria: nel 2,5% di ore di loro massima penetrazione le FER hanno coperto l'80% della domanda
- I valori estremi di penetrazione delle fonti intermittenti richiedono a Terna particolare attenzione nella gestione del sistema nelle ore in cui la domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da fonti intermittenti) scende su livelli molto bassi, con il rischio (evidenziato più volte da ENTSO-E) di carenza di capacità di downward regulation, fino alla necessità di misure come il taglio della generazione inflessibile. Il giorno dell'anno di massima penetrazione delle FRNP è stato, come altre volte negli ultimi anni, il giorno di Pasqua (17 aprile; Figura 4-31), quando intorno alle ore 14 le FRNP hanno coperto circa l'80% della domanda, mentre la domanda residua è scesa su nuovi minimi storici (Figura 4-32), perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020, determinando un crollo repentino del PUN, dagli oltre 200 €/MWh fino quasi a zero. Per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili le importazioni nette, pari a circa 5 GW all'inizio e alla fine del giorno, sono divenute esportazioni nette a metà giornata GW, mentre salivano fino a 4 GW gli assorbimenti dei pompaggi.

**In forte ribasso i volumi su MSD, ancora in aumento il costo dei servizi di dispacciamento**

- A partire dall'inizio del 2022 i volumi movimentati da Terna sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), sia a salire sia a scendere, si sono ridotti in modo considerevole, interrompendo un trend di sostanziale crescita registrato nell'ultimo decennio. In ciascuno dei tre trimestri la contrazione totale è stata di oltre il 50% rispetto allo stesso trimestre del 2021.
- I costi associati alle transazioni su MSD sono invece scesi marginalmente nel I trimestre, più consistentemente nel II, ma sono poi aumentati del 30% nel III trimestre, cosicché nell'insieme dei primi nove mesi risultano in aumento di oltre il 10%.
- Il corrispettivo unitario uplift<sup>4</sup> calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema ha registrato nel 2022 (IV trimestre incluso) un aumento del 4%, con un aumento più marcato della componente di costo (art. 44 lettera b) che fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post e Mercato di Bilanciamento MB), che in media 2022 si è attestata a 0,83 c€/kWh (+9% sul 2021), superando nel IV trimestre la soglia di 1 c€/kWh.

<sup>4</sup> Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite

Figura 4-30 – Massima quota oraria produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile

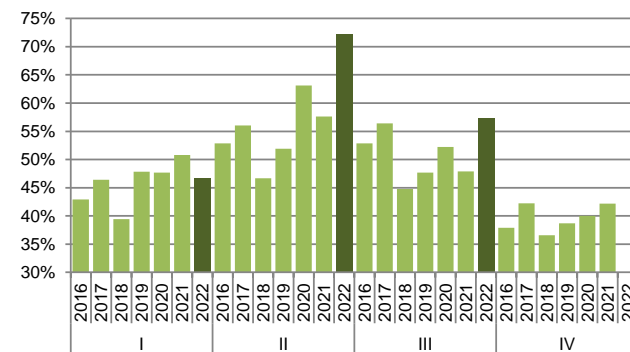


Figura 4-31 – Domanda residua, mix di produzione/import (GW, asse sx) e PUN (€/MWh, asse dx) il 17/04/2022

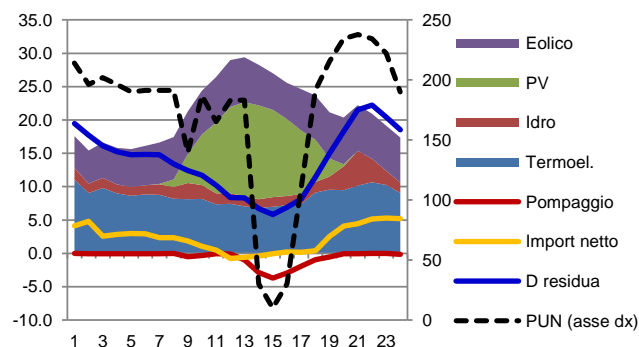


Figura 4-32 – Minimo della domanda residua oraria (valore assoluto, asse sx; % della domanda, asse dx)

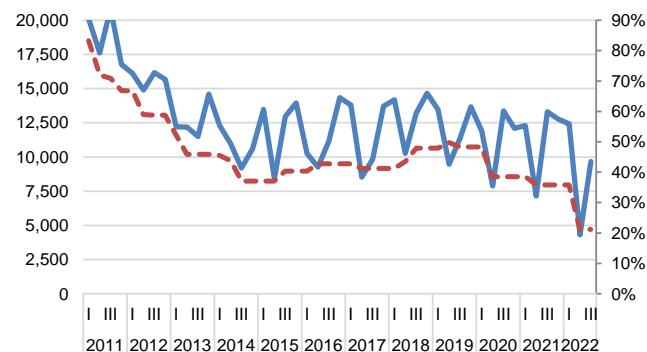
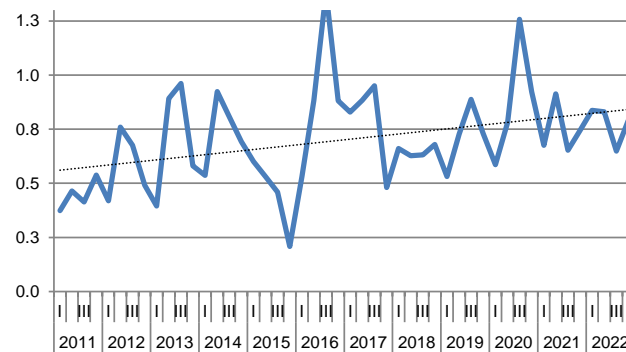


Figura 4-33 - Corrispettivo uplift (€cent/kWh)



minori. Art. 44 a): saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. Art. 44 b): Saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.



**Margini di capacità su livelli minimi in estate. Adeguatezza del sistema sempre legata alle importazioni**

- Nel III trimestre 2022 è tornato su livelli critici l'indicatore di adeguatezza del sistema elettrico (Figura 4-34) nell'1% delle ore di maggiore criticità (1° percentile) il margine di capacità "effettivo", cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) è stimata inferiore ai 3 GW, circa il 5% della domanda.
- I margini sono risultati molto ridotti in particolare a fine giugno e ancor più tra il 20 e 26 luglio. Il 25 luglio in particolare la punta di domanda in potenza ha raggiunto il picco annuale, pari a 57,5 GW, ed è rimarchevole che il margine di capacità sia sceso a livelli minimi nonostante fossero su buoni livelli sia le importazioni sia la produzione idroelettrica, due fattori che come rimarcato costantemente da ENTSO-E restano centrali
- Nel prossimo inverno "import from neighbouring countries is expected to be necessary (up to 4 GW) to restore adequacy margins and to cover consumption in critical hours. Critical situations could happen in case of high demand due to cold spell, low import from neighbouring countries, or if unplanned outages rate of generation units is higher than the typical values" (ENTSO-E, Winter 2022 Outlook).

**PUN 2022 superiore di cinque volte la media di lungo periodo**

- Nei primi nove mesi dell'anno il PUN è aumentato di poco meno di quattro volte, registrando una media di 323 €/MWh, superiore di oltre cinque volte (+414%) alla media del periodo 2010-2021, con un picco di oltre 543 €/MWh ad agosto, quasi dieci volte la media di lungo periodo.
- La dinamica del PUN ha rispecchiato fedelmente quella dei costi di generazione termoelettrica, determinata dalle quotazioni del gas: rispetto ai primi nove mesi del 2021 l'aumento del PUN è risultato leggermente inferiore a quello del prezzo del gas, che al PSV ha registrato un aumento sull'anno precedente del 333%, collocandosi anch'esso su un livello superiore di oltre cinque volte (+452%) alla media del periodo 2010-2021.
- In questo quadro ha avuto un ruolo meno rilevante l'andamento della quota di mercato della generazione termoelettrica (posizionata più in alto nell'ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili e dunque correlata positivamente con i prezzi), che nei primi nove mesi è comunque cresciuta di circa sei punti rispetto al 2021 (al 60%) fornendo un ulteriore supporto alla dinamica dei prezzi.
- A ottobre e novembre, con la contrazione del prezzo del gas, e anche della quota di produzione termoelettrica, il PUN si è dimezzato rispetto al III trimestre, tornando sui valori degli stessi mesi di un anno prima. Ma nell'insieme dell'anno è plausibile che resti comunque in aumento di circa il 200%.
- Nell'insieme del 2022 l'aumento dei prezzi non è stato omogeneo nei diversi gruppi di ore, perché l'aumento è stato maggiore nelle ore notturne e serali, con la conseguenza che si è molto ridotto il rapporto tra i prezzi della fascia oraria F1 e quelli della fascia F3, tornato appena al di sopra dell'unità (Figura 4-36).
- Con i nuovi record dei prezzi dell'elettricità ha raggiunto nuovi record anche la redditività degli impianti a gas. Il clean spark spread, salito a circa 30 €/MWh nel I e II trimestre, è balzato a 75 €/MWh nel III trimestre, un valore pari a cinque volte la media di lungo periodo (Figura 4-37).

Figura 4-34 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 1° percentile)

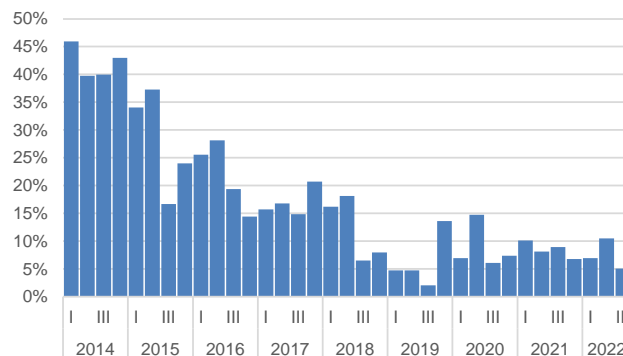


Figura 4-35 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

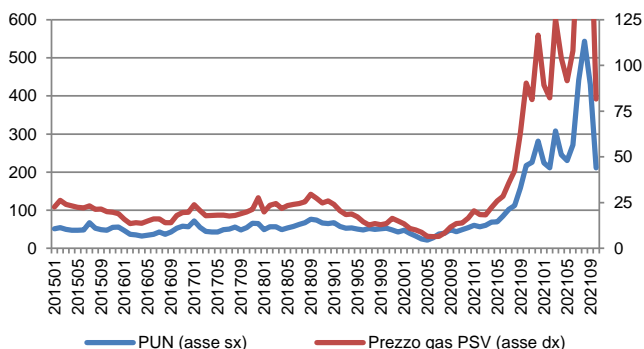


Figura 4-36 - Prezzo Unico Nazionale - Medie orarie (€/MWh, asse sx) e variazioni percentuali 2022/2021 (asse dx)

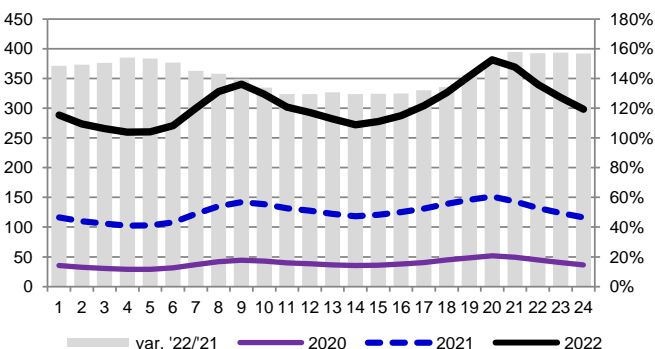
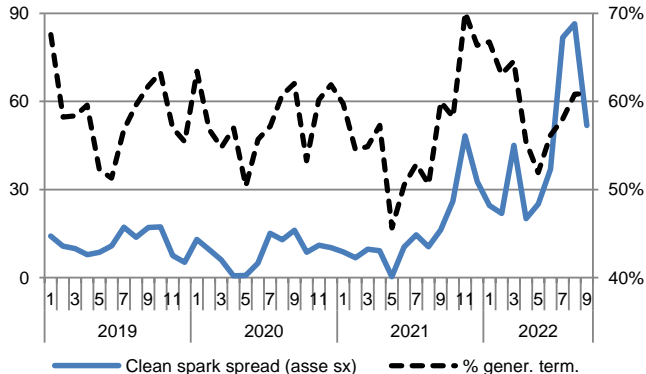


Figura 4-37 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)



## 5. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon

### 5.1. Prezzi dell'energia elettrica

*Nel III trimestre 2022 i prezzi per le utenze industriali sembrano fermare la rincorsa (-12% congiunturale), grazie ad un rallentamento dei costi della materia prima ed agli interventi governativi di compensazione.*

Dopo la corsa dei prezzi che si apre con la seconda metà del 2020, caratterizzata da un'ulteriore accentuazione a partire dal terzo trimestre del 2021, e naturalmente amplificata dalle vicende belliche internazionali, si assiste nell'intervallo aprile-giugno del 2022 ad una moderata discesa dei prezzi per i consumatori non domestici, quantificabile intorno al 12% su base congiunturale (Figura 5-1). L'effetto è dovuto principalmente alla prosecuzione di interventi governativi di mitigazione dei costi a carico degli utenti, tanto quelli domestici quanto quelli industriali. Questi ultimi appaiono concentrati sul mantenimento dell'azzeramento degli oneri di sistema, ma anche sul contenimento del prezzo di dispacciamento e del prezzo energia. A contribuire ad una situazione di relativo alleggerimento è anche una dinamica di apparente assestamento delle quotazioni del PUN nel periodo aprile-giugno (Figura 5-2), dopo che le quotazioni del prezzo di borsa avevano rasentato un livello medio inimmaginabile nello stesso periodo di un anno prima (248 € per MWh, contro 62 € per MWh), ed una variazione infra-giornaliera (misurata dal coefficiente di variazione) anch'essa in aumento.

*Nel III trimestre 2022 i prezzi stimati per i consumatori non domestici subiscono un aumento molto contenuto, compreso tra lo 0.4% e lo 0.7%. Su base annuale l'aumento è però estremamente rilevante, con punte dell'87% circa per le utenze più piccole. In forte aumento il prezzo all'ingrosso a partire dalla metà del mese di giugno.*

La Figura 5-2 chiarisce l'esistenza di un ulteriore trend all'aumento del PUN a partire dalla metà del mese di giugno 2022, che si protrae alla data di redazione del presente testo, con forti oscillazioni giornaliera, in un periodo in cui le quotazioni dei prodotti energetici sembrano particolarmente consegnate alla cronaca, rendendo oltremodo difficile fare previsioni anche a breve termine. Nonostante questo trend, per il terzo trimestre le tariffe emanate da ARERA palesano una sostanziale invarianza del prezzo praticato alle utenze non domestiche rispetto al trimestre precedente, con un aumento compreso tra lo 0.4% e lo 0.7% (Figura 5-1). Alla luce dell'aumento del costo della materia prime appare consistente l'effetto della politica di azzeramento degli oneri generali di sistema, in atto dall'inizio dell'anno (Figura 5-3). Sul piano tendenziale, ben più evidente continua ad essere l'aumento dei prezzi rispetto a dodici mesi prima, soprattutto per le utenze minori (87% circa, Figura 5-1). Nel terzo trimestre appare in aumento la componente di dispacciamento (+13%, fig. 5.4), va detto, a seguire l'intervallo gennaio-marzo, nel quale si era assistito ad una sua riduzione. Sembra piuttosto contenuto inoltre l'aumento della componente energia (+8% circa, Figura 5-4), modellato sulla momentanea stabilità del prezzo all'ingrosso nel trimestre precedente, come rilevato in precedenza (Figura 5-2). E' evidente in questo caso come il meccanismo di adeguamento trimestrale della componente energia sconti un ritardo rispetto agli andamenti dei mercati internazionali, tanto più consistente quanto più le quotazioni su questi ultimi subiscano repentine variazioni. Altro rilevante elemento da prendere in considerazione ai fini della stima del costo effettivo dell'energia elettrica, è quello relativo al capitolo di crediti d'imposta, che attualmente prevede bonus per l'acquisto della componente energetica effettivamente utilizzata nel corso del primo trimestre e del secondo trimestre 2022, senza più l'applicazione di un vincolo "de minimis",

misura che per il solo secondo trimestre si estende anche alle imprese non energivore

Figura 5-1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

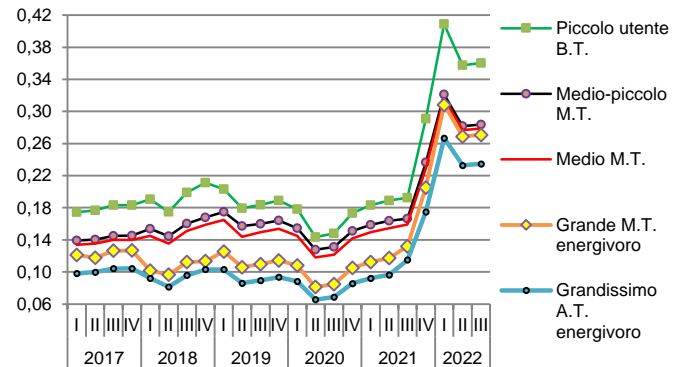


Figura 5-2 - PUN giornaliero dal 1° gennaio 2021 al 5 settembre 2022

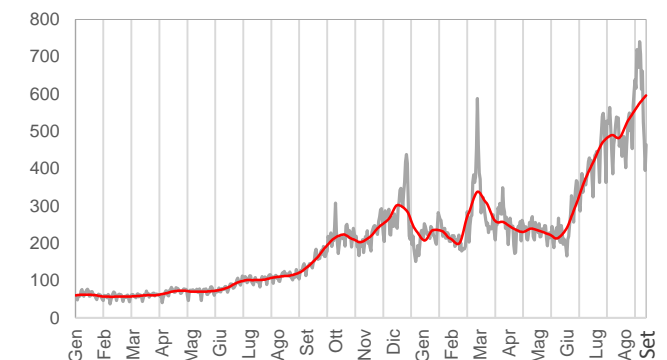


Figura 5-3 - Stima degli oneri di sistema per le utenze non domestiche di medio-piccole dimensioni (c€/kWh).

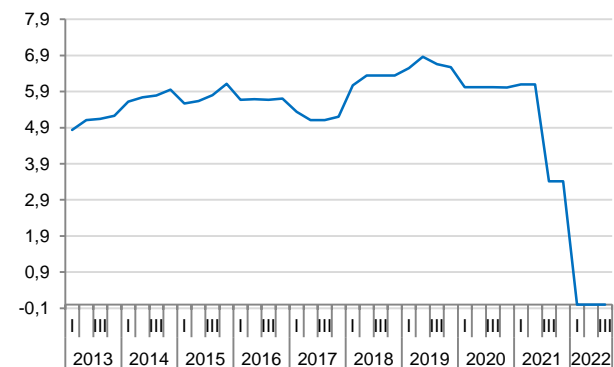
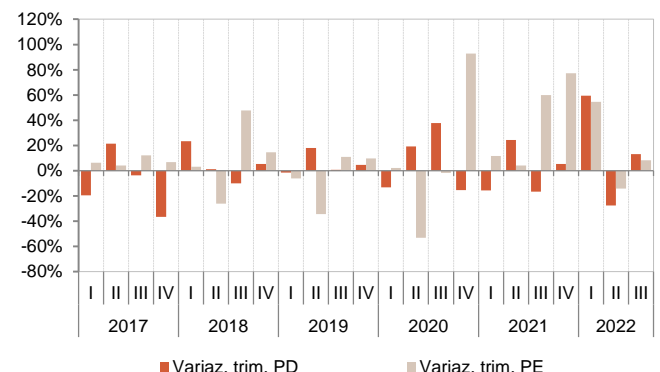


Figura 5-4 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)



**La situazione delle imprese energivore. Gli sconti sul prezzo d'acquisto tendono ad azzerarsi. Previste compensazioni con credito d'imposta.**

Ancora una volta, a fare le spese di questo quadro congiunturale è anche lo sconto a favore delle imprese energivore, che a seguire la riduzione della componente degli oneri di sistema praticamente si abbatte (Figura 5-5). Gli interventi governativi di riduzione degli oneri di sistema, che sulle voci di costo delle grandi utenze incidono meno, fanno anche sì che il divario dei prezzi a favore della grande impresa, pur persistendo (Figura 5-1), tenda a ridursi leggermente. Va tuttavia ricordato come l'applicazione del sistema di sostegno alle imprese mediante i crediti d'imposta non sia incorporato nella stima alla quale si riferisce la Figura 5-5. Per le imprese energivore il credito d'imposta è pari al 20% e al 25%, rispettivamente per il primo e il secondo trimestre 2022.

**L'andamento dei prezzi per i consumatori domestici nel primo trimestre dell'anno. Nel terzo trimestre aumento dello 0.4% base congiunturale. Aumento dell'81% su base annuale.**

Dalla stima in base alle ultime tariffe fornite da ARERA, che riguardano il trimestre ottobre-dicembre, per i consumatori domestici l'aumento su base congiunturale è estremamente contenuto, prossimo allo 0.4% (da circa 41.3 c€/KWh a 41.5 c€/KWh, Figura 5-6), che senza gli interventi di mitigazione sarebbe stato pari al 15%. Anche in questo caso, così come per il prezzo per le imprese energivore, vanno considerate anche altre azioni che non rovano espressione in questa stima, come quelle consistenti nei bonus sociali. Su base annua l'aumento è pari all'81.3%. Pressoché invariata rispetto al trimestre precedente la struttura dei costi, con quasi l'80% imputabile alla spesa per energia.

**Il confronto internazionale per il periodo aprile-giugno 2022 per le utenze domestiche. Costo della bolletta per le famiglie italiane in lieve diminuzione, ma ad un passo minore rispetto alla media dei paesi della zona euro.**

Pur al netto dell'effetto puramente statistico delle minori oscillazioni da parte del composito paniere dei beni utilizzato per la stima dell'inflazione, è evidente come i prezzi dell'elettricità al dettaglio, in Italia come nel resto della zona euro e dell'UE, continuino a crescere ad un tasso molto più alto rispetto all'indice generale dei prezzi al consumo (HICP), essendo anzi i prodotti energetici il principale motore della ripresa inflazionistica (Figura 5-7). La tendenza in atto dal terzo trimestre del 2020 sembrerebbe tuttavia conoscere una battuta d'arresto nel secondo trimestre di quest'anno, come evidenzia una lieve inversione della pendenza della curva di cui alla Figura 5-7. Nella zona euro la dinamica sembrerebbe leggermente più accentuata, indizio forse di una maggiore difficoltà del nostro paese a fronteggiare la situazione. Nel mese di luglio, ultimo dato aggiornato nella rilevazione comparata si registra tuttavia un aumento ulteriore dei prezzi dell'elettricità al consumo, esteso alla generalità dei paesi, lasciando intendere che la lieve diminuzione verificatasi nell'intervallo aprile-giugno potrebbe essere momentanea. La rilevazione mensile HEPI (Household Energy Price Index) sulle capitali europee (Figura 5-8), che si avvale di un diverso campione statistico, e fornisce dati aggiornati al mese di agosto, segnala peraltro un parziale assestamento per l'ultimo periodo riguardo alla bolletta delle famiglie italiane. Tra le principali capitali, se si esclude Londra, a Roma si paga l'elettricità al prezzo più caro (49,5 c€ per kWh), anche più che a Berlino. Decisamente più basso il prezzo rilevato per Parigi, esattamente la metà di quello di Roma. Si segnala, infine, l'apparente successo delle misure di contenimento in Spagna, con un prezzo in diminuzione anche nei mesi di luglio e agosto

Figura 5-5 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/KWh)

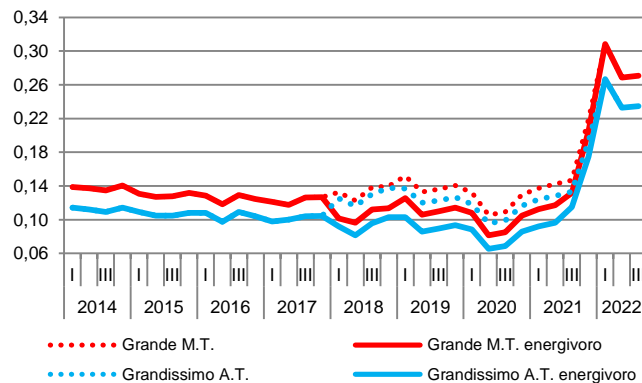


Figura 5-6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/KWh)

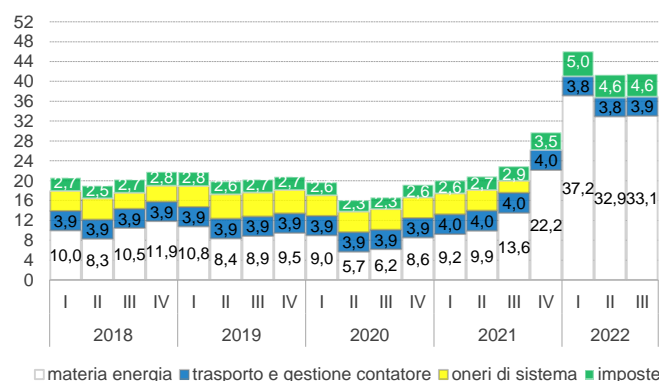


Figura 5-7 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale per il prezzo dell'energia elettrica al consumo

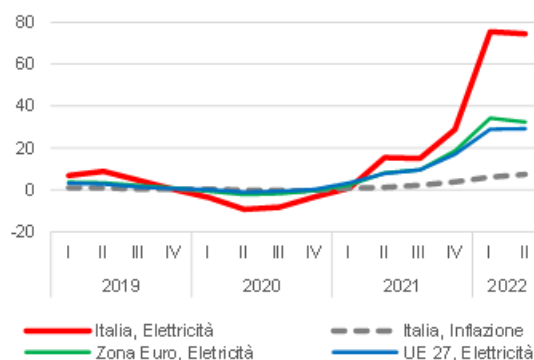
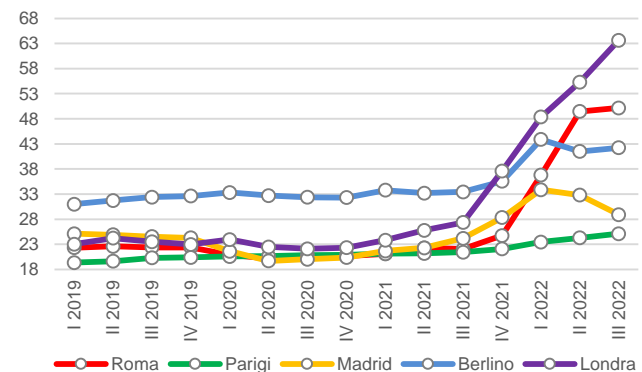


Figura 5-8 - Prezzi medi trimestrali (escluso settembre 2022) dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti



## 5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

*Dopo una nuova variazione positiva nel II trimestre (+5% sul precedente), i prezzi del gasolio in Italia tornano a calare nei mesi estivi (-2%), restando tuttavia ancora decisamente sopra i livelli dello scorso anno*

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel III trimestre 2022 è stato pari a 1,84 €/litro, in lieve contrazione rispetto all'1,87 del trimestre precedente (-2%), ma comunque superiore di oltre il 20% rispetto al prezzo medio dello stesso periodo 2021. La Figura 5-9 mostra infatti come la lieve contrazione del III trimestre avvenga a valle di sei variazioni congiunturali positive, dopo il +6% medio dei 4 trimestri 2021, il +12% di inizio anno e il +5% del II trimestre. Nel corso del 2021 il prezzo medio del gasolio in Italia era stato pari a 1,49 €/litro, +13% rispetto al 2020, quando era diminuito dell'11% sull'anno precedente, per la brusca contrazione della primavera 2020.

In una ottica più ampia (Figura 5-9), dopo il trend di aumento quasi costante fino all'1,49 €/litro del 2018, ed un 2019 complessivamente stabile, il prezzo medio del gasolio è poi rapidamente diminuito nella I parte del 2020 (a metà maggio 1,25 €/litro), per poi stabilizzarsi nella II metà su 1,28 €/litro. I decisi rialzi del 2021 hanno poi riportato i prezzi a livelli più elevati di fine 2018, ma il trend rialzista è proseguito in modo anche più deciso per tutta la prima metà del 2022, spinti anche dalle tensioni geopolitiche, arrivando a inizio luglio sopra i 2 €/litro, ben oltre i massimi del 2012 (1,8 €/litro), per poi tornare a diminuire nel successivo bimestre, arrivando a fine settembre sotto l'1,8 (non accadeva da febbraio).

La contrazione del III trimestre 2022 ha riguardato anche il resto dei Paesi UE: il prezzo medio pesato del gasolio a livello UE è stato infatti mediamente di 1,87 €/litro, in contrazione congiunturale del 2,4%, dopo il +13% dei mesi primaverili, un rialzo più marcato rispetto al dato italiano, così come osservato sia a inizio anno che per l'intero 2021 (+17% in UE sul 2020, +13% in Italia). Dopo il progressivo incremento del divario tra prezzi italiani e quelli medi UE fino a metà 2020 (+15,8% nel II trimestre 2020), nel successivo anno e mezzo si registra quindi una progressiva riduzione di tale gap, tanto che mediamente nel corso del II e III trimestre 2022 i prezzi del gasolio in Italia risultano inferiori di oltre il 2% rispetto alla media UE (anche per gli interventi governativi).

*Frena il trend rialzista del prezzo industriale, nei nove mesi comunque più elevato di quasi l'80% sul 2021*

Nel III trimestre 2022 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 1,14 €/litro, in lieve contrazione rispetto all'1,17 del II trimestre (-2,6%), quando era invece cresciuto di oltre il 30% rispetto ai primi tre mesi dell'anno. Nel III trimestre frena quindi il trend rialzista osservato nella I metà dell'anno e nel corso dell'intero 2021, quando il prezzo aumentava del 30% rispetto al 2020. La Figura 5-10 mostra inoltre come lo scarto tra il prezzo industriale nazionale e quello medio UE sia andato progressivamente diminuendo, passando dai valori positivi del 2014 (più elevato in Italia), a scostamenti negativi a fine 2019 (-3%), un trend rafforzato nel successivo biennio: -5% nel 2020, -8,4% a fine 2021. In riferimento all'insieme dei primi nove mesi 2022, alla luce dell'incremento in Italia più marcato di quello UE, si rileva una progressiva attenuazione del divario, nel III trimestre solo lievemente inferiore a quello medio UE (-1,8%).

*In netta riduzione il peso delle tasse, il 38% nei mesi estivi, un dato in linea con la media dei Paesi UE*

Nel corso dei primi nove mesi del 2022, così come registrato nell'insieme del 2021, in Italia (come del resto in UE), si è registrata una ripresa congiunturale del prezzo industriale nell'insieme più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo (divario più ampio nel I semestre, decisamente

inferiore nel III trimestre). L'incidenza della tassazione risulta pertanto in riduzione, passando dal 66% di fine 2020 a 57% di fine 2021, scendendo fino al 38% nel II e III trimestre 2022. A partire dal mese di marzo, infatti, l'incidenza delle tasse è rapidamente diminuita passando dal 53,5% di fine febbraio al 37,8% di fine marzo, come risultato delle misure adottate dal Governo per contrastare il caro carburanti derivante dalla crisi ucraina, che prevedevano il taglio delle accise sui carburanti di 20 centesimi (oltre alla contestuale riduzione dell'Iva). Tale trend è proseguito fino al minimo di fine giugno (36,1%), per poi risalire fino al 38,9% di fine settembre.

Nel confronto internazionale, la tassazione nel nostro Paese nel II e III trimestre del 2022 è risultata mediamente in linea con quella media UE: la Figura 5-11 mostra come solo a inizio anno era ben al di sopra dell'incidenza media in UE di circa 6 punti percentuali, in linea con il +7% del 2021.

Figura 5-9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

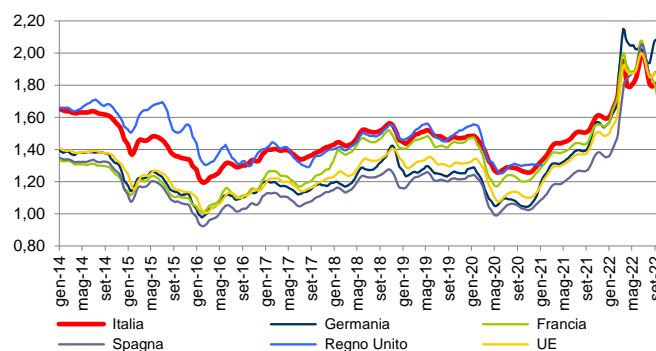


Figura 5-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

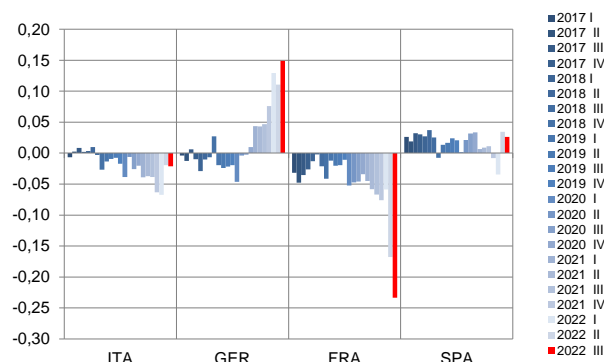
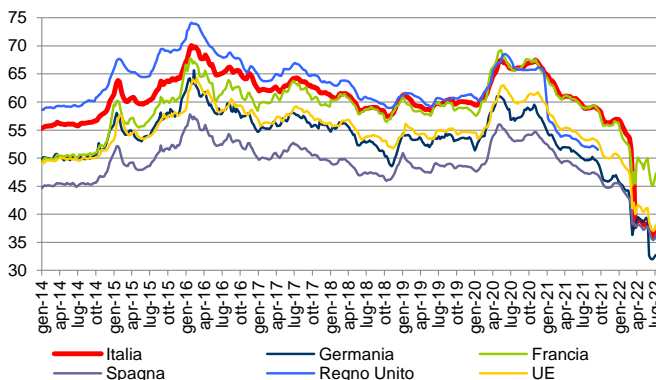


Figura 5-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)





### 5.3. Prezzi del gas naturale

*Nel periodo aprile-giugno dell'anno, dopo sette trimestri consecutivi, la rincorsa del prezzo del gas sembra fermarsi (-2%), stabilizzandosi comunque su un livello senza precedenti.*

Tra aprile e giugno, per la prima volta dopo quasi due anni, l'accelerazione del prezzo del gas sembra diminuire (Figura 5-12), realizzando una leggera riduzione congiunturale (-1,8%), attestando comunque il livello ad un valore che è pari a circa 1,8 volte quello di dodici mesi prima. Il prezzo sui mercati internazionali è naturalmente uno dei principali responsabili di questo andamento, come attesta la corrispondenza tra la curva relativa alla stima dei prezzi per le imprese (Figura 5-12) e quelle relative all'indice al TTF e alle quotazioni forward (Figura 5-13). In termini di struttura dei costi, la composizione delle voci rimane immutata rispetto al primo trimestre (Figura 5-15) con un peso preponderante dei servizi di vendita e il quasi azzeramento dell'incidenza degli oneri di sistema. La diminuzione degli oneri di sistema è legata alla riduzione della componente UG2 per la compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio. La componente della materia gas naturale è in leggera diminuzione, come risultato del ribasso della componente Cmem e di un lieve rialzo della componente di commercializzazione QVD. Se si guarda alla variazione rispetto al secondo trimestre del 2021 (Figura 5-15), la sola voce in diminuzione appare proprio quella relativa agli oneri di sistema, in dimezzamento. Nel trimestre, sul piano delle variazioni tendenziali, accanto al pressoché scontato aumento dei servizi di vendita (+220%), a partire dalla fine del 2021 si registra una simultanea crescita (oltre il 20%) della componente "trasporto, distribuzione e misura" (Figura 5-15).

*Nel periodo luglio-settembre riprende la corsa verso l'alto (+22% rispetto al secondo trimestre). Il prezzo del gas sostenuto dalle imprese è ora pari a 2,7 volte quello di dodici mesi prima.*

Torna ad aumentare il prezzo del gas nel terzo trimestre dell'anno in corso. Si stima per la classe di imprese con consumo annuo tra 1.000 e 10.000 GJ un valore intorno ai 33 € per GJ, più di un quinto superiore al dato di appena tre mesi prima, e pari al 170% circa di quello del terzo trimestre 2021. Le quotazioni al TTF riflettono chiaramente un aumento del costo internazionale (Figura 5-13), peraltro con accentuazione della tendenza nei mesi di luglio e agosto, con effetti quindi naturalmente non ancora scontati nelle tabelle tariffarie e nelle stime riportate nella Figura 5-12. L'intervento governativo finalizzato alla mitigazione degli effetti del rialzo del costo del gas si concentra ancora sulla riduzione degli oneri di sistema, sul mantenimento stabile dell'aliquota IVA e su un sistema di crediti d'imposta in ulteriore accrescimento. Il pacchetto di bonus in fatto di gas naturale attualmente previsto in favore delle imprese prevede crediti d'imposta in relazione alla spesa sostenuta per la componente energetica, tanto per le imprese gasivore quanto per quelle non gasivore. Per le prime nella misura del 10% e del 25%, rispettivamente in per il primo e per il secondo trimestre 2022. Per le imprese non gasivore si applica un credito d'imposta del 25% solo in ordine alla spesa del secondo trimestre. Il precedente tetto massimo ("de minimis") degli aiuti cumulati nell'arco di tre anni, posto a 200.000 euro, viene eliminato. Altro elemento di novità è relativo al sistema di adeguamento alle quotazioni del gas da parte dell'Autorità nella determinazione delle tabelle tariffarie, che dal 1° ottobre si baseranno sulla media dei prezzi effettivi del mercato all'ingrosso PSV italiano – anziché sulle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso – con una frequenza di aggiornamento mensile, non più trimestrale, per catturare più prontamente auspicati effetti delle politiche di contenimento al livello europeo.

Figura 5-12 Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

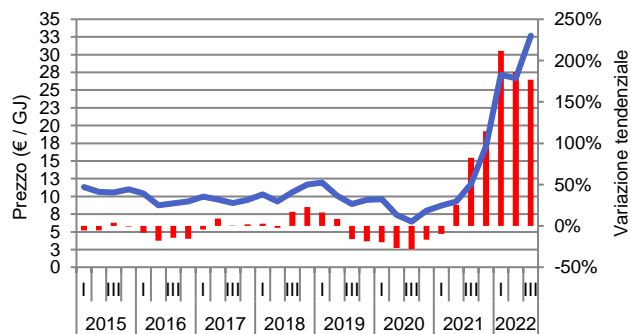


Figura 5-13 - Indice TTF (escluso settembre 2022) e quotazioni forward del gas presso il TTF (€/Smc).

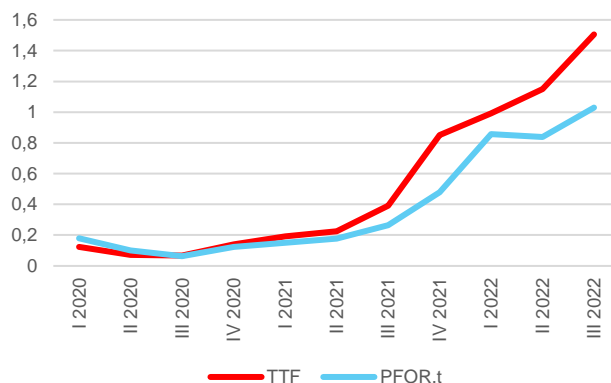


Figura 5-14 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx).

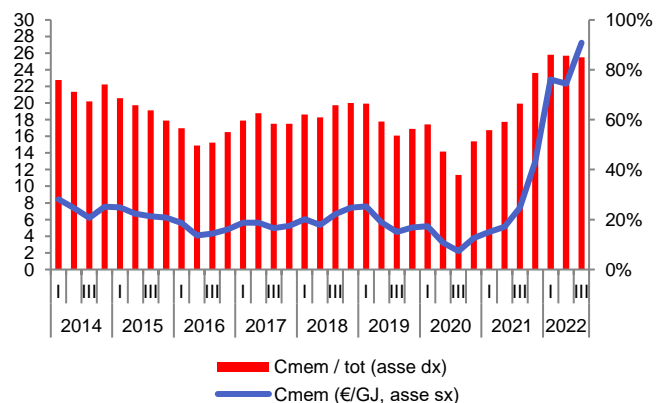
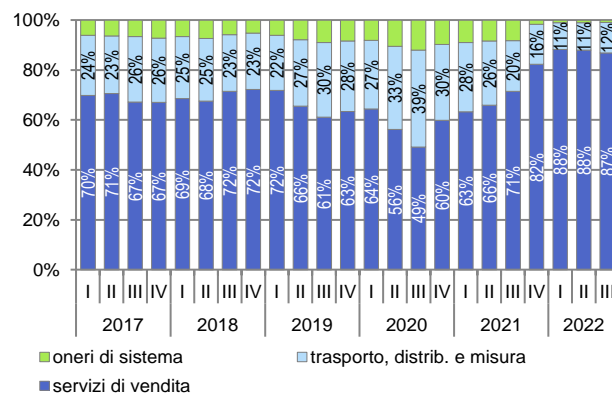


Figura 5-15 - Peso componenti Materia gas, Trasporto e gestione, Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a.





*Rimane invariata la composizione dei costi nel 2022, per l'87%-88% appannaggio dei servizi di vendita.*

In termini di struttura dei costi, la composizione delle voci rimane pressoché invariata dall'inizio dell'anno, con un peso preponderante dei servizi di vendita (87%-88%) e il quasi azzeramento dell'incidenza degli oneri di sistema (Figura 5-15). La diminuzione degli oneri di sistema è legata alla riduzione della componente UG2 per la compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio. Se si guarda alla variazione dall'inizio dell'anno (Figura 5-15), la sola voce in diminuzione continua ad essere proprio quella relativa agli oneri di sistema. Ancora sul piano delle variazioni tendenziali, accanto all'aumento dei servizi di vendita (ben più che triplicato), cresce la componente "trasporto, distribuzione e misura" (Figura 5-16).

*Il confronto tra ambiti territoriali nazionali indica la persistenza del divario dei costi dei servizi di trasporto, distribuzione e misura tra le zone geografiche.*

Il costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stimati per il terzo trimestre 2022, è in ulteriore aumento ovunque. Viene stimato un minimo di 3,6 c€/GJ per la zona Nord-Est fino ad un massimo di oltre 5 c€/GJ per la zona Sud (Figura 5-17). Calabria e Sicilia sperimentano quindi un costo relativo a tali servizi che si stima intorno al 16% del prezzo totale, contro un valore dell'11% della zona Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna.

*Nel secondo trimestre prezzi al consumo in lieve ribasso nella rilevazione comparata Eurostat dell'indice armonizzato. Nei mesi di luglio e agosto nell'indagine HEPI i prezzi al consumo a Roma sono stimati in ribasso, portandosi ad un livello che è il minore tra le principali capitali europee.*

Il dato relativo al doppio confronto, tra inflazione e prezzi del gas per le utenze domestiche, in Italia e nella media dei paesi dell'UE (Figura 5-18), indica come l'aumento della bolletta proceda in tutto il continente ad un passo ben superiore a quello dell'indice generale (HICP). Tale dinamica è molto accentuata in Italia, con un tasso d'incremento dei prezzi del gas che nel periodo aprile-giugno 2022 è pari ad otto volte quello dell'indice generale dei prezzi al consumo. Per il mese di luglio, ultimo dato disponibile nella rilevazione Eurostat, viene rilevata una relativa diminuzione dei prezzi del gas per il nostro paese, in controtendenza rispetto alla generalità dei paesi dell'Unione, ma anche al novero più ristretto di paesi della moneta unica. L'altra rilevazione campionaria solitamente riportata nella presente pubblicazione è quella dell'Household Energy Price Index (HEPI), per i prezzi al dettaglio per le famiglie nelle capitali europee, che fornisce un aggiornamento più rapido. Per i mesi di luglio e agosto 2022 a Roma si registra una diminuzione dei prezzi di una certa consistenza (Figura 5-19), proprio mentre nelle altre capitali prosegue la corsa verso l'alto. Il dato stimato per i mesi estivi si attesta così a 15,3 c€ per kWh, mentre a Berlino raggiunge il valore di 22,2 c€ per kWh. Pur nella diversità delle metodologie sottostanti, le rilevazioni Eurostat e HEPI sembrano quindi prospettare una relativa attenuazione degli effetti della corsa al rialzo per i mesi estivi. Da questi numeri sembrerebbe quindi che i forti aumenti dei prezzi del gas che si registrano in tutto il continente siano più contenuti in Italia, con ogni probabilità per effetto delle manovre di compensazione governative, con il risultato che le famiglie italiane pagano una bolletta relativamente meno cara rispetto alle omologhe europee.

Figura 5-16 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale).

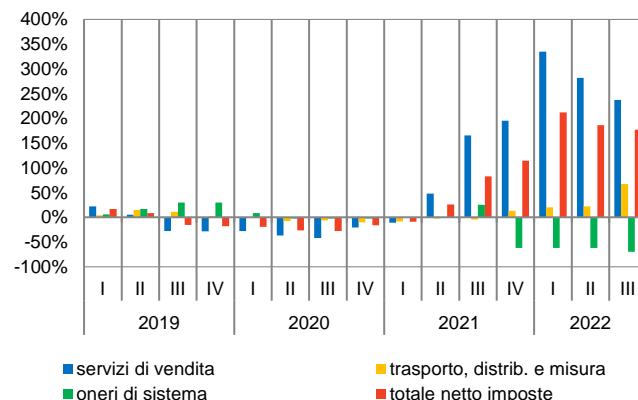


Figura 5-17 - III trimestre 2022. Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

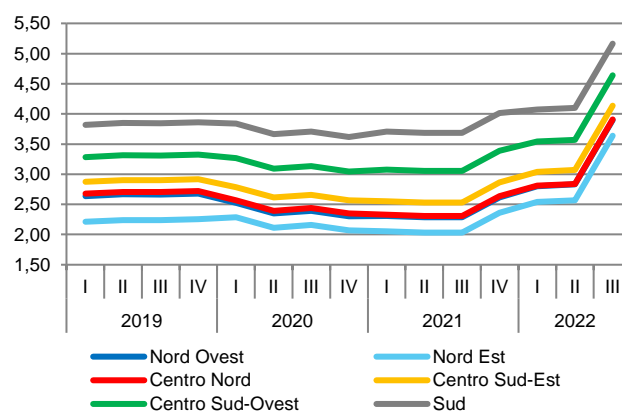


Figura 5-18 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).

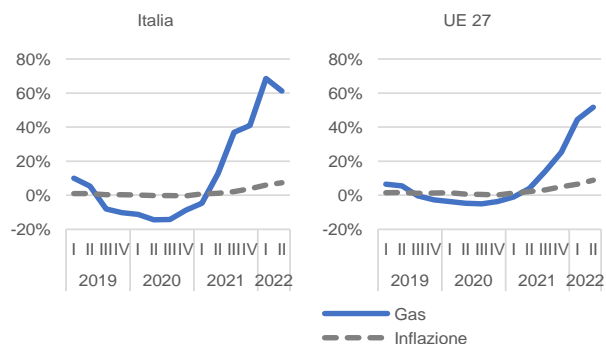
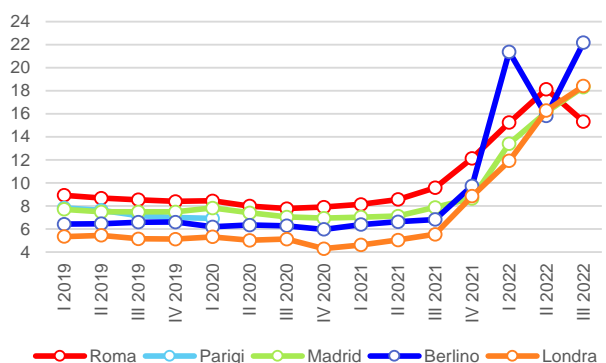


Figura 5-19 - Prezzi medi trimestrali (escluso il mese di settembre 2022) del gas naturale per i consumatori domestici nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti



## FOCUS - Il problema delle materie prime critiche per la transizione energetica

Alessandro Zini, Roberta Roberto, Bruna Felici, Patrizia Corrias

### Abstract

*Gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione dell'economia che l'Unione Europea si è data riposano sull'assunzione di un crescente ricorso a tecnologie che richiedono un intensivo uso di elementi naturali che per le loro proprietà chimiche e fisiche e per la loro resa economica sembrano difficilmente sostituibili in un breve orizzonte temporale. Alcuni di questi vengono annoverati tra le "materie prime critiche" (Critical Raw Material, CRM), in ragione del rischio circa la loro effettiva disponibilità e per la loro rilevanza sulle attività economiche.*

*In questa sede viene fornito un quadro sintetico delle principali questioni relative alle CRM, con particolare attenzione alla loro distribuzione geografica e a due parametri, il rischio di fornitura (SR) e l'importanza economica (EI). Particolarmente critica appare la prospettiva di alcuni "ecosistemi industriali" nell'Unione, e tra questi quello delle energie alternative, ma anche, in linea più generale, quello delle tecnologie di miglioramento dell'efficienza energetica in settori tradizionali. Molto forte appare la dipendenza dell'UE dall'estero per terre rare, metalli del gruppo del platino e litio (100%), per il tantalio (99%) e per il cobalto (86%), con la prospettiva di non poter soddisfare la domanda di veicoli elettrici e di componenti per la produzione di energia eolica al 2030.*

*L'analisi evidenzia inoltre come vi sia una significativa discrepanza tra le materie prime considerate critiche dall'UE e quelle che appaiono centrali per l'economia italiana, dove le CRM hanno un'incidenza sul PIL stimata pari al 32%, sull'export pari addirittura all'86%.*

*Sebbene la centralità delle materie prime in un'economia centrata sulle tecnologie verdi non sia forse paragonabile a quella delle fonti fossili nell'economia che abbiamo conosciuto fin qui, la scarsità delle materie prime critiche potrebbe risultare il vero collo di bottiglia per la transizione energetica, riproponendo il problema del controllo delle risorse anche in un sistema energetico low-carbon.*

### 1. Introduzione.

In questa sede si intende definire un quadro sintetico dello stato attuale delle materie prime critiche maggiormente implicate negli ambiti delle energie rinnovabili, ma anche, data la complessità delle interazioni tecnologiche e l'evidente sinergia, delle innovazioni che consentono maggiori rendimenti energetici nei diversi settori merceologici, come ad esempio componenti meccanici sempre più leggeri. Le istanze della transizione energetica e i piani di sviluppo finalizzati alla clean economy non sembrano poter fare a meno della disponibilità di minerali e metalli il cui grado di controllo può costituire il limite tra il successo e l'insuccesso. Mentre lo sviluppo tecnologico è in grado di proporre nel tempo soluzioni produttive e commerciali a maggiore efficienza energetica (ad esempio, la sostituzione tecnologica o un processo più efficiente), il tema del controllo della disponibilità delle materie prime non può essere pienamente eluso neppure da paesi ad alta produttività del capitale e ad elevato know-how. Rimane aperta tuttavia la possibilità che le materie prime critiche non diventino il "nuovo petrolio", mentre la stima del peso effettivo che queste potrebbero avere nel futuro appare oggetto di discussione nella letteratura.

### 2. La definizione operativa di "materia prima critica".

Normalmente, la definizione di "materie prime critiche" costituisce la conclusione di un complesso processo valutativo che prende in considerazione parametri di tipo tecnologico, economico, geopolitico e sociale, mediante il quale si individuano quegli elementi chimici di rilevanza strategica per le attività industriali, con un associato rilevante rischio di carenza dell'offerta globale e della disponibilità per i singoli stati. La natura valutativa sottesa si ravvede peraltro nelle differenti vedute da parte di diversi enti ed istituzioni. Ad esempio, lo studio della Commissione Europea del 2020 Study on the EU's list of Critical Raw Materials (Commissione Europea, 2020), a differenza del rapporto IEA del 2021 World Energy Outlook Special Report (IEA, 2021), non annovera tra le materie prime critiche per la transizione energetica il rame, il nickel, il cromo e lo zinco, seppure ampiamente impiegati nelle tecnologie per la produzione ed il trasporto dell'energia (settore eolico, fotovoltaico, solare a concentrazione, sistemi di accumulo e trasmissione). Secondo un recente studio (Öko-Institut, 2021), delle 30 materie prime critiche individuate dalla Commissione Europea, solo 6 hanno realmente un impatto critico sulle tecnologie verdi. Ancora, la natura valutativa si ravvede nella necessità di aggiornamento periodico dell'elenco delle materie prime critiche, in ragione del rapido mutamento del contesto di riferimento e della natura fortemente interdependente delle traiettorie tecnologiche. In sintesi, ciò che rende "critiche" alcune materie prime rispetto ad altre sono alcune caratteristiche, per lo più interdipendenti, descritte nel seguito.

- *Basso grado di sostituibilità tecnologica*

Condizione necessaria, ma non sufficiente, perché una materia prima venga reputata "critica" è la ridotta possibilità di individuare elementi alternativi al suo impiego, almeno in un orizzonte temporale non abbastanza ampio da consentire alle innovazioni tecnologiche di esercitare effetti sulla produzione e commercializzazione di nuove soluzioni.

- *Elevato rischio d'impresa e costo dei nuovi progetti*

Il settore estrattivo, e le fasi della catena del valore non solo della produzione, ma anche della trasformazione e raffinazione, presentano un'elevata intensità di capitale, un considerevole grado d'incertezza, nonché tempi molto lunghi per passare dalla progettazione alla prima produzione, anche per via di complesse procedure nazionali di autorizzazione. Secondo IEA, occorrono in media 16 anni per passare dalla fase del progetto a quella della prima estrazione delle materie prime critiche. Anche "la ripresa di un'attività mineraria ha bisogno di un tempo variabile tra 5 e 10 anni e, probabilmente, non sarebbe comunque sufficiente a soddisfare le richieste di forniture" (Fumanti e Demicheli, 2021). I tempi lunghi di realizzazione costituiscono un disincentivo all'investimento minerario, e un possibile fattore di aumento dei costi per insufficienza dell'offerta. Sul piano mondiale, il settore minerario appare generalmente sottocapitalizzato, e non sembra esclusa la possibilità per l'immediato futuro che i governi adottino politiche di incentivazione pubblica o che gli operatori

economici privati più grandi (ad esempio i giganti dell'industria automobilistica e/o della produzione di batterie) integrino almeno in parte il processo di estrazione mineraria.

- *Progressiva diminuzione della qualità degli elementi estratti, con rendimenti marginali decrescenti.*

Sussistono criticità anche in ordine alla qualità delle materie prime estratte, non solo alla quantità. Il problema è ben noto alla letteratura. Ad esempio, il tenore in rame delle estrazioni in Cile è diminuito del 30% negli ultimi 15 anni (IEA, 2021). La risposta più frequente è quella di ingrandire la miniera. Il processo richiede quindi un'intensità energetica maggiore e costi crescenti, proprio mentre la domanda internazionale aumenta, con ulteriore spinta al rialzo dei prezzi. "Maggiore è il tenore, minore è l'impronta ambientale. Più alto è il tenore, più piccolo sarà l'impianto di trattamento; minore sarà il consumo elettrico, minore sarà il bacino degli sterili, minori le emissioni di CO2 per unità di metallo prodotta" (Brussato, <https://www.reteresistenzacrinali.it/index.php/la-transizione-immaginaria>)

- *Concentrazione geografica e il possibile uso a fini di strategia internazionale degli stati.*

Le materie prime critiche si connotano per un elevato grado di concentrazione geografica mondiale della produzione. Leggermente minore, ma comunque a livelli elevati, è la concentrazione geografica nelle attività di raffinazione. Pare evidente, inoltre, una tendenza strategica nazionale di integrazione verticale dei processi di estrazione, trasformazione e raffinazione, con un ruolo di primo piano esercitato dalla Cina. Alti livelli di concentrazione delle risorse si associano al rischio di interruzione nella catena dell'offerta, per ragioni che vanno da incidentali difficoltà nella logistica e nel trasporto, fino a deliberate azioni come le restrizioni commerciali o l'uso politico negoziale da parte degli stati che ne detengono le quantità maggiori. Viene inoltre considerata in aumento la legittima tendenza dei governi locali ad imporre restrizioni alle compagnie minerarie, "attraverso codici minerari rielaborati, applicazione di tasse più elevate o verifiche sui requisiti ambientali, talvolta applicando restrizioni alle esportazioni, come in Indonesia o nella Repubblica Democratica del Congo, o introducendo una maggiore percentuale di azionariato statale delle miniere, come in Mongolia" (Brussato, 2021). Un'altra considerazione, che riguarda la generalità delle attività estrattive di minerali, riguarda la supposta instabilità politica degli stati produttori, il cui numero viene stimato intorno ai due terzi dei paesi del mondo (World Mining 2019, dato relativo al 2017).

- *Elevato grado di incertezza nelle stime quantitative e qualitative e, spesso, l'assenza di un mercato aperto*

La stima sulle riserve mondiali e sulla loro localizzazione è soggetta a frequenti revisioni, e spesso non si dispone di mappe geologiche aggiornate. Contribuisce all'incertezza la stima sulla qualità delle riserve stesse, a sua volta funzione anche dell'innovazione tecnologica se questa è in grado di introdurre nuove tecniche di estrazione, e dei costi ambientali. Soluzioni commerciali che impieghino un materiale che è soggetto ad ampie oscillazioni della produzione, e quindi dei prezzi, inglobano un grado d'incertezza elevato, per le imprese e per i paesi che vi facciano affidamento. Talvolta si assiste a meccanismi di circolarità, per i quali una diminuzione della domanda può generare una diminuzione dell'offerta e a sua volta questa può disincentivare la crescita della domanda per via di prezzi troppo elevati.

- *Alta intensità d'uso di risorse naturali (acqua, in particolar modo) e problema delle emissioni atmosferiche. Rischi per la biodiversità.*

Il settore minerario richiede un consumo di grandi quantità d'acqua, in particolare durante le fasi di estrazione e lavorazione dei minerali, e sua volta può provocare ricadute negative sulla falda idrica (fuoriuscite di sostanze, drenaggio acido, ecc.). A peggiorare il quadro, molte delle materie prime ricadono in aree geografiche nelle quali la pressione sulle risorse idriche è elevata. Ad esempio, più del 50% della produzione di litio e rame si concentra in zone come Australia, Cina e Africa soggette ad eventi estremi come siccità ed alluvioni. Le nuove efficienti tecniche di estrazione come la lisciviazione acida ad alta pressione (HPAL), richiedono un forte consumo di acqua e generano emissioni ambientali in quantità. Le pratiche di estrazione del cobalto prevedono l'impiego di esplosivi, che rilasciano agenti contaminanti dannosi per la salute umana ed animale. A sua volta, la diminuzione del tenore metallico che si registra per molte attività estrattive si accompagna alla pratica dell'ingrandimento della miniera e all'aumento delle emissioni ambientali per unità prodotta. L'argomento pare particolarmente delicato laddove le materie prime siano finalizzate proprio allo sviluppo di un'economia low-carbon. Per quanto riguarda poi l'impegno a riprendere o ad intensificare l'attività di estrazione mineraria in ambito europeo, criticità sussistono in merito al rischio di sfruttamento delle aree naturali protette, delle zone vulnerabili e degli ecosistemi fragili. "Se non si tiene conto delle implicazioni in termini di risorse delle tecnologie a basse emissioni di carbonio vi è il rischio che il trasferimento dell'onere della diminuzione delle emissioni ad altre parti della catena economica possa generare nuovi problemi ambientali e sociali, come l'inquinamento causato da metalli pesanti, la distruzione degli habitat o l'esaurimento delle risorse" (Commissione Europea, 2020). Un altro problema non trascurabile è quello relativo alla allocazione dei depositi degli sterili e alla loro messa in sicurezza

- *Accettabilità sociale delle attività di sfruttamento delle materie prime.*

La produzione e la raffinazione di materie prime chiama in causa anche il problema dell'accettazione sociale, in particolare modo delle comunità locali, e la conformità a standard di produzione ambientale e sociale, anche in relazione alle condizioni della manodopera impiegata, più stringenti. La tendenza delle nazioni più ricche - USA, Europa, ma anche Cina, recentemente - è quella di delegare le attività della raffinazione ai paesi meno ricchi. Gli stati produttori possono imporre un costo economico alle aziende minerarie per il rispetto degli standard. Un altro elemento di criticità è la frequente provenienza da zone di guerra (come ad esempio per il tantalio, estratto dal coltan, in Congo e in Ruanda). Va ricordato come in ambito UE il Regolamento (UE) 2017/821 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 maggio 2017, stabilisca obblighi in materia di dovere di diligenza nella catena di approvvigionamento per gli importatori dell'Unione di stagno, tantalio e tungsteno, dei loro minerali, e di oro, originari di zone di conflitto o ad alto rischio (Unione Europea, 2017).

- *Difficoltà di realizzazione di un mercato aperto. Tendenza al dominio dell'aspetto negoziale bilaterale nella transazione. Tendenza alla prevalenza del principio della gerarchia e dell'integrazione verticale nelle produzioni nazionali.*

Spesso, nel campo delle materie prime critiche fattori molto diversi tra loro sembrerebbero cospirare a favore del market failure. La forte concentrazione geografica; la rarità in natura; l'incertezza statistica sulla quantità e sulla qualità delle riserve; la complessità del processo di estrazione, trasformazione e raffinazione; il già citato problema degli elevati costi di investimento che gli operatori privati potrebbero trovare insormontabili; la formazione di monopoli e oligopoli di fatto; la presenza di asimmetrie informative; i frequenti interventi governativi; sono tutti elementi che concorrono alla formazione di mercati non competitivi, ove il prezzo della materia prima perde il valore segnaletico che tipicamente gli viene assegnato nell'economia di mercato. In queste circostanze sembra realizzarsi una situazione nella quale può divenire più conveniente procedere a transazioni off market, con il prevalere del momento politico-negoziale. Non a caso una frequente richiesta proveniente dai paesi importatori è quella dell'allungamento del termine contrattuale. Un'altra tendenza è quella all'integrazione verticale dei processi di estrazione, trasformazione e raffinazione, rispetto alla quale la Cina sembra aver fatto da apripista, ad esempio attraverso il ruolo degli investimenti diretti esteri, con il prevalere di logiche make piuttosto che buy.

### **3. La concentrazione geografica delle materie prime critiche e il problema della dipendenza dall'estero.**

La mappa di Figura 1 restituisce la quota di produzione mondiale media per le 21 CRM di maggior interesse, stimata in base ai dati più recenti, quali quelli forniti dalla United States Geological Survey (USGS) in relazione all'anno 2021. Per la stima della media ponderata a ciascuna materia prima critica è stato conferito un peso corrispondente al relativo valore di SR ed EI. La concentrazione geografica della ricchezza in termini di materie prime è di tutta evidenza. I primi quattro paesi sommano quasi il 69% della produzione mondiale. Di più, il primo paese, la Cina, con il 44%, si pone in netto dominio rispetto a tutti gli altri. Il dominio cinese è dato anche dall'ampiezza della gamma di CRM a disposizione: gallio, germanio, indio, magnesio, grafite naturale, scandio, silicio metallico, titanio, tungsteno, vanadio, terre rare. Il Brasile, decisamente distaccato (12%), occupa il secondo posto, con una specializzazione nella produzione di niobio (88% della produzione mondiale nel 2021, secondo USGS). Seguono, con una quota media ponderata stimata superiore al 5%, Repubblica Democratica del Congo (cobalto e tantalio), Federazione Russa (al primo posto per la produzione di palladio, con una buona estrazione di scandio e vanadio, e una più modesta, pari al 5% mondiale, di cobalto), USA (terre rare e berillio, rispettivamente il 15% e il 65%), Sudafrica (posizione dominante nel campo dei metalli del gruppo del platino, ad eccezione del palladio). Intorno al 3% è la quota dell'Australia (produzione di terre rare, litio, bauxite, cobalto, afnio) e della Turchia (borato). I dati relativi alla produzione mondiale, come quelli riportati fin qui, non esprimono tuttavia l'effettiva disponibilità delle risorse critiche da parte dei singoli paesi. La dominanza della Cina potrebbe essere superiore se si considera una storia decennale di politiche di investimenti diretti all'estero, come ad esempio in Congo per il cobalto, o in Australia e in America Latina per il litio, ancora in Australia, Congo, Perù e Cile per il rame, in Brasile per la grafite naturale e il manganese, in Australia, Guinea e Indonesia per la bauxite, in Brasile per il niobio (Energia, ottobre 2022). Occorre evidenziare come anche nel campo della raffinazione la Cina detenga una quota di assoluta importanza, per attività operanti sul proprio suolo, anche in ragione di politiche di salvaguardia ambientale meno stringenti che in Europa. Tra i paesi europei, va sottolineato che il dato relativo alla Francia è probabilmente sottostimato, dal momento che la produzione di afnio, suo punto di forza (più o meno la metà di quello estratto nel mondo), nelle statistiche USGS viene accorpato nella dicitura "altri paesi". Per i transalpini, inoltre, discreta è la produzione di indio e silicio metallico (intorno al 4% mondiale). Altri paesi europei che possono vantare una specializzazione sono Spagna (42% della quota mondiale di stronzio), Portogallo (con una modesta quota per litio e tungsteno, rilevante tuttavia si si prende in considerazione le dimensioni ridotte del paese). Stessa considerazione per il Belgio (indio), Irlanda (modeste quantità di bauxite), Germania (4% mondiale per il borato e 8% del gallio, dato quest'ultimo stimato dalla Commissione Europea), Austria (tungsteno), Ucraina (in particolare, scandio e titanio). Risorse minerarie di materie prime per le batterie, ovvero grafite, litio, cobalto, nickel esistono in Europa (in particolare, Spagna, Germania, Polonia, Austria e Repubblica Ceca), "situate in regioni che dipendono fortemente dalle industrie carbonifere o ad alta intensità di carbonio e in cui è prevista la costruzione di fabbriche di batterie" (Comunicazione della Commissione, COM(2020) 474 final). L'Unione Europea possiede peraltro una tradizione nel riciclo di metalli come il ferro, lo zinco, il platino, mentre per numerosi costituenti del novero delle CRM la percentuale di riciclo è ancora troppo bassa, o nulla (penultima colonna della tabella 2). A sottolineare la complessità e i paradossi del passaggio ad un'economia a zero emissioni, va osservato che il problema dell'insufficienza delle risorse potrebbe riguardare addirittura un paese come la Cina, stante l'impetuoso tasso di crescita della sua economia. L'autosufficienza cinese per quanto riguarda nickel, litio e cobalto è un obiettivo tutto ancora da raggiungere, se è vero che per coprire il fabbisogno nazionale il paese si rivolge alle importazioni rispettivamente per il 93%, il 65% e il 98%, mentre presso le autorità una certa preoccupazione serpeggia guardando alle intenzioni europee e statunitensi di costruire una catena di approvvigionamento a circuito chiuso per la produzione di veicoli elettrici, come ha dichiarato un dirigente dell'Associazione cinese dell'industria dei metalli non ferrosi (Ag. Reuters, 26 agosto 2022). La Belt and Road Initiative cinese richiede l'approvvigionamento delle materie prime per la sua green economy. Il paese che detiene tuttora la leadership nella produzione di catodi per le batterie dei veicoli elettrici teme il nascente nazionalismo delle risorse e il crescente protezionismo commerciale degli stati. Emblematicamente, tali dichiarazioni riportano l'attenzione al problema del controllo delle risorse nell'immediato futuro. Si può ricordare l'azione legale presso il WTO promossa dall'UE contro il protezionismo cinese, il blocco delle esportazioni cinese verso il Giappone come misura ritorsiva per controversie territoriali, e la concreta possibilità che le CRM diventino crocevia di strategie politiche negoziali internazionali. In ogni caso, la dipendenza dell'Europa dalle importazioni di prodotti estrattivi impiegati nella transizione energetica è molto alta. La domanda di terre rare utilizzate nei magneti permanenti nella UE potrebbe decuplicare entro il 2050. Nel 2030 la stessa Unione avrebbe bisogno, rispetto all'attuale approvvigionamento della sua intera economia, di una quantità di litio fino a 18 volte superiore e di una quantità di cobalto fino a 5 volte superiore. Per il 2050 si stima una quantità di litio necessaria 60 volte superiore e una di cobalto 15 volte superiore a quella attuale (Comunicazione della Commissione, COM(2020) 474 final). Particolarmente forte è la dipendenza dell'UE dall'estero per terre rare, metalli del gruppo del platino e litio (100%); per il tantalio (99%); per il cobalto (86%). Tutto questo sembrerebbe prospettare che l'UE al 2030 non sia in grado di soddisfare la domanda di energia eolica e veicoli elettrici (The European House - Ambrosetti, 2022).

#### 4. La situazione dell'Italia.

Per quanto riguarda più da vicino l'Italia, il paese non gode di una grande disponibilità di CRM, ma non si può affermare che ne sia completamente sprovvisto. L'uso del dubitativo è d'obbligo, poiché non esiste ufficialmente una carta mineraria aggiornata che tenga conto anche dei giacimenti potenziali (Fumanti e Demicheli, 2021). Concentrazioni interessanti di germanio sono state individuate in Sardegna e Friuli. Potenziali riserve di bauxite vengono stimate per l'Italia. Uno studio recente (Dini et al., 2022) prospetta un potenziale di litio di ottimo tenore ricavabile dai fluidi profondi rinvenibili nella "fascia vulcanico-geotermica peritirrenica (Toscana-Lazio-Campania)" e in quella della "catena appenninica (da Alessandria fino a Pescara)". Visti i lunghi tempi di attivazione dell'attività mineraria, si è tuttavia propensi a credere che nel medio periodo la dipendenza dell'Italia dall'estero difficilmente possa venir compensata dalle risorse nazionali potenziali. Per quanto riguarda le produzioni effettive, si ricordano tra le altre quella dell'acido borico attraverso le fonti geotermali e quella di indio (per una quota dello 0,67% della produzione mondiale nel 2017, World Mining Data, 2019). La disponibilità di CRM ha comunque un forte impatto sull'economia italiana. Per il paese si stima che le prime 30 materie prime, sulle 80 prese in analisi dalla Commissione Europea - quindi non soltanto quelle che hanno a che fare più direttamente con l'economia low-carbon - generino un valore aggiunto pari a 564 miliardi di euro, circa il 32% del PIL. Si tratta di un'incidenza che è la più alta in Europa (The European House - Ambrosetti, 2022), e che può essere spiegata in buona parte dalla rilevanza delle materie prime sulla manifattura industriale e dal relativo contributo dell'export alla generazione del PIL. In particolare, essendo elementi di consolidato utilizzo in settori come la gioielleria, l'odontoiatria e l'industria automobilistica, non stupisce che il contributo alla generazione di valore aggiunto da parte delle importazioni di tre platinoidi (palladio, rodio e platino), sommato a quello relativo all'alluminio, possa essere stimato al 6,1% del PIL italiano (The European House - Ambrosetti, 2022). Diverso è invece il quadro che si registra quando il paese sia despecializzato nella produzione di particolari manufatti, in altri termini, quando la dipendenza sia di tipo tecnologico prima ancora che di disponibilità di materie grezze. In questi casi, paradossalmente, si può assistere ad un deficit commerciale non rilevante riguardo un singolo minerale o metallo, proprio perché non esistono produzioni nazionali che ne facciano utilizzo. Si pensi, ad esempio, al litio. L'Italia importa modeste quantità di litio (intorno a 11 milioni di euro nel 2021), ma in compenso importa il prodotto finito che ne fa il maggiore impiego - gli accumulatori agli ioni di litio - per un ingente valore (oltre 1 miliardo di euro nel 2021). Tutto ciò sembra ricondurre al tema del grado di specializzazione produttiva del paese e alle scelte di politica industriale, in particolar modo rispetto all'alternativa make or buy. I dati di commercio estero relativi ai prodotti finiti, o a componenti essenziali, che afferiscono al campo delle energie alternative segnalano un passivo di oltre 2 miliardi e 300 milioni di euro per il 2021 (ENEA, 2022). Sembrerebbe quindi che complessivamente il sistema paese preferisca importare dall'estero il manufatto industriale che contribuisce ad un'economia low-carbon piuttosto che produrlo in proprio, anche se sussistono rilevanti eccezioni (come nel solare termico) ed esempi di produzioni nazionali (ad esempio nel fotovoltaico, o nei veicoli elettrici). Alla luce dell'apparente stallo del modello di globalizzazione che si è delineato nei tempi più recenti, e alla luce della intrinseca natura "critica" delle CRM, tuttavia proprio l'opzione buy potrebbe rivelarsi problematica. Nello stesso tempo il tema del modello di specializzazione nazionale apre un'altra questione, quella della particolare posizione dell'Italia rispetto ai paesi europei, anche sul piano negoziale. Un elemento definito "critico" nella visione della Commissione Europea non è detto che sia altrettanto "centrale" per l'economia italiana, e viceversa. Un recente studio (CRIET, 2022) individua un elenco di "materie prime strategiche" nazionali, per le quali "l'accezione di criticità si lega alla rilevanza e all'influenza esercitate sul sistema produttivo nazionale, che costituisce l'ossatura del Paese". Nel 2020 le prime dieci materie prime importate dall'Italia sono risultate: bauxite, oro, argento, rame, nickel, zinco, metalli del gruppo del platino, titanio, cromo, carbon coke (CRIET, 2022). Alcune di esse si riconducono maggiormente all'industria della gioielleria, al settore metallurgico, alla meccanica di precisione, alla industria aerospaziale, chimica e alla produzione di apparecchi elettromedicali. Di queste dieci "materie prime strategiche" solo quattro (bauxite, metalli del gruppo del platino, titanio, carbone da coke) compaiono anche nell'elenco delle "materie prime critiche" stilato dalla Commissione Europea (Commissione Europea, 2020). Per converso, ad un metallo come l'oro, seconda materia prima per valore dell'import italiano, nello studio comunitario viene attribuito un basso rischio di disponibilità e una bassa importanza economica. Ad altri elementi come l'argento, lo zinco, il rame, il nickel e il cromo viene attribuita una certa importanza economica, ma si ritiene che per questi la disponibilità globale sia sufficiente, e pertanto non se ne ravvede criticità. Va pure sottolineato come l'impostazione dell'analisi della Commissione sottesa alla redazione del documento sulle CRM sia di tipo particolare, spiccatamente valutativa e prospettica, tale da ricondurre la "criticità" di un elemento non solo ad una dipendenza di tipo commerciale e all'attuale centralità in termini di creazione di ricchezza, ma anche alla sua rilevanza in termini di raggiungimento di obiettivi comunitari strategici, senza trascurare altri criteri suaccennati, come ad esempio, la sua rarità o la mancanza di un mercato liquido. Sul piano pratico, tuttavia, se l'UE non considera "critiche" alcune materie prime che appaiono "centrali" per l'economia italiana, si apre un "ragguardevole fronte di discussione, non solo economico" (CRIET, 2022). Una diminuzione della loro disponibilità e/o un aumento dei prezzi avrebbe effetti sulla propensione ad investire soprattutto sulle piccole e medie imprese. Il suggerimento degli autori dello studio è allora quello di prestare attenzione anche a questo novero di minerali e metalli, possibilmente con iniziative sostenute a livello europeo.

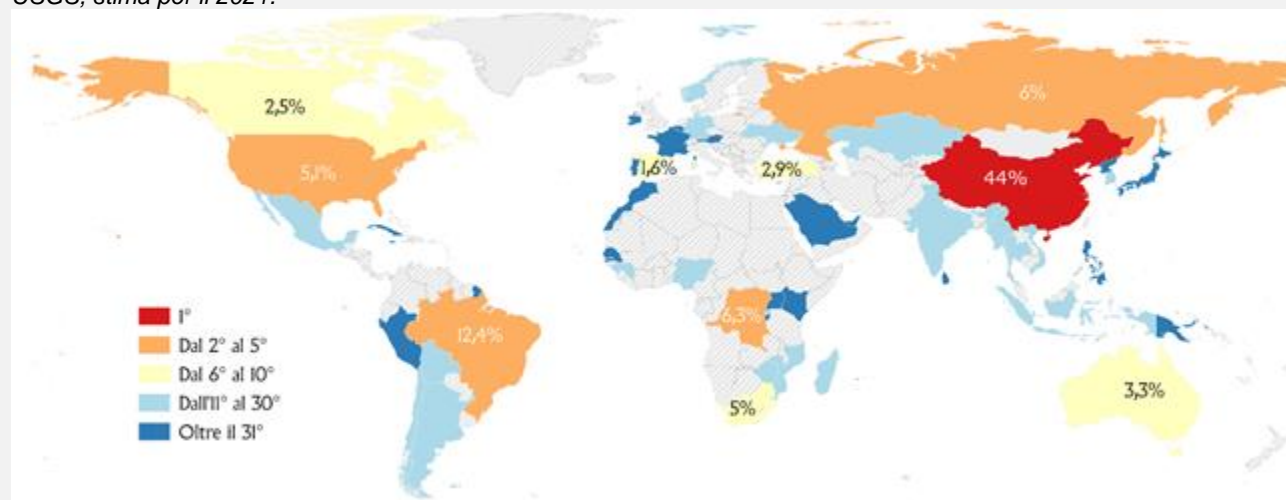
#### 5. Conclusioni

Un paese che, come l'Italia, occupi una posizione al fondo di questa speciale classifica si trova nella necessità di adottare contromisure, la maggior parte delle quali non esente da ostacoli e conseguenze indesiderate: la sostituzione tecnologica con materie meno critiche, che tuttavia può tradursi in una minore efficienza del processo; il ricorso alle produzioni nazionali, che potrebbe scontrarsi con il problema dell'accettazione delle popolazioni locali, ma anche con i lunghi tempi di realizzazione; la diversificazione geografica degli approvvigionamenti e una, mai banale, "diplomazia economica ed energetica con i paesi terzi" (Commissione Europea, 2020); il rafforzamento degli strumenti di politica commerciale (ad esempio, nell'UE, gli accordi di libero scambio); l'uso degli strumenti consortili europei; gli investimenti diretti all'estero, che potrebbero richiedere una politica di finanziamenti ad hoc (ad esempio, con un ruolo esercitato dalla Banca Europea degli Investimenti); l'avvio quantomeno di una organica politica di restituzione di dati geologici robusti, in particolare sulle riserve potenziali e il loro grado di disponibilità; il risparmio energetico; le politiche strutturali di riciclo e riuso, anche prevedendo l'introduzione di un principio di responsabilità estesa del produttore di alcuni prodotti finiti, come le batterie e le apparecchiature elettriche ed elettroniche. Una considerazione va posta sul concetto di dipendenza dell'economia futura



dalle materie prime critiche. Al riguardo, la definizione che spesso ricorre circa le materie prime critiche come il “nuovo petrolio” non sembra del tutto pacifica (Giuli, 2020). Secondo alcune stime, la centralità delle materie prime in un’economia centrata sulle tecnologie verdi non sarebbe paragonabile a quella delle fonti fossili nell’economia che abbiamo conosciuto fin qui. Il mercato delle materie prime potrebbe valere appena una frazione di quello petrolifero (nel 2040 potrebbe essere pari al 3% di quello petrolifero del 2016, Manberger e Johansson, 2019). Altri studi tendono a ridimensionare il peso delle tecnologie verdi nell’acquisizione delle CRM (Öko-Institut e.V. 2021), rispetto alla prospettiva della Commissione Europea. Inoltre, alcune caratteristiche tecniche delle materie prime in oggetto sembrerebbero sottolineare il grado di flessibilità di un’economia centrata sulle tecnologie verdi. In primo luogo, quella del riciclo dei metalli è una possibilità che le fonti fossili non concedono, e la stessa bassa percentuale raggiunta allo stato corrente per alcune CRM può essere letta in chiaroscuro, come prospettiva di miglioramento. In secondo luogo, la facilità di stoccaggio di minerali e metalli è in genere più elevata di quella del gas o del petrolio. Le CRM non richiedono nemmeno un flusso commerciale ininterrotto, essendo caratterizzate da una domanda ciclica (Giuli, 2020), e sono connotate da volumi fisici bassi, con tutte le conseguenze in termini di onerosità economica ed ambientale del trasporto. In terzo luogo, i margini dell’innovazione tecnologica per l’aumento dei rendimenti, per la sostituzione di materie più costose con altre meno costose e per il riciclo sono ragionevolmente elevati. Una nota ottimistica al riguardo pare la considerazione di molti analisti del settore secondo la quale proprio l’ascesa del costo marginale delle materie prime eserciterebbe una positiva spinta sulla ricerca ed applicazione delle tecnologie - ma anche delle pratiche - del riciclo, rendendo in prospettiva più conveniente quest’ultimo rispetto alla loro estrazione, trasformazione, raffinazione ed importazione. A condizione che diventi oggetto di progettualità politica, il problema della criticità di queste risorse potrebbe quindi auspicabilmente riguardare più che altro l’orizzonte temporale vicino, senza ostacolare il percorso della transizione energetica e senza riproporre necessariamente una nuova versione di un ordine politico mondiale fondato sulla dipendenza tra le nazioni.

Fig. 1 – Quota di mercato media mondiale ponderata nelle CRM implicate nelle energie rinnovabili e nelle tecnologie low-carbon. I pesi riflettono il grado di importanza economica (EI) e il rischio di disponibilità (SR). Elaborazione da dati USGS, stima per il 2021.



#### Riferimenti

- Brussato G, 2021, Il nazionalismo delle risorse può far deragliare il treno della transizione, testo disponibile in <https://www.rivistaenergia.it/2021/10/cresce-il-nazionalismo-delle-risorse-e-rischia-di-far-deragliare-il-treno-della-transizione/>
- Commissione Europea, 2020, Study on the EU's list of Critical Raw Materials
- Commissione Europea, 2020, COM(2020) 474 final, Resilienza delle materie prime critiche: tracciare un percorso verso una maggiore sicurezza e sostenibilità. Bruxelles 03/09/2020.
- CRIET, 2022
- ENEA, 2022, Analisi trimestrale del sistema energetico italiano, 1/2022
- Dini A., Lattanzi P., Ruggieri G., Trumpy E., 2022, Lithium Occurrence in Italy - An Overview. Minerals 2022, 12, 945
- Euromines, 2019, The raw materials contribution to the implementation of the EU Sustainable Finance Action Plan. Federal Ministry Republic of Austria, Sustainability and Tourism
- Euromines, 2019, World Mining Data 2019, <http://www.world-mining-data.info/wmd/downloads/PDF/WMD2019.pdf>  
Available at: <http://www.euromines.org/news/euromines-position-on-the-eu-sustainable-finance-action-plan>
- European Commission, Study on the EU's list of Critical Raw Materials (2020). doi: 10.2873/631546
- Fumanti F, Demicheli L., I giacimenti di CRM in Italia e in Europa, ISPRA, Servizio geologico nazionale. Presentazione all'evento organizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico (DGPIIPMI), dall'ENEA e dal Tavolo Nazionale Materie Prime Critiche nell'ambito dell'edizione 2021 di Ecomondo - 29 ottobre 2021.
- Giuli M., 2020, Cinquanta sfumature di verde, in Limes, 12/2020.
- Hund K., La Porta D., Fabregas T. P., Laing T., Drexhage J., (World Bank Group), 2020, Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition, 2020.
- IEA, 2021, World Energy Outlook Special Report, The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

Manberger, A., Johansson, B., 2019, The geopolitics of metals and metalloids used for the renewable energy transition, Energy Strategy Review, n. 26, 2019.

Öko-Institut e.V., 2021, Green technologies and critical raw materials, Strategies for a circular economy. Policy Brief, 14/06/2021.

S&P Global, 2022, The Future of Copper: Will the looming supply gap short-circuit the energy transition?, IHS Markit, 2022

Unione Europea, 2017, Regolamento (UE) 2017/821 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 maggio 2017, G.U. L 130 del 19.5.2017.

The European House – Ambrosetti, 2022, Gli scenari evolutivi delle materie prime critiche e il riciclo dei prodotti tecnologici come leva strategica per ridurre i rischi di approvvigionamento per l'Italia. Position Paper, giugno 2022.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

[enea.it](http://enea.it)

Dicembre 2022