

ENEA

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

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

III trimestre 2024



3/2024

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2024

n. 3/2024

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2024

n. 3/2024

2024 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)

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Vittoria Battaglia, Andrea Colosimo, Livio De Chicchis

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: V. Battaglia, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 5: L. De Chicchis

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione	6
1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano.....	6
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED).....	6
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia	8
2.1. Consumi di energia primaria.....	8
2.2. Consumi finali di energia.....	9
3. Decarbonizzazione	10
4. Sicurezza del sistema energetico	11
4.1. Sistema petrolifero	11
4.2. Sistema del gas naturale	13
4.3. Sistema elettrico	16
5. Prezzi dell'energia.....	18
5.1. Prezzi dell'energia elettrica.....	18
5.2. Prezzi del gas.....	20

Sintesi dei contenuti

Nell'Eurozona energia primaria in marginale ripresa nel III trimestre ma in calo dell'1% nei nove mesi, emissioni CO₂ in calo del 4% grazie al crollo del carbone

- Nel III trimestre dell'anno l'economia dell'area euro ha mostrato segnali di leggera ripresa (+0,4% la crescita congiunturale del PIL), ma la crescita acquisita per l'intero 2024 resta modesta, sui livelli del 2023 (+0,5% circa). In particolare, sull'intera area continua a pesare la performance molto negativa dell'economia tedesca (-0,2% nei primi nove mesi dell'anno), frenata dalla produzione industriale che lungo tutto l'anno si è mantenuta in calo di circa il 5% rispetto a un anno prima. Sui mercati dell'energia all'ingrosso il prezzo del gas è tornato ad aumentare su base tendenziale (+7% il TTF rispetto a un anno prima), tornando a stabilirsi al di sopra dei 40 €/MWh da ottobre, mentre sulle borse elettriche europee, nonostante aumenti anche significativi sul II trimestre (in Spagna e Francia), i prezzi del III trimestre sono rimasti ovunque ben al di sotto dei livelli di un anno prima, con l'unica eccezione dell'Italia, dove il prezzo è risultato maggiore del 5%.
- In questo quadro i consumi di energia primaria dell'eurozona sono stimati in leggera ripresa, con un aumento marginale nel III trimestre che non compensa però il calo del I semestre, per cui nei primi nove mesi del 2024 si stima una flessione di circa l'1%.
- Nell'insieme dei primi nove mesi si registra un calo drastico dei consumi di carbone (-20%) e uno più contenuto di quelli di gas naturale (-5%), mentre sono rimasti invariati i consumi di petrolio ed è invece in forte aumento la produzione di elettricità da fonti rinnovabili (+15% circa) e nucleare (+6%). La riduzione dell'intensità carbonica dell'energia conseguente al cambiamento del mix di fonti ha portato a una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa il 4% nei primi nove mesi, con cali trimestrali che sembrano però via via più contenuti (nel 2023 il calo era stato del 6%).

In Italia domanda di energia in ripresa nel III trimestre: +2% i consumi finali, guidati da trasporti e civile. Tra le fonti primarie carbone ancora in calo drastico (-40%), rinnovabili elettriche ancora in aumento netto (+8%), ma molto inferiore a quello della prima metà dell'anno, torna ad aumentare il gas

- In Italia i consumi di energia primaria hanno registrato una buona ripresa nel III trimestre: +1% se stimati con la metodologia Eurostat (come fatto per l'Eurozona), mentre l'aumento risulta anche superiore al +2% nella stima effettuata con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018¹. Nell'insieme dei primi nove mesi l'energia primaria resta comunque in calo di circa l'1% se stimata con il metodo Eurostat, mentre risulta in aumento dell'1% nel caso della stima con il metodo MISE.
- Il dato dei consumi finali di energia, che non risente delle diverse metodologie di stima, conferma la ripresa del III trimestre (+2%), guidata dagli aumenti nei trasporti, nel settore civile e nei bunkeraggi, compensati solo in parte dal nuovo calo dei consumi industriali, coerente con quello della produzione industriale. I dati dell'ultimo trimestre sono in linea con quelli relativi all'insieme dei primi nove mesi: consumi dei trasporti in chiaro aumento (+3% circa), aumento più contenuto nel settore civile (inferiore all'1%), netto calo dei consumi industriali (-2%).
- La dinamica della domanda di energia è stimata coerente con quella dei suoi principali driver (PIL, produzione industriale, mobilità, clima): nel III trimestre il PIL, stazionario sul trimestre precedente, è aumentato dello 0,4% sul III trimestre 2023, e impulsi positivi sono venuti anche dal nuovo aumento degli indicatori di mobilità (sia stradale sia aerea) e ancor più dal clima estivo più caldo di un anno prima. A frenare la domanda di energia resta invece la performance molto negativa dell'industria, con la produzione industriale dei beni intermedi giunta al decimo calo trimestrale consecutivo (-2,5% nell'insieme dei primi nove mesi), sempre penalizzata dalla crisi dell'economia tedesca e dai prezzi dell'energia sempre su valori storicamente elevati, e per di più di nuovo in aumento nel III trimestre.
- In termini di fonti, nel III trimestre è proseguito il drastico calo dei consumi di carbone (-40%), ma sono invece aumentati i consumi di tutte le altre fonti: +2,5% il petrolio, spinto dalla crescita della mobilità, +3% il gas, in ripresa nella generazione elettrica, +8% le rinnovabili (che erano però cresciute del 25% nel primo semestre), grazie soprattutto alla ripresa dell'idroelettrico. Nell'insieme dei primi nove mesi il carbone è in calo di oltre 2 Mtep, il gas resta in calo di circa 1 Mtep, mentre sono in aumento il petrolio (+0,5 Mtep) e soprattutto le rinnovabili elettriche (+3,8 Mtep se stimate con il partial substitution method, +18%) e le importazioni nette di elettricità (+0,3 Mtep).

Nel III trimestre si è quasi arrestato il calo delle emissioni (inferiore all'1%), e scende al -5% la flessione dei primi nove mesi. Restano in calo le emissioni dei settori ETS, tornano ad aumentare quelle dei settori non-ETS. Ne risulta penalizzato l'indice della transizione energetica ISPRED (-5%)

- Le emissioni di CO₂ hanno registrato nel III trimestre l'ottava variazione tendenziale negativa su base trimestrale, ma la flessione rispetto a un anno prima è risultata questa volta marginale (inferiore all'1%), a fronte del calo del 7% registrato nel I semestre. A determinare il calo è stato il persistente crollo dei consumi di carbone nella termoelettrica, cui però stavolta non si è sommato il calo dei consumi di gas, tornato come si è visto ad aumentare. La contrazione delle emissioni resta comunque concentrata nel settore elettrico, dove la quota di generazione da fossili è scesa nel semestre al 46%, nuovo minimo storico, inferiore di 6 punti percentuali rispetto al precedente minimo storico (del 2023). Arrivano invece al quarto aumento trimestrale consecutivo (+2%) le emissioni dei settori non-ETS (industria non energivora, terziario, residenziale e trasporti), perché l'aumento nei trasporti più che compensa i cali nell'industria e nel civile.
- La decisa frenata nel trend di calo delle emissioni ha un impatto fortemente negativo sull'indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia, Decarbonizzazione), che valuta l'andamento della transizione energetica italiana sulla base di un ampio insieme di indicatori rappresentativi delle tre dimensioni del cosiddetto trilemma energetico. L'indice relativo alla

¹ La differenza tra le stime prodotte dai due metodi è legata alla convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili: il metodo del "physical energy content" nel primo caso, il "partial substitution method" nel secondo caso. N.B.: nel resto dell'Analisi trimestrale ENEA la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita valorizzando l'elettricità rinnovabile con il "partial substitution method", per coerenza con la serie storica dei bilanci energetici prodotti dal Ministero dello Sviluppo Economico a partire dagli anni settanta del secolo scorso e fino al 2018.

componente *Decarbonizzazione* è infatti ora sceso al minimo della serie storica, perché nonostante la dinamica positiva dei settori ETS l'attuale traiettoria delle emissioni dei settori non-ETS non è mai stata così lontana da quella coerente con gli obiettivi 2030: nei prossimi sei anni le emissioni in questione dovrebbero ridursi del 5% medio annuo, a fronte del +1% degli ultimi dodici mesi (e il -1% medio annuo dell'ultimo quinquennio). E anche la crescita delle fonti rinnovabili resta decisamente inferiore a quella delineata nel recente PNIEC.

Migliorata la sicurezza del sistema europeo del gas, ma nel prossimo inverno restano possibili scenari di difficile soddisfacimento della domanda

- Rispetto al III trimestre 2023 l'ISPRED risulta invece in leggero miglioramento nelle dimensioni *Sicurezza energetica e Prezzi dell'energia* (Figura 1-4). Nel primo caso il miglioramento riguarda in particolare il sistema gas, che arriva all'inverno 2024-'25 con livelli di domanda contenuti e stoccaggi molto elevati. Ciononostante, secondo l'ultimo Winter Outlook di ENTSO-G, in uno scenario di azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline e inverno freddo o bassa disponibilità di GNL potrebbero risultare necessarie misure aggiuntive pari al 15% della domanda per evitare il rischio di demand curtailment.
- Nel caso dei *Prezzi dell'energia* si registrano segnali contrastanti, spiegabili in parte con il lag temporale che separa i prezzi al dettaglio da quelli registrati sui mercati all'ingrosso: per un verso, secondo gli ultimi dati Eurostat i prezzi al dettaglio anche nel I semestre 2024 si sono ridotti in Italia più che negli altri principali paesi dell'area euro, continuando il trend del 2023, sia nel caso del gas sia dell'elettricità; per un altro verso, anche nell'ultimo trimestre si è ulteriormente ampliato il premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (119 €/MWh in media) rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei (meno di 80€/MWh in Germania e Francia, circa 50 €/MWh in Spagna). Resta inoltre molto negativa la situazione della produzione industriale dei settori più energy intensive, sebbene nel 2024 la flessione sia stata finora più contenuta del crollo degli ultimi due anni (mentre la flessione si è invece intensificata nell'insieme dell'industria manifatturiera).

1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano

Nell'Eurozona si ferma la contrazione dei consumi di energia, ma emissioni ancora in calo (-3%)

- Nel III trimestre dell'anno l'economia dell'area euro ha mostrato segnali di leggera ripresa (+0,4% la crescita congiunturale del PIL), ma la crescita acquisita per l'intero 2024 resta modesta, sui livelli registrati nel 2023 (+0,5% circa). In particolare sull'intera area continua a pesare la performance molto negativa dell'economia tedesca (-0,2% nei primi nove mesi dell'anno), frenata dalla produzione industriale che lungo tutto l'anno si è mantenuta in calo di circa il 5% rispetto a un anno prima. Unico segnale positivo è che dopo due anni molto negativi sembra essersi fermata la caduta della produzione dei quattro settori più energy intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), anche in Germania, dove comunque negli ultimi dodici mesi la produzione media è stata inferiore di circa il 17% rispetto al 2021 (e -10% rispetto al 2020).
- Sui mercati dell'energia all'ingrosso, dopo che nella prima metà del 2024 era continuata la discesa dei prezzi avviata nel 2023, senza tuttavia che questi tornassero sui livelli pre-crisi 2022, il prezzo del gas è tornato ad aumentare su base tendenziale (+7% il TTF rispetto a un anno prima), tornando a stabilirsi al di sopra dei 40 €/MWh da ottobre, mentre sulle borse elettriche europee, nonostante aumenti anche significativi sul II trimestre (in Spagna e Francia), i prezzi del III trimestre sono rimasti ovunque ben al di sotto dei livelli di un anno prima, con l'unica eccezione dell'Italia, dove il prezzo è risultato maggiore del 5%.
- In questo quadro i consumi di energia primaria dell'eurozona sono stimati in leggera ripresa nel III trimestre (Figura 1-1), con un aumento marginale che non compensa però il calo del I semestre, per cui per l'insieme dei primi nove mesi dell'anno si stima un calo di poco più dell'1%. Il calo tendenziale dei consumi di carbone si è un po' ridimensionato nel corso dell'anno (dal -27% del I trimestre al -13% del III), ma a fine 2024 i consumi di carbone saranno pari a meno di 1/3 di quelli del 2017, anno di inizio della discesa. Nel III trimestre si è ridimensionata anche la contrazione della domanda di gas (-2%). Nei nove mesi il gas è comunque in calo del 5%, mentre sono invariati i consumi di petrolio ed è invece in forte aumento la produzione di elettricità da fonti rinnovabili (+15% circa) e da nucleare (+6%).
- La riduzione dell'intensità carbonica dell'energia conseguente al cambiamento del mix di fonti ha portato a una riduzione delle emissioni di CO₂ di circa il 4% nei primi nove mesi, anche in questo caso con cali trimestrali che sembrano però via via contenuti (nel 2023 il calo era stato del 6%). Continua dunque ad allargarsi il divario tra la traiettoria seguita dalle emissioni e quella coerente con il raggiungimento del target 2030, che richiederebbe una riduzione media annua superiore di circa il 7% (Figura 1-2).

Figura 1-1 – Consumi di energia primaria per fonte nell'Eurozona, variazione tendenziale (Mtep)

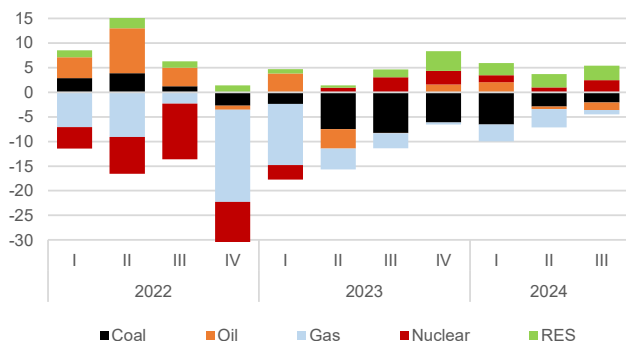
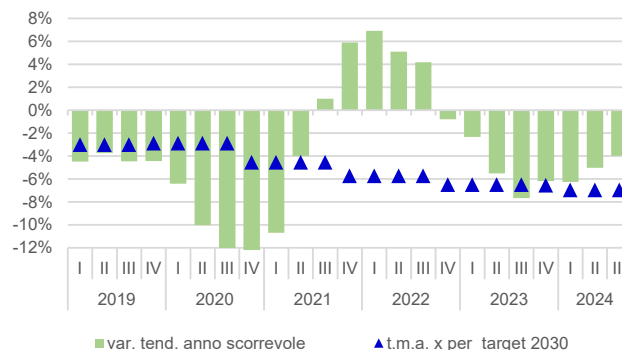


Figura 1-2 - Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – variazioni tendenziali (%) e tasso medio annuo di variazione delle emissioni necessario per il target 2030



1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)²

ISPRED fortemente penalizzato dalla frenata nel calo delle emissioni

- In Italia i consumi di energia primaria hanno registrato nel III trimestre una buona ripresa, +1% se stimati con la metodologia Eurostat (per confronto con il dato Eurozona), oltre il +2% se stimati con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018 (vedi nota 1). Anche il dato dei consumi finali di energia, che non risente delle diverse metodologie di stima, conferma la ripresa del III trimestre (+2%), guidata dall'aumento dei prodotti petroliferi nei trasporti.
- In conseguenza di ciò il III trimestre ha visto una decisa frenata del calo delle emissioni di CO₂, la cui flessione rispetto a un anno prima è risultata inferiore all'1% (a fronte del -7% registrato nel I semestre). Questo ha impattato negativamente sull'indice composito ENEA ISPreD (Indice Sicurezza energetica, Prezzi dell'energia, Decarbonizzazione), che sintetizza lo stato della transizione energetica italiana, che torna a peggiorare dopo cinque variazioni tendenziali positive, collocandosi al valore di 0,33,

² 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.

di poco superiore al minimo della serie storica (N.B.: l'indice, che può variare tra 0 e 1, non esprime una valutazione *assoluta* sullo stato del sistema, ma una valutazione *relativa* rispetto allo stato del sistema nell'orizzonte temporale considerato).

- Nonostante la dinamica dei settori ETS resti positiva, la traiettoria delle emissioni dei settori non-ETS non è invece mai stata così lontana da quella coerente con gli obiettivi 2030: nei prossimi sei anni le emissioni in questione dovrebbero ridursi del 5% medio annuo, a fronte del +1% degli ultimi dodici mesi. E anche la crescita delle fonti rinnovabili resta decisamente inferiore a quella delineata nel recente PNIEC.
- Rispetto al III trimestre 2023 l'ISPRED risulta invece in miglioramento nelle dimensioni *Sicurezza energetica e Prezzi dell'energia* (Figura 1-4).
- Nel primo caso il miglioramento riguarda in particolare il sistema gas, che affronta l'inverno 2024-'25 con livelli di domanda contenuti (nei primi nove mesi del 2024 sia in Italia sia nell'UE27 inferiori di oltre il 18% rispetto alla media 2017-'22) e stoccaggi molto elevati. Ciononostante, secondo l'ultimo Winter Outlook di ENTSO-G, in una situazione di "inverno freddo" uno scenario di completo azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline potrebbe rendere necessarie misure aggiuntive sia dal lato della domanda sia dal lato dell'offerta - dell'ordine del 15% della domanda - al fine di evitare il rischio di demand curtailment e mantenere gli stoccaggi al 30% alla fine della stagione dei prelievi. E misure aggiuntive sarebbero necessarie anche in uno scenario di bassa disponibilità di GNL e azzeramento di gas russo via pipeline.
- Nel caso dei *Prezzi dell'energia e competitività* si registrano segnali contrastanti, spiegabili in parte con il lag temporale che separa i prezzi al dettaglio da quelli registrati sui mercati all'ingrosso:
 - per un verso, secondo gli ultimi dati Eurostat i prezzi al dettaglio anche nel I semestre 2024 si sono ridotti in Italia più che negli altri principali paesi dell'area euro, continuando il trend del 2023, sia nel caso del gas sia dell'elettricità (ARERA, Relazione annuale 2023);
 - per un altro verso, anche nell'ultimo trimestre si è ulteriormente ampliato il premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana (119 €/MWh in media) rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei (meno di 80€/MWh in Germania e Francia, circa 50 €/MWh in Spagna);
 - anche in Italia, come in Germania, sembra essersi fermata la caduta della produzione dei settori più energy intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), che però – in modo evidentemente non casuale - si colloca esattamente sugli stessi valori registrati in Germania (-17% rispetto al 2021); lo scarto negativo rispetto alla produzione dell'intera industria manifatturiera, la cui flessione nel 2024 è maggiore di quella energy intensive, si è un po' ridotto rispetto a fine 2023, ma resta molto elevato: l'indice dell'intera industria è pari a 96 (2021=100; media ultimi quattro trimestri), la media dei settori energy intensive si ferma a 82.

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

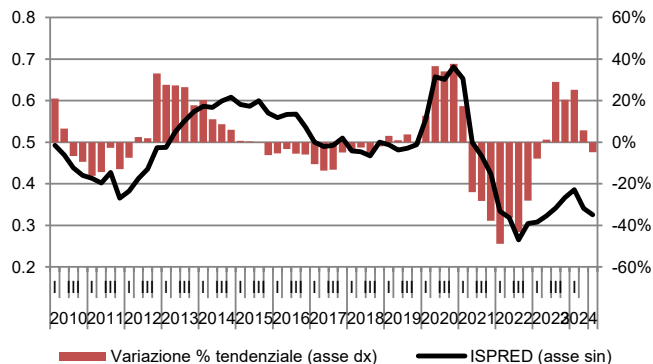
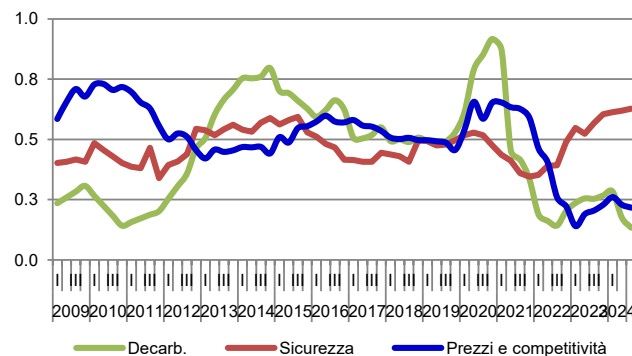


Figura 1-4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Consumi di energia primaria

Domanda di energia in buona ripresa nel III trimestre

- Nel III trimestre i consumi di energia primaria hanno registrato in Italia una crescita superiore al +2% rispetto a un anno prima (NB: stima effettuata con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018, +1% se stimati con la metodologia Eurostat (vedi nota 1).
- Nell'insieme dei primi nove mesi l'energia primaria risulta in aumento dell'1% (Figura 2-1; mentre resta in calo di circa l'1% se stimata con il metodo Eurostat).
- Con il risultato del III trimestre 2024, sono quattro le variazioni tendenziali positive consecutive, successive alle cinque contrazioni registrate a partire da metà 2022 (dopo il rimbalzo post-pandemia del 2021).
- Con riferimento all'anno scorrevole i consumi di energia primaria si attestano sui 151 Mtep, circa 2 Mtep in più rispetto ai 12 mesi precedenti (+1%), dunque decisamente oltre i minimi del 2020 (+4 Mtep), ma ancora nettamente al di sotto dei livelli pre Covid (oltre 10 Mtep).

Dinamica della domanda allineata alla dinamica dei driver

- Anche in Italia il quadro macroeconomico è rimasto debole anche nel III trimestre, con il PIL stazionario sul trimestre precedente (+0,4% sul III trimestre 2023, e stesso valore per la variazione acquisita per l'intero 2024) e la performance sempre molto negativa dell'industria, sempre penalizzata dalla crisi dell'economia tedesca e dai prezzi dell'energia: la produzione industriale dei beni intermedi (-2% nei primi nove mesi) è giunta al decimo calo trimestrale consecutivo, quella dell'intera manifattura (-2,5% nei primi nove mesi) al nono.
- D'altra parte nel trimestre è proseguita la buona dinamica degli indicatori di mobilità, sia il traffico veicolare (ANAS) sia quello aereo (+8% delle movimentazioni, dati Assaeroporti). E una spinta all'aumento dei consumi energetici è venuta dal clima estivo più caldo di un anno prima (il mese di agosto in particolare) e dalla giornata lavorativa in più rispetto al III trimestre 2023.
- Nell'insieme, l'indice sintetico ENEA dei driver della domanda di energia, che combina i fattori descritti sopra e presenta una elevata correlazione con i consumi di energia, ha fornito nel III trimestre un modesto impulso positivo al fabbisogno di energia, confermando che le due variabili sono tornate a muoversi in parallelo (Figura 2-2).

Ancora un calo drastico del carbone (-40%), per le rinnovabili elettriche aumento netto (+8%) ma molto inferiore alla prima metà dell'anno. Torna ad aumentare il gas, petrolio +2%

- Il modesto aumento dei consumi di energia nei primi nove mesi è legato agli aumenti di elettricità da rinnovabili, petrolio e importazioni nette di elettricità, non compensati dai cali di gas e carbone (Figura 2-3).
- I consumi di petrolio hanno registrato una progressiva accelerazione nel corso del 2024 (+1% nel II trimestre, +2% nel III), per un aumento complessivo tra gennaio e settembre pari a oltre mezzo Mtep (+1%).
- I consumi di gas naturale sono tornati ad aumentare nel III trimestre (+3%), prima variazione positiva significativa degli ultimi dieci trimestri. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la variazione resta comunque negativa per circa 1 Mtep (-2,5%), soprattutto per i cali dei mesi primaverili (-0,8 Mtep, -19% nella termoelettrica).

- Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i consumi di carbone si sono più che dimezzati, ma nel III trimestre il calo è stato inferiore (-30%). La produzione elettrica da carbone tra gennaio e settembre si è fermata ad appena 2,6 TWh, contro i 10 TWh dello stesso periodo del 2023 e i 15 TWh del 2022. A fine 2024 il contributo del carbone al mix di energia primaria sarà di poco superiore all'1%, dieci anni fa era di poco inferiore al 9%.
- Le rinnovabili elettriche restano su una traiettoria ascendente, trainate in primis dalla produzione idroelettrica (vedi cap. 4.3), ma nel III trimestre l'aumento (+7% tendenziale) è stato decisamente più contenuto di quello registrato nel I semestre. Per l'insieme dei primi nove mesi si stima un aumento di oltre 3,5 Mtep, oltre il 15% in più rispetto allo stesso periodo 2023, quando pure erano in aumento del 10% sull'anno precedente.
- L'import netto di elettricità è tornato a un leggero aumento nel III trimestre dopo la caduta del II e il balzo del I. Nei nove mesi sono maggiori di 0,3 Mtep rispetto al 2023 (+3%).

Figura 2-1 Consumi di energia primaria in Italia nell'anno scorrevole (Mtep, asse sx) e var. tendenziali trimestrali (%; asse dx)

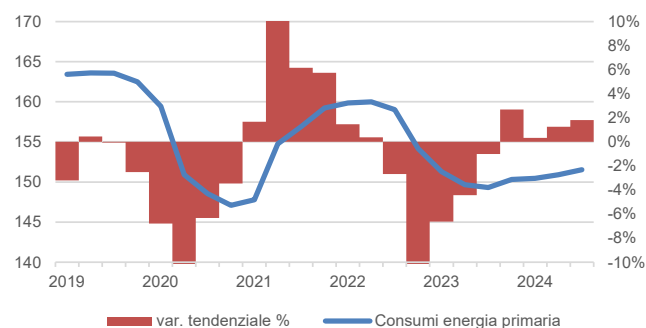


Figura 2-2 - Consumi di energia primaria e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione tendenziale, %)

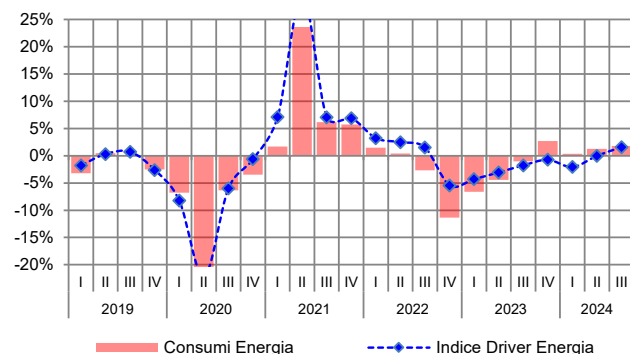
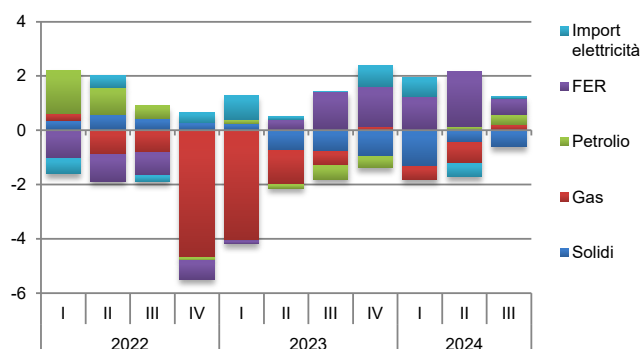


Figura 2-3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



2.2. Consumi finali di energia

Consumi finali in aumento trainati dai trasporti

- Nei III trimestre i consumi di energia dei settori di uso finale (N.B.: stima preliminare, che impone alcune approssimazioni e non include le biomasse) sono in aumento di oltre il 2% rispetto a un anno prima, dopo aumenti più modesti nei primi due trimestri dell'anno. Nell'insieme dei primi nove mesi i consumi finali sono stimati in crescita dell'1% circa (Figura 2-4).
- La ripresa del III trimestre è stata guidata dagli aumenti nei trasporti e nel civile, compensati solo in parte dal nuovo calo dei consumi industriali, coerente con quello della produzione industriale (Figura 2-4). I dati dell'ultimo trimestre sono in linea con quelli dei primi nove mesi: consumi dei trasporti in chiaro aumento (+3% circa, quasi 1 Mtep in più), aumento più contenuto nel settore civile (inferiore all'1%), netto calo dei consumi industriali (-2%).

In aumento prodotti petroliferi ed elettricità

- Nel dettaglio, tra gennaio e settembre si è registrato un aumento delle vendite di prodotti petroliferi pari a circa 1 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+2% nel I e II trimestre, +3% nel III). L'aumento è stato notevole a luglio (+5%, anche per due giornate lavorative in più), più contenuto ad agosto e settembre (+2,7% e +1% rispettivamente). A trainare i consumi è stata la domanda di carburanti per trasporto stradale e aereo, nell'insieme +880 mila tonnellate rispetto al periodo gennaio settembre 2023 (+2% e +12% rispettivamente, in coerenza con i dati di traffico stradale e aereo), e in misura minore la domanda di bitumi e i bunkeraggi, solo in parte compensate dalle contrazioni di petrolchimica e gasolio altri usi.
- Nell'insieme dei nove mesi i consumi di gas risultano invece in marginale contrazione (-0,5%). Secondo i dati SNAM, la richiesta di gas sulle reti di distribuzione si è ridotta di circa 1 punto percentuale, pari a 0,2 Mtep in meno, mentre i consumi di gas per usi industriali si sono attestati su valori poco maggiori di quelli 2023 (+1%), quando diminuivano del 10% sull'anno precedente.
- Dopo i risultati positivi del I e del II trimestre (+0,8% e +1,5% rispettivamente), la richiesta di elettricità è aumentata del +3,8% nei mesi estivi, portando la crescita nell'insieme dei nove mesi a +2,1% (quasi 5 TWh in più rispetto allo stesso periodo del 2023). A contribuire alla crescita anche il calendario e il clima: il dato Terna rettificato per clima e calendario dimezza infatti la crescita (+1,1% Rapporto mensile Terna 9/2024). Ad eccezione dei mesi di marzo (con due giorni lavorativi in meno e la Pasqua caduta il 31 Marzo), e settembre (più fresco di oltre 1° rispetto al settembre 2023), negli altri sette mesi dell'anno la domanda di elettricità è stata infatti sempre superiore ai livelli 2023, con picchi nei mesi di luglio ed agosto (+4% e +8% rispettivamente). A spingere i consumi elettrici è stato il settore dei servizi: tra gennaio e luglio l'Indice Mensile dei Servizi elaborato da Terna (che rappresenta circa l'80% dei consumi elettrici settoriali) è risultato superiore di circa il 4% rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno. Più modesto invece il contributo del comparto industriale: l'indice IMCEI tra gennaio e settembre è risultato mediamente superiore di 1,2% rispetto ai valori dello stesso periodo 2023.
- A fine settembre 2024 la richiesta di energia elettrica calcolata sull'anno scorrevole risulta pari a quasi 311 TWh, oltre 6 TWh in più rispetto ai dodici mesi precedenti (+2%), con un aumento dunque solo lievemente superiore a quello delle altre fonti, per cui l'elettrificazione del sistema energetico è stimata sugli stessi livelli del 2023, tra il 22%

e il 23% (Figura 2-6), ancora lontana dal target 2030 dal PNEC (27%).

Figura 2-4 - Consumi finali di energia per settore - variazioni tendenziali (asse sx, Mtep) e consumi totali nell'anno scorrevole (somma ultimi 4 trimestri, asse dx, Mtep)

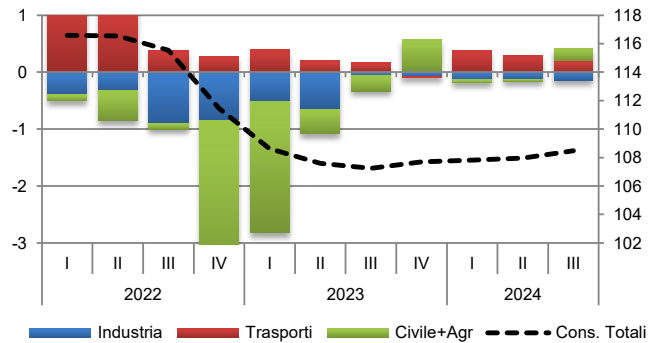


Figura 2-5 - Consumi finali di energia per fonte - Variazione tendenziale (Mtep)

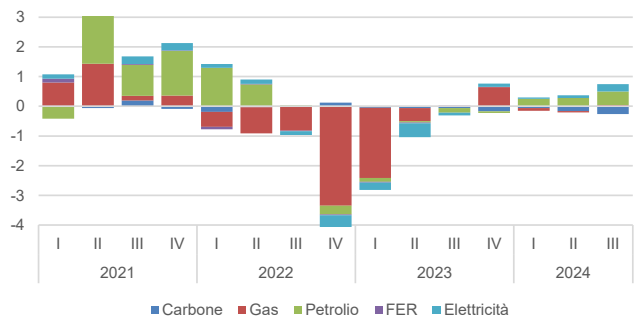
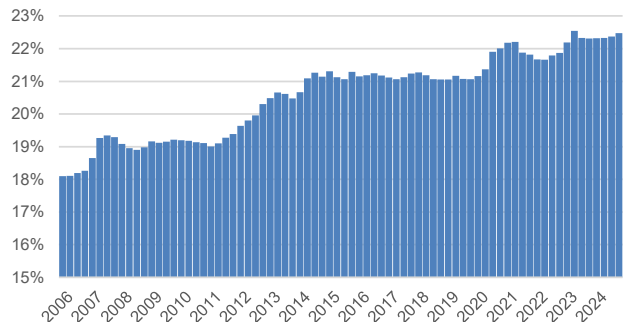


Figura 2-6 - Quota di domanda di elettricità sulla rete sui consumi finali di energia nei settori finali (%)



3. Decarbonizzazione

Nel III trimestre brusca frenata nel calo delle emissioni di CO₂. Tra gennaio e settembre la contrazione è ora del 5%

- Dopo la decisa contrazione del I semestre (quasi -7% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, -8% nel I trimestre), nei mesi estivi il calo delle emissioni di CO₂ (da combustione) ha subito una decisa frenata, fermandosi a meno dell'1%, in linea con la flessione solo marginale delle fonti fossili.
- Quella del III trimestre è stata l'ottava variazione tendenziale negativa consecutiva (-7% in media), dopo i sei trimestri di rialzi seguiti al crollo degli anni del Covid (Figura 3-1).
- Nell'insieme dei primi nove mesi del 2024 le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale sono ora stimate in flessione di circa il 5%, un dato coerente con il minor ricorso alle fonti fossili (-4% circa), tra cui il carbone in particolare (si veda cap. 2).
- A fine settembre 2024 le emissioni di CO₂ calcolate sull'anno scorrevole sono stimate pari a circa 272 Mt, in calo di oltre 5 punti percentuali sui 12 mesi precedenti ed inferiori di 45 Mt rispetto ai livelli pre-Covid del 2019 (-14%).
- Per fine 2024 si stima che il calo possa ridursi ancora, fermandosi al di sotto del -5%. Il valore atteso per fine anno risulterebbe inferiore di circa il 33% rispetto al 1990, di circa il 42% rispetto al 2005.

Riduzione delle emissioni sempre concentrata nel settore elettrico, in calo per l'ottavo trimestre consecutivo. Quarto trimestre consecutivo di aumento nei settori non-ETS

- La riduzione delle emissioni dei primi nove mesi dell'anno (circa 10 milioni di tonnellate di CO₂) è ascrivibile esclusivamente ai settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System), in calo complessivo del 15%. Nel corso dell'anno la flessione è però divenuta progressivamente più contenuta: si è passati dal drastico calo del I trimestre (-25%) al -15% del II (-20% nel I semestre), fino al -4% del trimestre estivo (Figura 3-2).
- Determinante per la dinamica delle emissioni ETS è stato il settore elettrico, nel quale le emissioni sono stimate in calo di oltre un quinto nei primi nove mesi dell'anno, ma con cali progressivamente più contenuti (-35%, -25%, -5% nei tre trimestri). Se nel 2023 il calo delle emissioni della generazione elettrica (-20%) era stato favorito anche dalla riduzione della domanda elettrica e dall'aumentato ricorso alle importazioni, il risultato dei primi nove mesi del 2024 si registra invece a fronte della ripresa dei consumi elettrici ed è ascrivibile in larghissima parte al maggior ricorso alla produzione da rinnovabili, idroelettrico in primis, oltre che al perdurante netto calo della generazione da carbone. La traiettoria delle emissioni dei settori ETS sembra ora coerente anche con il nuovo più ambizioso target 2030 fissato nel recente PNIEC 2024 (-66% rispetto al 2005): per raggiungere l'obiettivo è necessaria una riduzione di poco superiore al 3% medio annuo, a fronte di un calo del 6% medio annuo nell'ultimo quinquennio.
- Considerazioni opposte valgono invece per i settori non-ETS: dopo il calo del 2023 (-3% circa sull'anno precedente), nei primi nove mesi del 2024 le emissioni sono stimate in aumento tendenziale di circa 1 punto percentuale, trainate dalla ripresa dei consumi nei trasporti, mentre le emissioni dell'industria e nel settore civile sono stimate in cali dell'ordine del 2% circa (Figura 3-3).
- Nel caso dei settori non-ETS il raggiungimento del target 2030 (-43,7% sul 2005) non è mai stato così lontano: nei prossimi sei anni è ora necessario un taglio medio annuo di circa il 5%, a fronte del -1% medio annuo registrato nell'ultimo quinquennio.

Figura 3-1 - Emissioni trimestrali di CO₂ nell'anno scorrevole (asse sx, Mt CO₂) e variazione tendenziale (asse dx, %)

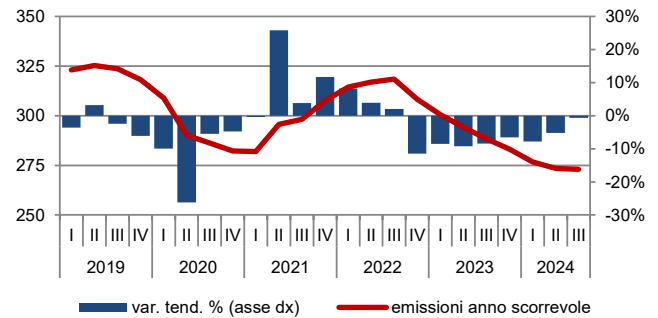


Figura 3-2 - Emissioni di CO₂ nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

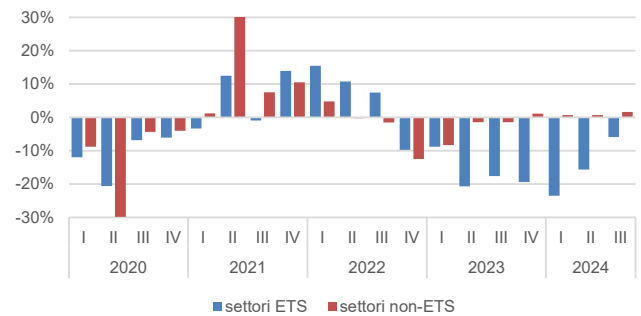
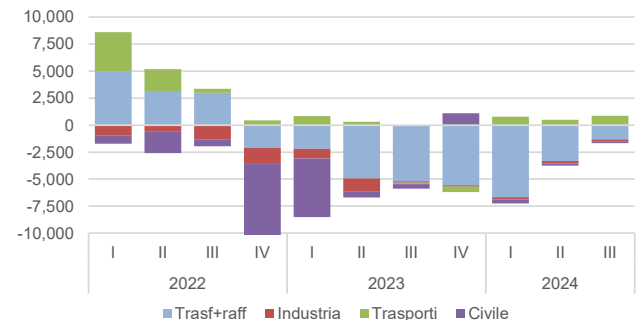


Figura 3-3 - Emissioni di CO₂ settoriali (ktCO₂, var. tend.)



4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Prezzi del greggio in calo nel III trimestre. Mercato in tendenziale eccesso di offerta anche nel 2025

- Dopo che nel I semestre 2024 i prezzi medi del petrolio erano aumentati di circa il 5% sull'anno precedente, perché nei primi mesi dell'anno avevano prevalso le preoccupazioni di carattere geopolitico e l'estensione dei tagli OPEC+, a partire da maggio le quotazioni hanno preso un trend ribassista, fino a scendere a poco più di 70 \$/bbl a settembre (il Brent). A determinare il nuovo trend sono state le preoccupazioni sulla domanda globale, sia per l'ultimo trimestre del 2024 sia per il 2025, determinate in gran parte dalla crescita della domanda inferiore alle attese in Cina (primo paese importatore di petrolio).
- Nel III trimestre il prezzo del Brent si è attestato in media appena al di sotto di 80 \$/bbl, in calo del 6% sul trimestre precedente, dell'8% sul III trimestre 2023.
- Le aspettative sulla domanda globale sono comunque rimaste stabili negli ultimi mesi, con attese di aumenti leggermente inferiori a 1 mb/g sia nel 2024 sia nel 2025, mentre dal lato dell'offerta il mercato è previsto che sia ben fornito anche per tutto il 2025, grazie alla ripresa della produzione libica, la pianificata interruzione dei tagli OPEC e la nuova crescita della produzione non-OPEC+, sempre guidata dagli Stati Uniti, ma rinforzata da Canada, Guyana, Argentina e Brasile.
- Secondo la IEA, anche nell'ipotesi di mantenimento dei tagli OPEC+ nel 2025 è prevedibile un eccesso di offerta dell'ordine di 1 Mb/g.

Libia stabilmente primo paese fornitore italiano nel 2024. Oltre il 30% la quota di greggio dell'Asia centrale.

- In Italia, dopo la redistribuzione dei fornitori seguito al completo azzeramento dell'import di greggio dalla Russia, nel 2024 si è rafforzata la tendenza all'aumento del peso del greggio dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), salita nei primi nove mesi a oltre il 30%, consolidando ampiamente il suo ruolo di prima area di fornitura del greggio in Italia. Una crescita ancora maggiore ha interessato il greggio libico, è rimasta in tutti e tre i trimestri tra il 21 e il 23% delle importazioni totali: nel 2024 la Libia ha stabilmente rappresentato il primo paese fornitore, distanziando Azerbaijan e Kazakhstan, ciascuno con una quota del 16%.
- Nei nove mesi hanno perso peso tutte le altre aree di approvvigionamento, in particolare la quota del greggio medio-orientale (Arabia Saudita e altri paesi) è scesa al 17%, minimo dell'ultimo decennio. E dopo i forti incrementi registrati nel 2022 e nel 2023 si è un po' ridotto il peso del greggio americano, che rimane comunque al di sopra del 10% dell'import totale.
- In conseguenza di queste dinamiche, nel 2024 è aumentata la concentrazione del mix di fonti di importazione italiane, perché tre paesi (Libia, Azerbaijan e Kazakhstan) sono arrivati a coprire oltre il 50% dell'import totale.

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

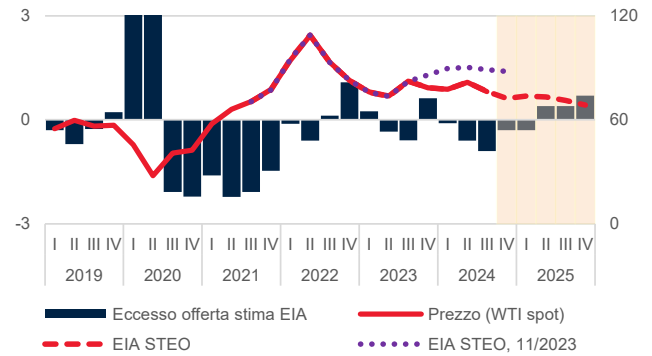
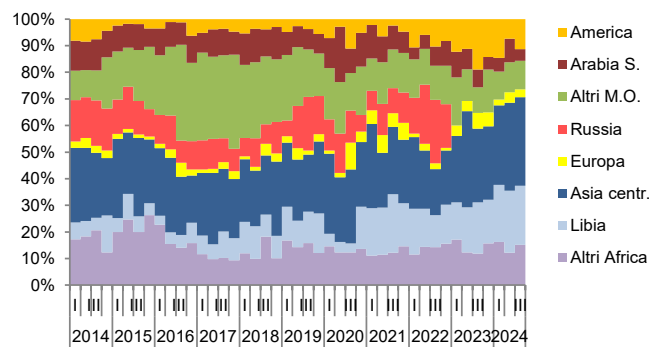


Figura 4-2 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Margini di raffinazione in progressivo calo nel corso del 2024. Nel III trimestre vicini ai livelli del 2020-'21

- Nel corso del 2024 la redditività del settore della raffinazione è progressivamente peggiorata su tutti i mercati, con un calo drastico in particolare nel III trimestre, quando si sono riavvicinati ai valori molto contenuti degli anni 2020-'21.
- Nel III trimestre i margini di raffinazione europei si sono collocati tra i 2 e i 3 \$/bbl, valori compresi tra la metà (nel Mediterraneo) e 1/3 (nel Nord Ovest) dei valori del trimestre precedente. Rispetto a un anno prima la contrazione è in entrambe le aree pari a poco più dell'80%.
- Nell'ultimo trimestre il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) è sceso a 1,7 \$/bbl (era pari a 6,4 \$/bbl nel II trimestre, a 11,7 \$/bbl nel III trimestre 2023).
- Nella media dei primi nove mesi il margine di raffinazione medio è pari a circa 6 \$/bbl, un valore simile a quello dell'ultimo decennio, ma ancora leggermente maggiore della media del decennio 2012-'21, precedente al biennio 2023-'24, caratterizzato da margini storicamente elevati.
- Considerazioni simili valgono per i mercati asiatici e del Nord America.

Crack spread dei prodotti in netto calo nel III trimestre

- A determinare il netto calo dei margini di raffinazione nel 2024 è stato il deciso deterioramento dei "crack spreads" dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo): nel III trimestre il crack del diesel si è collocato sui 15 \$/bl, dimezzato rispetto a un anno prima, mentre nell'insieme dei nove mesi la media risulta ancora storicamente elevata (circa 20\$, contro i 26 \$/bl dei primi nove mesi 2023).
- Il crack della benzina è stimato inferiore a 15 \$/bl nel III trimestre, anch'esso dimezzato rispetto a un anno prima, mentre nell'insieme dei nove mesi la media risulta pari a circa 16 \$/bl (contro i 22 /bbl del 2023).
- Dietro al calo dei crack spread ha avuto un ruolo importante la debole domanda europea, anche per la persistente debolezza della produzione industriale.

Figura 4-3 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)

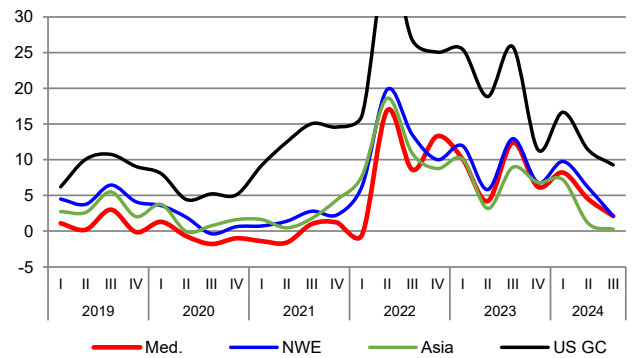
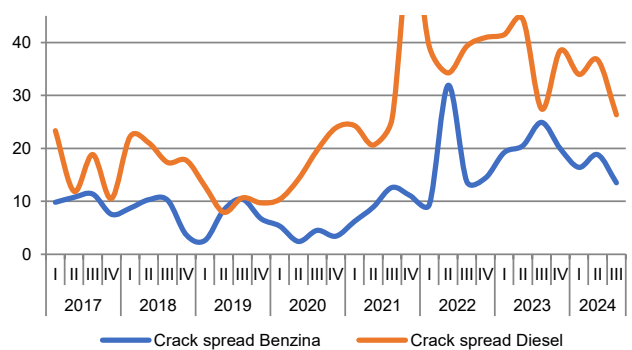


Figura 4-4 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)



4.2. Sistema del gas naturale

Domanda globale di gas ancora in aumento grazie all'Asia. Ancora un calo nell'UE27

- I dati preliminari relativi ai primi tre trimestri dell'anno mostrano una crescita della domanda globale di gas del 2,8% a/a (ma inferiore al 2% nel III trimestre). Per l'intero 2024 la IEA stima un nuovo massimo storico a 4.200 mld m³ (+100 mld circa), con una crescita analoga nel 2025. L'aumento resta comunque disomogeneo, sia dal punto di vista geografico, in quanto trainato dall'area asiatica (che ne supporta quasi la metà), sia dal punto di vista settoriale, in quanto concentrato nell'industria.
- Per l'UE27 si stima un calo dei consumi di gas del 2% circa nei primi dieci mesi dell'anno, con una contrazione di oltre il 18% rispetto alla media 2017-2022 (Figura 4-6).
- L'equilibrio domanda/offerta resta comunque ancora instabile - con potenziali riflessi sulla volatilità dei prezzi - sia per le tensioni geopolitiche sia perché l'offerta di GNL permane nel complesso limitata ancora per l'intero 2025, prima dell'entrata a regime dei nuovi investimenti prevista dal 2026: l'aumento registrato nel 2024 (+2%, pari a circa 7 mld m³) è circa quattro volte inferiore al tasso di crescita annuo del quinquennio pre-pandemico (2016-2020). Nel breve periodo le forniture sono previste in accelerazione, fino a 30 mld m³ totali, ad un ritmo triplo di quello attuale, ma comunque inferiore a quello ante-Covid 19.
- Con l'entrata in funzione di diversi grandi progetti di GNL si prevede che il Nord America rappresenterà circa l'85% della fornitura globale incrementale di GNL nel 2025, con quasi tre quarti (16 mld di m³) di questi volumi provenienti dagli Stati Uniti.

Da aprile prezzi tornati su una traiettoria ascendente

- Nell'attuale equilibrio di mercato, piuttosto anelastico in quanto caratterizzato da una domanda piuttosto rigida e da un'offerta limitata, piccole variazioni nelle quantità (domandate e/o offerte) possono provocare notevoli movimenti dei prezzi: i prezzi europei del gas europeo hanno continuato a mostrare una maggiore volatilità nel corso dell'estate, poiché i crescenti rischi geopolitici e i nuovi importanti stimoli monetari si scontrano con i deboli fondamentali continentali.
- Dopo il netto calo congiunturale del I trimestre, nel resto dell'anno i prezzi del gas si sono mossi costantemente al rialzo: al TTF la media trimestrale è aumentata del 15% nel II trimestre, del 12% nel III. Al termine dell'inverno 2023-24 l'Europa si è trovata con stoccaggi elevati e debole domanda (sia nella termoelettrica sia nel residenziale) e ha ridotto la domanda di GNL. Un nuovo sostegno ai prezzi è però poi venuto dalla domanda asiatica di GNL (con inversione dello spread TTF-JKM) e da diversi problemi dal lato dell'offerta, cui si sono aggiunti all'inizio del IV trimestre i crescenti rischi geopolitici e un più ampio rialzo dei prezzi delle materie prime. A ottobre il prezzo al TTF è tornato a superare i 40 €/MWh (Figura 4-5), collocandosi su valori ancora più che doppi rispetto al quinquennio pre-pandemico (compresi tra 14 e 22 €/MWh).
- Pur persistendo rischi di ribassi derivanti da un eventuale terzo inverno mite consecutivo o da un ulteriore indebolimento della domanda: tuttavia, al momento, un clima più vicino alle normali temperature invernali, l'escalation in Medio Oriente e l'eventuale ripresa della domanda fanno ritenere più probabile la continuazione della ripresa dei prezzi del gas.
- E' notevole come negli ultimi due trimestri il mercato europeo del gas sia tornato ad ancorarsi allo switching range carbone-gas, per il ripiegamento dei prezzi del

carbonio nell'Emission Trading e dal crollo di quelli del carbone.

Figura 4-5 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)

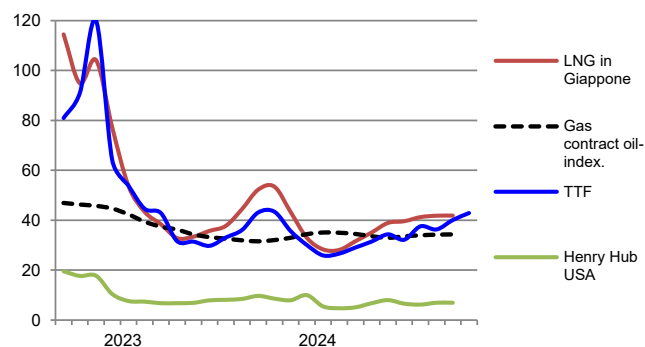


Figura 4-6 – Domanda mensile di gas nell'UE27 – ultimi due anni e range 2018-2022 (mld m3)

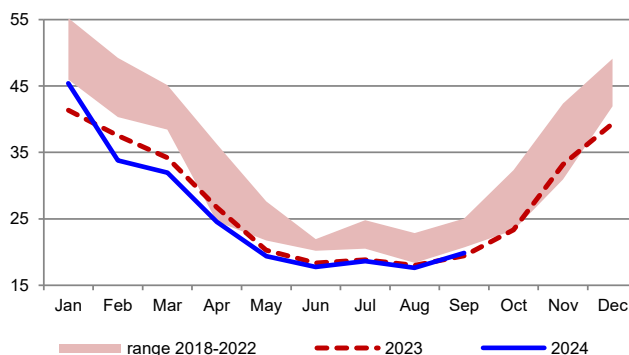


Figura 4-7 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m3)

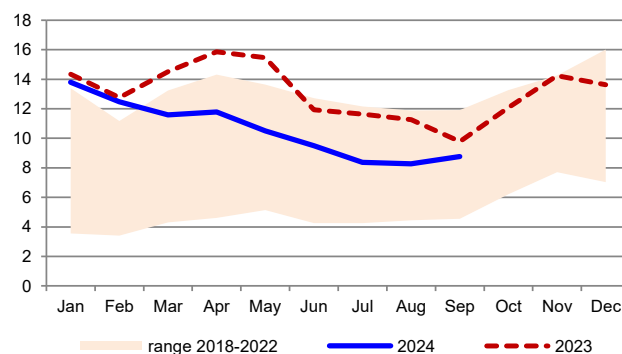
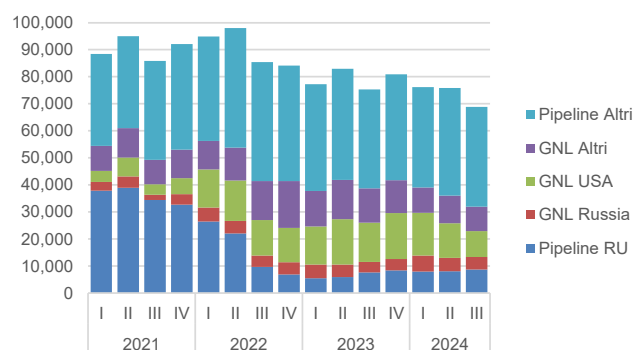


Figura 4-8 – Importazioni mensili di gas naturale nell'UE (milioni di m3)



Negli approvvigionamenti UE scende la quota di GNL, risale il peso del gas via pipeline

- Nel III trimestre le importazioni di gas dell'UE sono stimate in calo del 9% rispetto allo stesso periodo del 2023 (Figura 4-8). Il calo ha riguardato in particolare il GNL (-25%, -17% nei primi nove mesi), perché le importazioni via pipeline sono invece stimate in aumento (+3% circa, +2% nei nove mesi).
- La quota di gas importato via pipeline ha rappresentato nel III trimestre i 2/3 dell'import, contro il 59% di un anno prima. La quota di gas russo (GNL incluso) è salita al 20%, contro il 15% di un anno prima e il minimo del 12% del II trimestre 2023.

Permangono rischi di aumenti dei prezzi nel prossimo inverno

- Il sistema gas affronta l'inverno 2024-'25 con livelli di domanda contenuti (nei primi nove mesi del 2024 sia in Italia sia nell'UE27 inferiori di oltre il 18% rispetto alla media 2017-'22) ed elevati livelli di stoccaggio, che dovrebbero garantire contro eventuali shock. Permane tuttavia un'instabilità latente, legata alla possibilità di un inverno meno mite rispetto agli ultimi due, di ritardi nei nuovi progetti di GNL, dell'ulteriore taglio dei flussi di gas russo verso l'Europa (circa 5 mld m³) a causa della fine dell'accordo di transito ucraino.
- Tutto ciò comporterà presumibilmente un aumento dei prelievi dagli stoccaggi e il loro ritorno a fine inverno verso i valori medi quinquennali. La necessità di ricorrere alle importazioni di GNL, in competizione con il mercato asiatico, a fronte di volumi disponibili limitati (almeno fino al 2026), potrebbe anche spingere i prezzi al rialzo e determinare un aumento della volatilità.
- Inoltre, secondo l'ultimo Winter Outlook di ENTSO-G, in una situazione di "inverno freddo" uno scenario di completo azzeramento dei flussi di gas russo via pipeline potrebbe rendere necessarie misure aggiuntive sia dal lato della domanda sia dal lato dell'offerta, dell'ordine del 15% della domanda, al fine di evitare demand curtailment e mantenere gli stoccaggi al 30% alla fine della stagione dei prelievi. E misure aggiuntive sarebbero necessarie anche in uno scenario di bassa disponibilità di GNL e azzeramento di gas russo via pipeline.

Nel III trimestre in Italia consumi di gas tornati a salire in tutti i settori

- In Italia nel III trimestre la domanda di gas naturale è stata pari a 11,9 mld m³, quasi 500 mln di m³ in meno rispetto allo stesso periodo del 2023 (-3,9%), un calo decisamente meno marcato di quello del II trimestre. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno il calo delle gas immesso nella rete italiana è dunque più marcato (-2,6 mld m³, -5,8%), ma se si considerano solo le riconsegne di gas ai settori di uso finale (industria, termoelettrica e reti di distribuzione) - escludendo le esportazioni e i consumi di sistema - la variazione tendenziale del III trimestre è stata positiva rispetto al 2023 (+3%), mentre il calo dei primi nove mesi si riduce al -2%.
- Nell'insieme dei primi nove mesi sia le immissioni totali sia le riconsegne sono state inferiori di circa il 17% rispetto alla media del decennio 2010-2020.
- Nell'ultimo trimestre la ripresa ha riguardato in particolare la domanda della termoelettrica (+0,4 mld m³, +5%), grazie all'aumento della domanda elettrica e la ridotta generazione eolica (-20%, vedi cap. 4.3). Di conseguenza si è molto ridotto lo scostamento negativo della domanda termoelettrica dalla media del decennio 2010-2020 (Figura 4 10), che nell'ultimo trimestre è stato inferiore a 100 mln m³. Nell'insieme dei primi nove mesi la domanda della

termoelettrica resta comunque inferiore del 24% rispetto alla media 2010-2020.

- La domanda è tornata a salire anche nelle reti di distribuzione e nell'industria, sia pure in modo marginale. Nel caso dell'industria anche il consuntivo dei primi nove mesi dell'anno indica una lieve ripresa (+140 milioni m³, +1,6%), mentre nel settore civile si registra un calo di 2050 milioni di m³ (-1,4%), legato per la gran parte principalmente al clima mite del I trimestre.

Figura 4-9 – Domanda trimestrale di gas in Italia (milioni di m3)

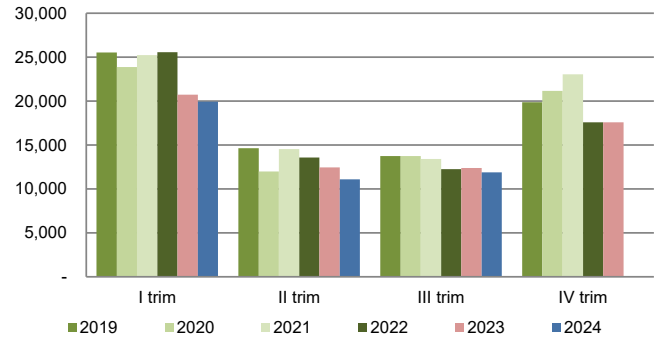
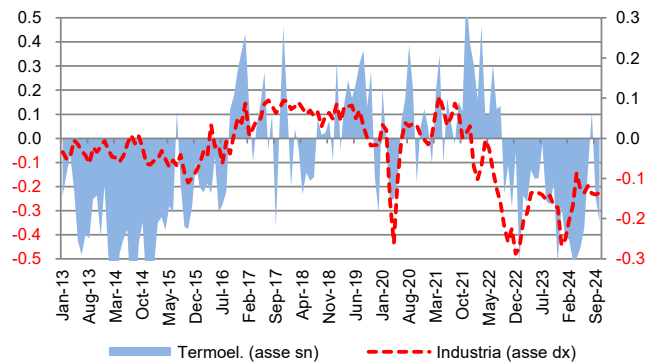


Figura 4-10 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media 2010-2021 (miliardi di m3)



Importazioni di gas russo al 14% nel III trimestre

- Riguardo alle fonti di approvvigionamento, le importazioni di gas nel terzo trimestre sono ammontate a circa 14 mld m3, leggermente inferiori al corrispondente periodo del 2023 (-3,3%). Spicca, rispetto al terzo trimestre 2023, la forte diminuzione delle importazioni algerine (-28% circa), che scendono da un'incidenza del 43,8% a meno di un terzo (32,6%). Questo è essenzialmente dovuto alla significativa ripresa dell'import di gas russo, risalito a 1,93 mld m3 dal minimo storico di appena 260 mln registrato nel terzo trimestre 2023, con un'incidenza che risale a quasi il 14% dopo essersi praticamente azzerata.
- Si riducono anche le importazioni di GNL (-600 mln m3), che scende nell'incidenza di circa tre punti percentuali a poco meno del 24%. Quasi analogo è, viceversa, l'incremento dell'import dal Nord Europa, che sale a circa 1,7 mld m3 (11%). Resta stabile l'apporto del TAP e altrettanto (ma marginale) la produzione nazionale.
- Nel complesso, la distribuzione dell'import è tornata ad assumere un carattere almeno numericamente più diversificato, a fronte d'altra parte della precarietà dei flussi di gas russo, tornati ad essere rilevanti.
- Coerentemente con i dati di import complessivo, le immissioni giornaliere dai gasdotti russi registrano nei primi dieci mesi del 2024 un raddoppio rispetto all'anno precedente (14,7 mln m3 contro 7), anche se restano di oltre 61 mln m3 inferiori alla media di lungo periodo (76 mln m3). Le immissioni di gas algerino scendono da 63 a 58 mln m3, pur restando ampiamente sopra la media storica, e sono in calo anche le immissioni di GNL (-5 mln m3), gas nordeuropeo (-2 mln m3) e gas libico (-2 mln m3).

Stoccaggi italiani sui massimi decennali a fine ottobre

- Anche l'Italia è arrivata alla fase di prelievi dagli stoccaggi con un volume di iniettato a stoccaggio molto elevato, pari a fine ottobre a un tasso di riempimento del 97,7%, a fronte di un livello di riempimento medio degli stoccaggi in Europa pari a circa il 95%.

Figura 4-11 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (miliardi di m3)

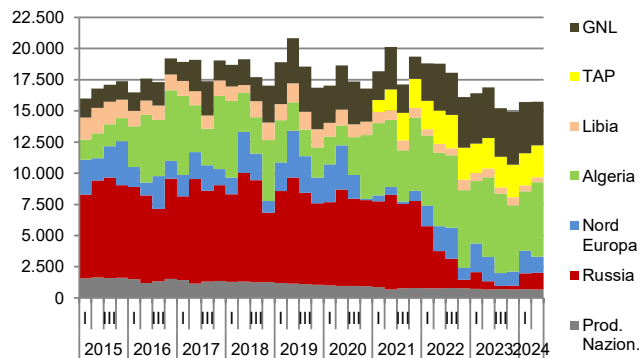


Figura 4-12 – Immissioni medie giornaliere per punto di entrata (mln m3/g)

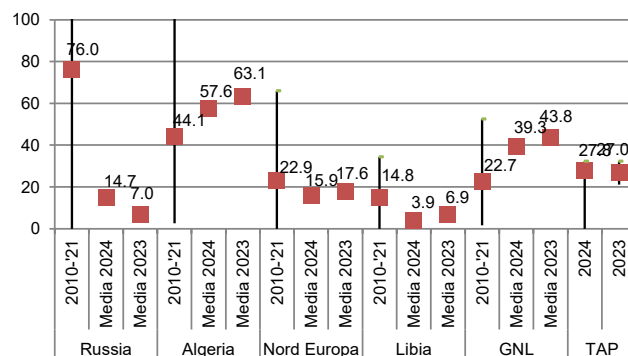
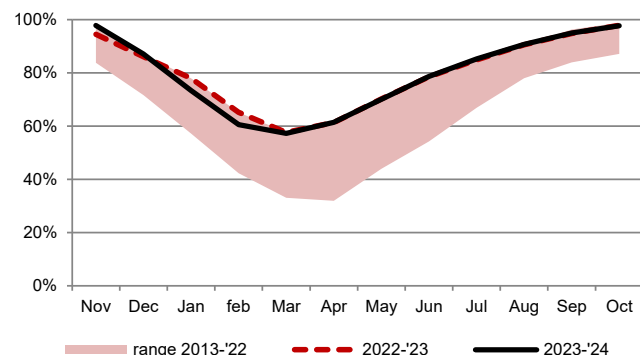


Figura 4-13 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)



4.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in crescita tra luglio e agosto 2024, seguita da un'inversione a settembre e ottobre

- Tra luglio e settembre la domanda di energia elettrica sulla rete è stata pari a circa 84 TWh, in aumento di oltre 3 TWh rispetto allo stesso periodo del 2023 (+3,8%). La crescita è stata notevole sia a luglio (+4,5%, ma con due giorni lavorativi in più) sia ad agosto (più di 2 TWh in più di agosto 2023, +8%, grazie a temperature più alte di 2°C e nonostante un giorno lavorativo in meno), mentre la domanda è tornata a diminuire a settembre (-1,3%, anche per il clima più mite) e ancora a ottobre (-2%, stima preliminare), contrazioni che ridimensionano l'aumento dei primi dieci mesi a +1,5%.
- La dinamica mensile della domanda elettrica nel 2024 appare sostanzialmente allineata a quella dell'anno precedente: nei primi mesi si è mantenuta appena sopra i minimi di lungo periodo, per poi discostarsi lievemente, pur rimanendo nella parte bassa della fascia "min-max". A luglio la domanda si è avvicinata ai massimi storici, evidenziando che, nonostante la fase di relativa debolezza, i livelli di consumo estivi restano invece elevati, come conferma anche la curva del 2023.

Punta mensile di domanda sui livelli 2023, punte estive vicine ai massimi storici

- Complessivamente, i primi nove mesi del 2024 hanno registrato un andamento della potenza di punta in linea con le dinamiche stagionali, con una prima parte dell'anno caratterizzata da una riduzione graduale in primavera e un picco significativo in estate. Nei mesi primaverili la punta è scesa a circa i 45 GW, ma con l'arrivo dell'estate le punte sono rapidamente risalite, a 51,5 GW a giugno, fino al picco annuale di 57,9 GW a luglio, seguito da una lieve discesa a 55,8 GW ad agosto (+6,4 GW, +13% rispetto ad agosto 2023), poi a 52,1 GW a settembre (+3,2 GW).
- Nel corso del 2024 la dinamica mensile della potenza di punta ha complessivamente seguito l'andamento dello scorso anno, con diversi mesi ancora più vicini ai minimi storici: tutti e tre i primi mesi dell'anno, poi ancora maggio e giugno. Questi dati confermano una tendenza già osservata nel 2023, in cui, pur in un contesto di domanda debole, le punte di domanda estiva non mostrano flessioni.

Nel III trimestre più contenuto il calo della produzione termoelettrica rispetto al I semestre. Idrica e solare ancora in netta crescita

- Nel III trimestre il calo della produzione termoelettrica (-13 TWh nel I semestre – quando ha coperto solo il 43% della domanda elettrica, 10 punti percentuali sotto i minimi storici), è sceso ad appena 0,2 TWh. E la quota sulla domanda è risalita al 49% nel III trimestre, al 46% nella media dei primi nove mesi dell'anno.
- Forte crescita hanno invece registrato idroelettrico e solare, +6 TWh (+20%) e +1,6 TWh (+15%) rispettivamente. Tuttavia, il calo dell'eolico (-1 TWh, -21%) ha determinato una contrazione media del 3% nella produzione da FER variabili. Infine il saldo netto estero è aumentato del 2% rispetto all'anno precedente.
- Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la produzione fotovoltaica è arrivata a quasi 30 TWh (+16% tendenziale) mentre è rimasta stabile quella eolica (+1%), perché la netta contrazione del III trimestre non ha annullato la crescita del I semestre.
- Resta notevole il dato dell'import netto, che nell'anno scorrevole si colloca a 52 TWh, molto al di sopra della media di lungo periodo.

Figura 4-14 – Richiesta di energia elettrica mensile (TWh)

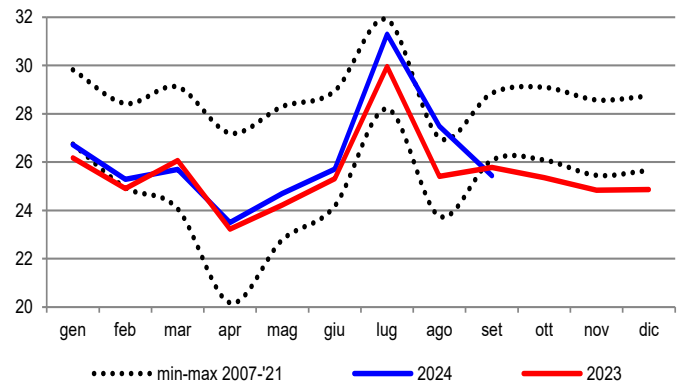


Figura 4-15 – Punta mensile di domanda in potenza (GW)

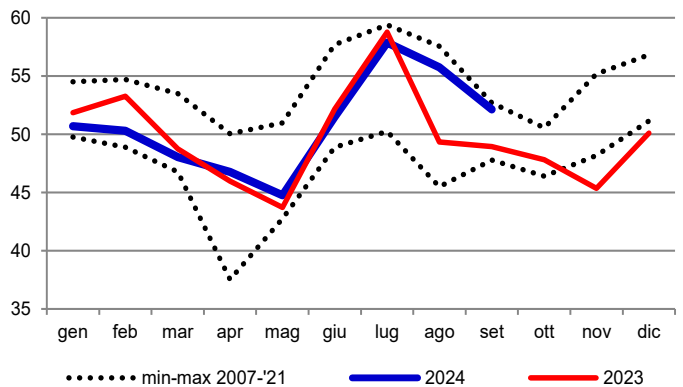
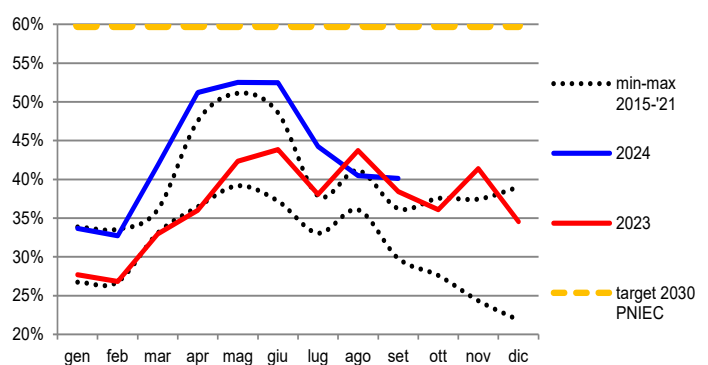


Figura 4-16 – Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Nuovi massimi storici per la produzione da fonti intermittenti, sia in valore assoluto sia come quota della domanda

- Dopo che nel I semestre la generazione da fonti rinnovabili aveva raggiunto un record di 66 TWh (+27% rispetto allo stesso periodo del 2023), eguagliando i livelli della termoelettrico, nel III trimestre la produzione rinnovabile ha proseguito il trend positivo, raggiungendo 35 TWh, con un aumento dell'8,5% rispetto al 2023.
- Nell'insieme dei primi nove mesi del 2024 le fonti rinnovabili hanno dimostrato una notevole crescita nella copertura della domanda elettrica, che nel I semestre ha raggiunto quasi il 44%, superando i precedenti record storici, mentre nel III trimestre si è attestata attorno al 42%, confermando la stabilità della crescita e l'impatto consistente delle FER sul mix energetico nazionale.
- Nei primi nove mesi l'idroelettrico ha coperto circa il 17% della domanda elettrica con un aumento del 45% rispetto al 2023, mentre le FRNP hanno coperto circa il 19% della domanda nell'ultimo trimestre, portando la media annuale al 20%, con un incremento di 10 punti percentuali rispetto all'anno precedente.
- Nei primi nove mesi del 2024 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 4,8 GW. Nello stesso periodo del 2023 l'incremento era stato di 3,5 MGW, registrando pertanto un aumento pari al +37%.

Aumenta ancora la massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti, nella prima parte del 2024 sopra quota 71%

- Nell'1% delle ore di massima penetrazione nel sistema, le fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) hanno coperto nel 2024 almeno il 70% della domanda, superando di 7 punti il record del 2023. Nel terzo trimestre del 2024 la copertura è stata del 55%, con una lieve diminuzione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
- L'insieme delle fonti rinnovabili ha raggiunto nuovi massimi di copertura della domanda: nel secondo trimestre, nell'1% delle ore di massima penetrazione, le FER hanno coperto oltre il 90% della domanda, superando di oltre 10 punti il record del 2023. Nel terzo trimestre, la copertura ha mantenuto un valore superiore al 70%, con un aumento di soli tre punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Sempre più ripido il profilo della domanda residua

- L'aumento della produzione fotovoltaica nelle ore diurne ha ampliato il divario tra il minimo carico residuo diurno e il massimo serale, soprattutto nei giorni festivi; nel terzo trimestre questa differenza è risultata ancora più marcata rispetto al trimestre precedente.
- Nel primo semestre del 2024, la curva della domanda residua ha mostrato un profilo più ripido rispetto al 2023 e anche rispetto al 2020 (anno anomalo per il crollo della domanda), con un minimo di domanda residua nei giorni festivi sceso sotto i 10 GW nelle ore centrali e un piccolo serale medio sopra i 27 GW. Nel terzo trimestre, i valori medi di domanda residua nei giorni festivi sono rimasti simili a quelli del 2023, con minimi di 15 GW e massimi serali di 32 GW.

Figura 4-17 – Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta)

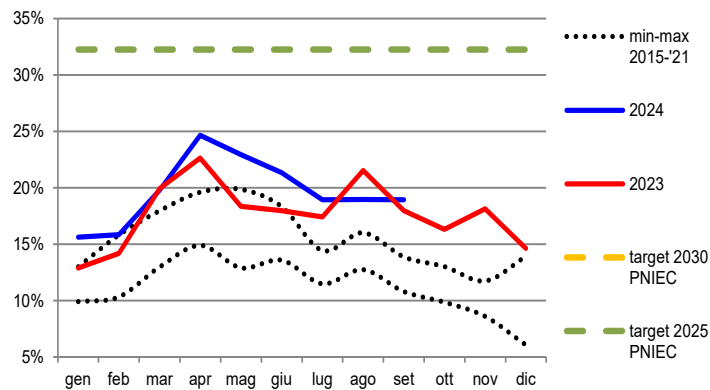


Figura 4-18 – Massima quota oraria della produzione da FER e da FRNP (in % del carico) nel III trimestre di ogni anno – valore corrispondente al 99° percentile

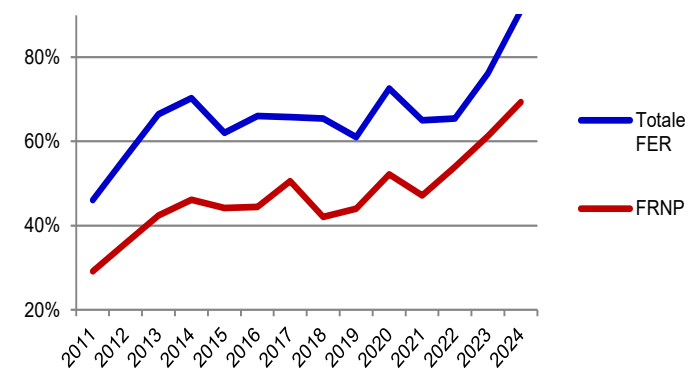
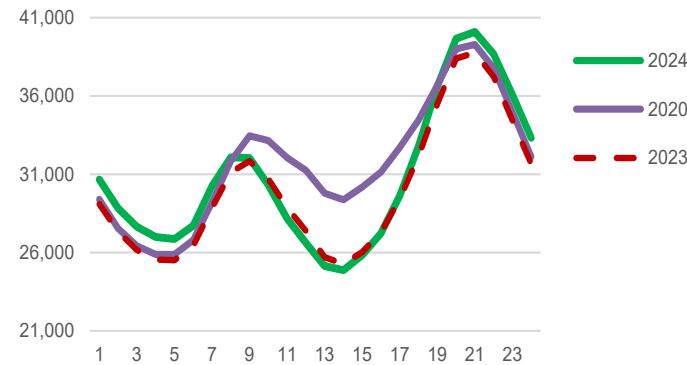


Figura 4-19 – Curva oraria della domanda residua media (III trimestre)



5. Prezzi dell'energia

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

PUN in aumento, di nuovo ben oltre i 100 €/MWh (+5%)

- Nel terzo trimestre 2024 il PUN è cresciuto rispetto al trimestre precedente, passando da 95 a 119 €/MWh (+25%). Il balzo si è avuto in particolare nel mese di agosto, quando il prezzo ha raggiunto i 128 €/MWh con un rimbalzo a settembre fino a 117 €/MWh, valore prossimo a quello medio trimestrale. Rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, l'incremento è stato di oltre il 5%. Con i valori del terzo trimestre, la media annuale del 2024 si riporta sopra i 100 €/MWh.
- Nel mese di luglio si è registrato un disaccoppiamento tra la dinamica del PUN (in aumento del 9% rispetto a giugno) e quella dei costi di generazione termoelettrica (determinata dal costo variabile del ciclo combinato, in diminuzione del 4% rispetto al mese precedente). Un disaccoppiamento simile lo si ritrova nello stesso periodo dello scorso anno (oltre ad aprile 2024), ma al netto di ciò la correlazione tra i due indici continua ad essere pressoché univoca come mostrato in Figura 5-1.

Marginalità del gas in aumento

- Osservando l'indice di tecnologia marginale (ITM), ossia la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia nelle varie zone di mercato, si nota come nel III trimestre il gas abbia acquisito una rilevanza ancora maggiore in termini di marginalità (Figura 5-2). Limitandosi alle zone Nord (rilevante per la concentrazione della domanda di energia) e Sud (rilevante per la concentrazione di impianti FER), le centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT) hanno fissato il prezzo dell'energia elettrica rispettivamente per il 66 e 67% delle ore, valori superiori di 4 punti percentuali rispetto alla media dei primi nove mesi dell'anno. Questo conferma la forte influenza della commodity gas nella formazione del prezzo dell'energia elettrica. L'ITM delle rinnovabili nel terzo trimestre non arriva al punto percentuale, ad eccezione dell'idroelettrico che fornisce invece un contributo importante in termini di fissazione del prezzo (16% medio tra tutte le zone di mercato).

Salito al massimo storico il differenziale positivo tra il prezzo italiano e quello tedesco

- Il confronto tra il prezzo dell'elettricità nelle principali borse elettriche europee fa emergere il prosieguo della crescita del differenziale di prezzo italiano rispetto alla Germania, arrivato al 50%, pur rimanendo il più basso a livello assoluto.
- Si è ridimensionato il differenziale tra il prezzo italiano e quello spagnolo, che nel II trimestre si era avvicinato al minimo decennale del II trimestre 2020, mentre nel III trimestre è tornato su valori prossimi a quelli registrati in Germania. Si riduce anche il differenziale con la Francia, anche se in maniera meno repentina
- La media mobile del differenziale del PUN italiano con il valore mediano delle principali borse elettriche europee continua a crescere nel terzo semestre 2024, come mostrato in Figura 5-4.

Figura 5-1 - Prezzo Unico Nazionale e costo variabile del ciclo combinato - medie mensili (€/MWh)

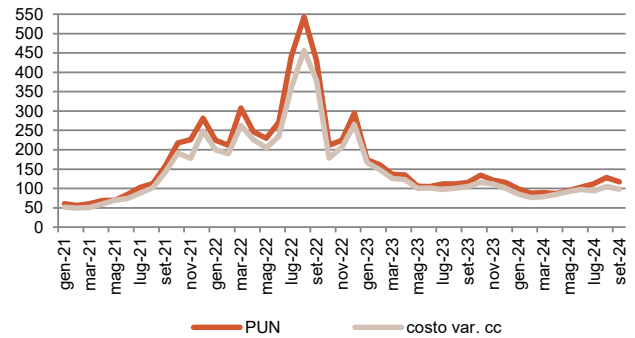


Figura 5-2 - Indice di tecnologia marginale per le varie zone di mercato italiano nel terzo trimestre 2024 (%)

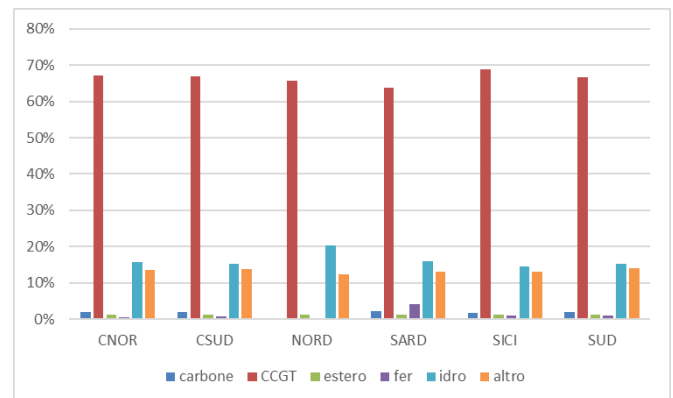


Figura 5-3 - Prezzo dell'elettricità sulle principali borse elettriche europee

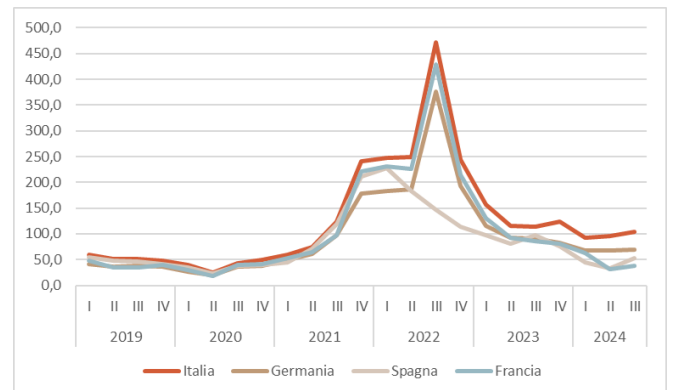
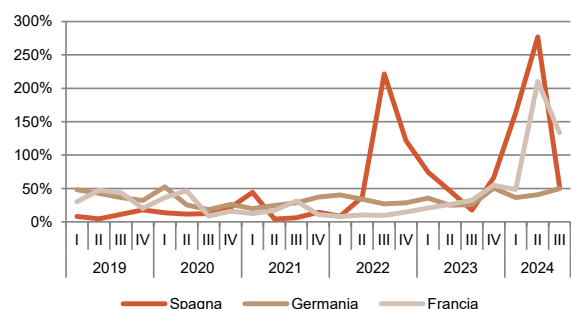


Figura 5-4 - Differenza percentuale tra il PUN e le principali borse elettriche europee



Secondo i dati Eurostat nel I semestre 2024 i prezzi per le imprese italiane si sono collocati su livelli vicini a quelli degli altri principali paesi UE

- Per i clienti non domestici, il 2023 ha visto una discesa dei prezzi italiani rispetto ai Paesi dell'area Euro, evidenza confermata da ARERA nell'ultima relazione annuale sullo stato dei servizi.
- Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, l'ultimo aggiornamento Eurostat relativo al primo semestre 2024 mostra un divario rispetto alla media e mediana dei paesi dell'Unione Europea, diversa in base alla classe di consumo dell'impresa (Figura 5-5). Per la fascia più caratteristica (Band IC), si interrompe la discesa del differenziale rispetto al valore mediano delle principali economie, che tuttavia rimane collocato su valori vicini a quelli degli altri principali paesi UE. Per la fascia di consumo inferiore (Band IB), il differenziale di costo continua invece la propria discesa. Non è chiaro tuttavia se e quanto i dati Eurostat tengano pienamente conto delle esenzioni e degli sgravi, tema sul quale ci sono visioni contrastanti anche nel panorama nazionale.
- L'altro elemento da considerare è l'allargamento del differenziale sulla borsa elettrica, evidenziato nel paragrafo precedente, il quale è presumibile si riversi (anche se in misura parziale) sul prezzo al dettaglio per le imprese.
- Per i clienti domestici sono disponibili da ARERA i dati relativi al mercato tutelato di un consumatore tipo (3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo), che tuttavia nel corso di quest'anno è andato progressivamente a riguardare i soli clienti in regime di vulnerabilità. Il terzo trimestre 2024 ha visto interrompersi la decrescita del prezzo iniziata nel 2024 a causa soprattutto dell'aumento della spesa per la materia prima energia. La spesa totale del terzo trimestre torna su valori prossimi (inferiori del 3%) a quelli dello stesso trimestre dello scorso anno (Figura 5-6)

Nell'ultimo anno l'indice dei prezzi al consumo si è ridotto in Italia in misura maggiore rispetto alla media dell'eurozona, al contrario del biennio 2022-'23

- Sempre lato utenti finali, la Figura 5-7 mostra la dinamica mensile negli ultimi due anni dell'indice armonizzato dei prezzi al consumo. Nell'ultimo trimestre in Italia si riscontra una contrazione dell'indice del prezzo dell'elettricità più decisa rispetto alla media dell'Eurozona. In Italia l'indice era però salito in misura molto più marcata durante la crisi del 2022, e il calo relativo del 2024 non è tale da compensare l'incremento relativo del 2022-'23.

Figura 5-5 - Prezzo dell'elettricità per le imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla mediana UE-27 (%)

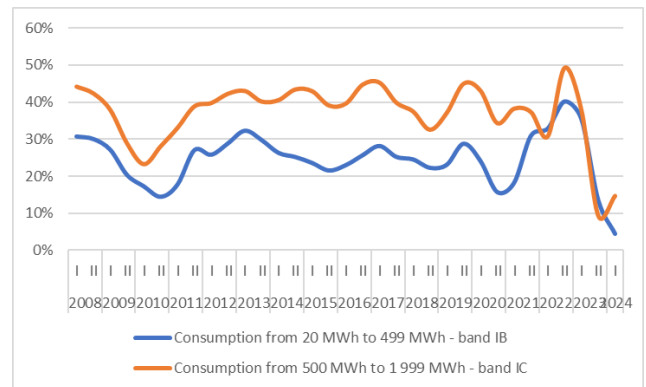


Figura 5-6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

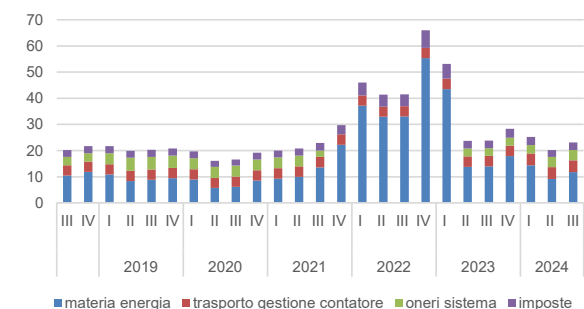
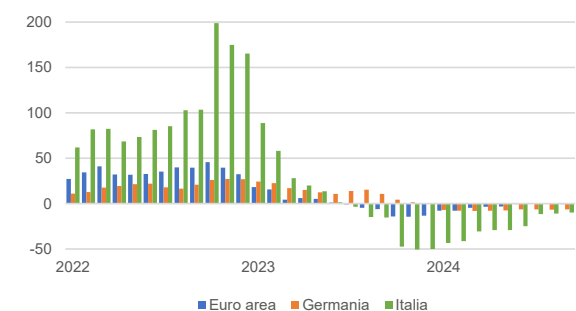


Figura 5-7 - HICP prezzo dell'elettricità - variazione percentuale tendenziale in Germania, Italia e nell'Eurozona



5.2. Prezzi del gas

Torna ad allargarsi lo spread PSV-TTF

- Nel terzo trimestre 2024 continua ad allargarsi lo spread PSV-TTF, confermando il trend di crescita dell'anno in corso (Figura 5-8). Pur avendo il 2024 una andamento finora opposto rispetto all'anno precedente, il differenziale nel terzo trimestre risulta essere superiore del 60% rispetto allo stesso periodo del 2023, quando lo spread era in fase di rimbalzo a seguito del quasi azzeramento del terzo trimestre 2022 (dovuto per lo più a ragioni congiunturali).
- Il prezzo del gas sul PSV e TTF nel terzo trimestre 2024 è in rialzo rispetto al I e al II trimestre (del 14 e 11% rispettivamente), mostrando variazioni di simile entità anche rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Prezzi per le imprese nel I semestre 2024

- Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, l'ultimo aggiornamento Eurostat è relativo al primo semestre 2024 e mostra come in tale periodo il divario rispetto alla mediana dei principali paesi dell'Unione Europea si sia ridotto ancora di più, fino ad arrivare a valori negativi (-11%) per la fascia di consumo tra 1.000 e 10.000 GJ (Figura 5-9).
- Così come per l'elettricità, anche per il gas l'andamento dell'indice armonizzato dei prezzi nel terzo trimestre 2024 è in riduzione rispetto al trimestre precedente, a differenza della crescita registrata nell'Eurozona. Anche in questo caso, d'altra parte, i maggiori cali dell'ultimo anno in Italia seguono aumenti maggiori registrati nel corso della crisi.

Prezzi per i clienti domestici nel I semestre 2024

- Infine, per i clienti domestici sono disponibili anche per il gas delle elaborazioni su dati ARERA relativi al mercato libero a partire dal 2020 per un consumatore tipo (1.400 smc di consumo annuo per uso cottura, riscaldamento e ACS). Distinguendo tra le offerte a prezzo fisso e variabile, si nota in entrambi i casi una riduzione della spesa media per le offerte del mercato libero a partire dal 2023, nonostante questa si mantenga superiore alla spesa per il servizio di maggior tutela, in particolare per le tariffe a prezzo fisso.
- Nel terzo trimestre 2024 le tariffe a prezzo variabile hanno visto un rialzo sia nel mercato libero che in quello a maggior tutela; ciò ha ridotto la forbice le tariffe a prezzo variabile e quelle a prezzo fisso, che rimangono tuttavia ancora più svantaggiose rispetto alle prime.

Figura 5-8 - Spread PSV/TTF (€/MWh, asse dx) e prezzo del gas sui due mercati ((€/MWh, asse sx)

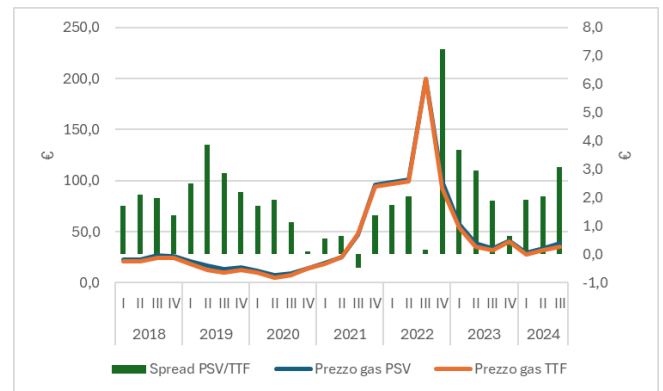


Figura 5-9 - Prezzo del gas per le imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla mediana UE-27 (%)

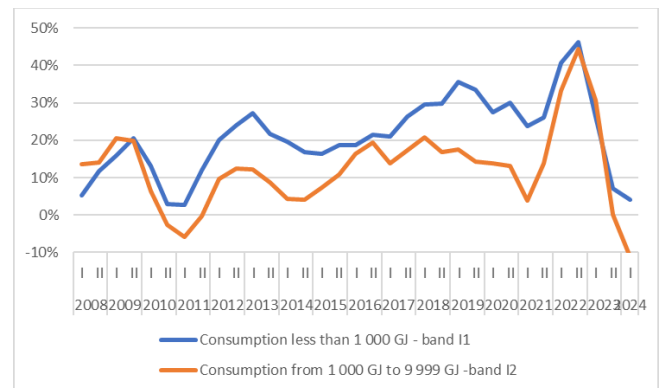


Figura 5-10 -HICP prezzo del gas - variazione percentuale tendenziale in Italia e nell'Eurozona

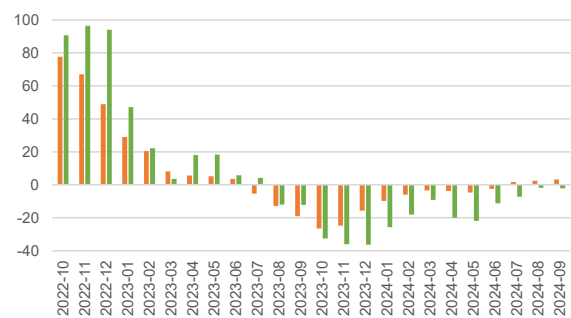
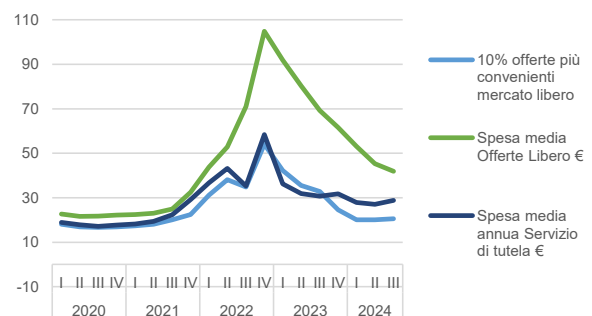


Figura 5-11 - Stima del prezzo medio del gas per i clienti domestici



ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Novembre 2024