



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

I semestre 2024



2/2024

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I semestre 2024

n. 2/2024

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I semestre 2024

n. 2/2024

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, Andrea Colosimo, Livio De Chicchis, Daniela Palma, Alessandro Zini

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara
- Capitolo 3: B. Baldissara e A. Colosimo
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Colosimo
- Focus cap. 4: A. Colosimo
- Capitolo 5: L. De Chicchis, B. Baldissara
- Focus cap. 5: D. Palma e A. Zini

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)	7
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia.....	9
2.1. Variabili guida dei consumi energetici.....	9
2.2. Consumi di energia primaria.....	10
2.3. Consumi finali di energia	11
3. Decarbonizzazione.....	13
4. Sicurezza del sistema energetico	15
4.1. Sistema petrolifero	15
4.2. Sistema del gas naturale.....	17
FOCUS - Il trade-off tra investimenti nel gas e transizione energetica	21
4.3. Sistema elettrico	25
5. Prezzi dell'energia	27
5.1. Prezzi dell'energia elettrica	27
5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	29
5.3. Prezzi del gas naturale	30
FOCUS - Il commercio internazionale di tecnologie Low Carbon. La posizione dell'UE27 e dell'Italia	31

Sintesi dei contenuti

Nell'Eurozona emissioni di CO₂ in calo del 3% nel I semestre con l'accelerata decarbonizzazione del settore elettrico, consumi energetici in calo dell'1% con la persistente debolezza dell'industria

- Nell'area euro la fase di debolezza delle economie, iniziata nella seconda metà del 2022 in concomitanza con la crisi dei prezzi dell'energia, si è estesa anche alla prima metà del 2024 (+0,5% la crescita nel I semestre, con crescita nulla in Germania), sebbene con segnali di lieve ripresa che non sembrano però riguardare l'industria (produzione in calo del 4% nell'Eurozona, del 5% in Germania). Sebbene sia proseguito anche il calo dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità (nel I semestre -34% il prezzo del gas al TTF, mentre il prezzo dell'elettricità nelle principali borse europee si è ridotto tra il 35 e il 60%), nella zona euro è continuata la contrazione dei consumi di energia (-1% nel semestre), con un crollo della domanda di carbone (-24%) e un nuovo calo della domanda di gas naturale (-4%). Ne hanno beneficiato le emissioni di CO₂, stimate in calo di circa il 4%.

In Italia calo delle emissioni di oltre il 6%, ma concentrato nel settore elettrico, grazie alla generazione da fossili ai minimi storici. Leggero aumento dei consumi di energia primaria per il balzo delle rinnovabili (+25%), ancora in netto calo il carbone (-60%) e il gas (-5%). In marginale aumento anche i consumi finali

- Anche in Italia nel I semestre 2024 si registra un deciso calo delle emissioni di CO₂ (superiore al 6%), concentrato però nel settore elettrico (-32%), grazie al notevole incremento della quota di FER nella generazione elettrica (salita nel semestre al 44% della richiesta, nuovo massimo storico, con nuovi massimi storici anche su base mensile e trimestrale, superiori al 52% della richiesta), mentre la quota di generazione da fossili è scesa nel semestre al 38%, nuovo minimo storico, inferiore di ben 10 punti percentuali rispetto al minimo precedente.
- Nei settori non-ETS (industria non energivora, terziario, residenziale e trasporti) si stima invece un lieve aumento delle emissioni di CO₂ (+1%), nonostante la domanda di gas per riscaldamento ancora debole (grazie a un altro inverno mite), perché è invece proseguita la dinamica positiva dei consumi petroliferi (+0,5%), con i consumi per la mobilità stradale e il trasporto aereo in aumento del 3% sull'anno precedente e tornati al di sopra dei livelli pre-Covid.
- Nell'insieme del semestre i consumi di energia primaria, se stimati con la metodologia Eurostat (come per l'Eurozona), risultano in calo del 2%, calo corrispondente alla riduzione dei consumi che consegue dalla sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili nella generazione elettrica (perché la generazione da fossili implica perdite di conversione che non ci sono nel caso di quella da rinnovabili), mentre risultano in leggero aumento (inferiore al punto percentuale) se stimati con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018¹.
- In termini di fonti primarie il I semestre 2024 è stato segnato dal balzo delle fonti rinnovabili (+25%), spinte dal rimbalzo dell'idroelettrica (+65%) dai minimi storici del 2022-'23, mentre nuovi cali hanno riguardato il carbone (-60% dopo il -30% del 2023), ormai ridotto ai minimi termini, e il gas naturale (-5%, per la gran parte nella termoelettrica). In aumento marginale i consumi di petrolio.
- I consumi finali di energia (la cui stima non risente della metodologia statistica adottata) sono stimati in leggero aumento (inferiore al punto percentuale rispetto al I semestre 2023), in conseguenza di un aumento di oltre il 3% nei trasporti, per la dinamica positiva della mobilità stradale e del traffico aereo, solo parzialmente compensato da cali contenuti nei settori civile e industria. L'aumento dei consumi è sostanzialmente in linea con l'andamento dei principali driver della domanda di energia (PIL e mobilità in aumento, ma clima mite e produzione industriale ancora negativa), a conferma della natura temporanea del disaccoppiamento tra domanda di energia e driver registrato tra 2022 e prima metà del 2023.

Fase di difficoltà della transizione energetica italiana, tra decarbonizzazione ancora insufficiente e problemi di competitività dell'industria (sia quella energivora sia quella low-carbon). Indice ISPRED in leggero miglioramento ma sempre vicino ai minimi storici

- La transizione italiana resta in una fase di sostanziale difficoltà, sintetizzata dal valore dell'Indice ENEA ISPRED (Indice Sicurezza energetica, Prezzi energia e competitività, Decarbonizzazione), che continua a collocarsi su un valore estremamente basso (0,35), di poco superiore al minimo della serie storica, sebbene a metà anno risulti in aumento rispetto a un anno prima (+10%). In particolare, si collocano su valori molto bassi gli indici relativi alle componenti *Decarbonizzazione* e *Prezzi dell'energia e competitività*, per quanto entrambi in marginale miglioramento rispetto a un anno fa.
- L'indice relativo alla componente *Decarbonizzazione* è penalizzato dal fatto che il pur notevole calo delle emissioni ha riguardato il solo settore elettrico. La traiettoria delle emissioni dei settori ETS risulta ora ampiamente in linea con il target 2030 (nei prossimi sei anni è sufficiente una riduzione di meno del 2% medio annuo), ma si è invece ulteriormente allontanata dagli obiettivi la traiettoria delle emissioni dei settori non-ETS, che dovrebbero ora ridursi del 5% medio annuo. E anche la crescita delle fonti rinnovabili resta decisamente inferiore a quella delineata nel recente PNIEC.
- L'indice relativo a *Prezzi dell'energia e competitività* ha per un verso beneficiato del proseguimento della flessione dei prezzi dell'elettricità e del gas per famiglie e imprese, che d'altra parte restano ancora significativamente superiori alle medie di lungo periodo, per un altro verso ha invece risentito di un nuovo repentino e notevole ampliamento del premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei, che nel II trimestre è salito a oltre il doppio il prezzo medio (e mediano) registrato in Germania, Francia e Spagna. Anche nel I semestre 2024 si è inoltre confermata la performance molto negativa della produzione industriale dei settori energy intensive, che nella media degli ultimi 12 mesi risulta inferiore a quella del 2020, minimo della serie storica, con uno scarto negativo molto elevato rispetto alla performance dell'intera industria manifatturiera (che peraltro è anch'essa in una fase di debolezza).

¹ La differenza tra le stime prodotte dai due metodi è legata alla convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili. Nell'Analisi trimestrale ENEA la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita valorizzando l'elettricità rinnovabile mediante il "partial substitution method", in 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.

- Inoltre si conferma molto problematica anche la competitività italiana nelle tecnologie energetiche per la decarbonizzazione (cui questo numero dell'Analisi Trimestrale dedica un Focus), con una crescente dipendenza dalle importazioni e un passivo commerciale - in costante aumento dal 2017 - che nel 2023 ha superato i 7 miliardi di euro (pari allo 0,34% del PIL). Peggiorano in particolare i saldi commerciali nei settori di maggior peso nell'interscambio: il deficit si avvicina ai 2 miliardi di euro nel caso del fotovoltaico, supera i 3 miliardi di euro nel comparto degli accumulatori (tre volte il dato 2021), con una despecializzazione commerciale che è superiore a quella dei maggiori partner europei. Nel caso dell'eolico il saldo commerciale è passato dall'attivo del 2021 a un (ancora contenuto) passivo nel 2023, diversamente da Germania e Spagna, che risultano ancora esportatori netti. Un nuovo forte balzo del passivo commerciale si registra infine nel caso dei veicoli a basse emissioni, che si attesta su più di 2 miliardi di euro di deficit. Avanzi commerciali si registrano solo nei settori del solare termico e degli elettrolizzatori, con un contributo al saldo complessivo del commercio Low Carbon che è però marginale (rispettivamente +150 e +100 milioni di euro).
- La fase di riduzione della domanda di energia, che dopo il rimbalzo post-pandemia del 2021 si è contratta in misura notevole nei successivi due anni (di quasi il 6%), ha invece determinato un miglioramento di molti degli indici relativi alla componente Sicurezza energetica. Decisi miglioramenti riguardano il sistema elettrico, nel quale nonostante la domanda in leggera risalita (+1,1% nel semestre, ma ancora inferiore del 4% rispetto al 2019) il margine di capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda è rimasto su valori maggiori di un anno fa. Un altro dato positivo è il consolidamento del drastico calo dei volumi e dei costi sostenuti da Terna per i servizi approvvigionati sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento.
- Infine, risulta in particolare relativamente confortante la valutazione della sicurezza nel sistema del gas naturale, perché anche nell'ultimo inverno il calo dei consumi (-17% rispetto alla media 2017-2022, oltre il target UE del -15%) ha garantito margini di capacità molto ampi. A questo proposito, in questo numero dell'Analisi un Focus indaga le prospettive del mercato globale del gas, con particolare attenzione alla complessa questione del bilanciamento tra le esigenze di investimento necessarie a mantenere in equilibrio il mercato e gli effetti delle politiche climatiche sulle decisioni di investimento. Alcuni risultati empirici supportano la teoria secondo cui le imprese tagliano preventivamente gli investimenti in risposta all'annuncio di politiche climatiche più stringenti, con la possibilità di aumenti di prezzo in occasione di picchi di domanda congiunturali. D'altra parte, il quadro resta massimamente incerto, perché le stime disponibili in letteratura circa la domanda futura risultano estremamente differenziate.

1. Scenario energetico: tendenze e stato della transizione

1.1. Tendenze del sistema energetico europeo ed italiano

Nell'Eurozona nuova contrazione dei consumi di energia (-1% nel I semestre). Crollo del carbone, emissioni in calo del 4%

- La prima metà del 2024 ha confermato l'allentamento delle tensioni sui mercati energetici europei innescate dalle crisi dell'ultimo triennio - prima quella pandemica, poi quella geopolitica - con la continuazione del trend di riequilibrio avviato nel 2023, che tuttavia non può ancora dirsi completato perché i prezzi di gas ed elettricità restano ancora su livelli storicamente elevati. Già nel primo trimestre i prezzi spot del gas, sia asiatico sia europeo, sono scesi a livelli precedenti la crisi russo-ucraina, e il miglioramento dei fondamentali dell'offerta, insieme agli elevati livelli di stoccaggio e al clima mite hanno determinato il rientro della volatilità e una relativa stabilità dei mercati del gas anche nel II trimestre. Nel semestre il prezzo medio del gas al TTF è sceso a 29,6 €/MWh (-34% su un anno prima, -20% sul semestre precedente). Ne hanno beneficiato anche i mercati elettrici europei, sui quali, in confronto al semestre precedente, i prezzi medi si sono contratti tra il 30% (in Italia e Germania) e il 50% (in Francia e Spagna).
- Anche nella prima metà del 2024 è comunque continuata la fase di debolezza delle economie dell'area euro: la crescita del PIL dell'area si è fermata allo 0,5% sia nel I sia nel II trimestre, anche perché la crescita ha continuato a ristagnare in Germania, la principale economia dell'area (-0,1% nel semestre), dove non sembra fermarsi la contrazione dell'attività manifatturiera, in particolare quella dei beni intermedi (-5% nel semestre). Un modesto segnale positivo è che dopo due anni molto negativi nei quattro settori più energy intensive (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia) la produzione dell'Eurozona è tornata a crescere, sia pure marginalmente (ma è ancora stazionaria in Germania). Ma in questi settori i livelli produttivi di Germania e Italia restano inferiori di circa il 15% rispetto al 2021 e ancora ampiamente inferiori a quelli del 2020, che in alcuni casi sono anche i minimi degli ultimi trent'anni.
- Nell'insieme del I semestre 2024 il consumo di energia primaria dell'Eurozona è stimato in calo di poco più dell'1%, con un crollo della domanda di carbone (-24%, per la gran parte nella termoelettrica) e un nuovo calo della domanda di gas naturale (-4%; Figura 1-1).
- Ne hanno beneficiato le emissioni di CO₂, stimate in calo di circa il 4%, un valore comunque insufficiente per il raggiungimento del target 2030, che richiederebbe una riduzione media annua superiore al 6% (Figura 1-2).

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

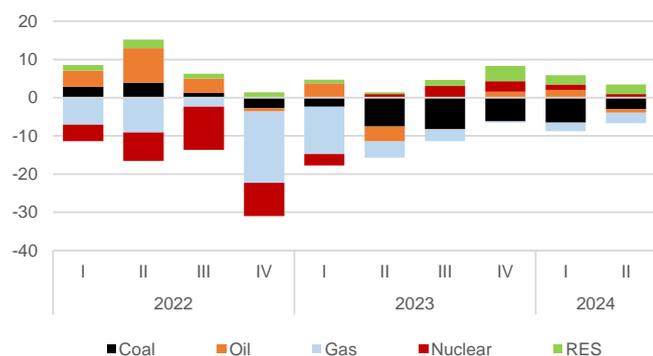
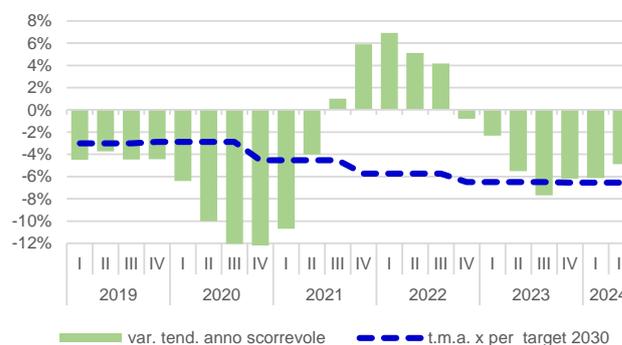


Figura 1-2 - Emissioni di CO₂ nell'Eurozona – variazioni tendenziali (%) e tasso medio annuo di variazione delle emissioni necessario per il target 2030



In Italia calo delle emissioni di oltre il 6%, ma concentrato nel settore elettrico

- Anche in Italia il I semestre dell'anno ha visto la combinazione di un debole quadro macroeconomico (con in particolare la produzione industriale dei beni intermedi ancora in calo dopo la netta contrazione del 2023) e di clima mite nei primi quattro mesi dell'anno (-15% i gradi giorno riscaldamento rispetto alla media di lungo periodo).
- Nell'insieme del semestre i consumi di energia primaria, se stimati con la metodologia Eurostat (come per l'Eurozona), risultano in calo del 2%, calo corrispondente alla riduzione dei consumi che consegue dalla sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili nella generazione elettrica, mentre risultano in leggero aumento (inferiore al punto percentuale) se stimati con la metodologia utilizzata per i bilanci energetici elaborati del Ministero dello Sviluppo Economico fino al 2018²).

² La differenza tra le stime prodotte dai due metodi è legata alla convenzione adottata per la valorizzazione dell'elettricità da fonti rinnovabili:

- a) con il metodo del "physical energy content" utilizzato per i bilanci Eurostat l'elettricità rinnovabile è convertita in energia primaria semplicemente considerando l'equivalente calorico dei kilowattora prodotti, per cui la sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili nella generazione elettrica determina di per sé una riduzione dei consumi di energia primaria, perché la generazione da fossili implica perdite di conversione che non ci sono nel caso di quella da rinnovabili; con questo approccio nel I semestre 2024 l'aumento dell'elettricità da rinnovabili risulta pari a poco più di 1 Mtep, non sufficiente a compensare l'aumento delle fonti fossili (circa 3 Mtep), e la variazione totale dei consumi primari risulta dunque negativa (-2% circa);
- b) con il cosiddetto "partial substitution method", l'elettricità rinnovabile viene valorizzata calcolando l'ammontare di energia che sarebbe stata necessaria per produrre la stessa quantità di elettricità con impianti termoelettrici convenzionali, assumendo il rendimento di conversione di questi ultimi; ne consegue che la sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili nella generazione elettrica non implica di per sé una riduzione dei consumi di energia primaria; con questo approccio nel I semestre 2024 l'aumento dell'energia primaria da rinnovabili risulta pari a oltre 3 Mtep e più che compensa il calo delle fonti fossili, per cui la variazione totale dei consumi primari risulta leggermente positiva.

- In termini di fonti primarie il I semestre 2024 è stato segnato dal balzo delle fonti rinnovabili (+25%), spinte dal rimbalzo dell'idroelettrica (+65%) dai minimi storici del 2022-'23, mentre nuovi cali hanno riguardato il carbone (-60%), che nella termoelettrica è ormai ai minimi termini, e il gas naturale (-5%), anch'esso per la gran parte nella termoelettrica. La quota di generazione elettrica da fossili è infatti scesa nel semestre al 38%, nuovo minimo storico, inferiore di ben 10 punti percentuali rispetto al minimo precedente.
- Ne è conseguito un deciso calo delle emissioni di CO₂ (superiore al 6%), concentrato però nel settore elettrico (-32%), mentre nei settori non-ETS (industria non energivora, terziario, residenziale e trasporti) si stima invece perfino un lieve aumento (+1%).

1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)³

La transizione energetica italiana resta in una fase di difficoltà, tra decarbonizzazione ancora insufficiente e problemi di competitività dell'industria (sia quella energivora sia quella low-carbon). Indice ISPRED in leggero miglioramento ma sempre vicino ai minimi della serie storica

- A metà del 2024 l'indice composito ISPreD (Indice Sicurezza energetica, Prezzi dell'energia e competitività, Decarbonizzazione), che sintetizza lo stato della transizione energetica italiana, risulta in miglioramento rispetto a un anno prima (+10%), ma resta su livelli molto vicini al minimo della serie storica. Il valore di 0,35 è inoltre ben inferiore al valore soglia di 0,5, cioè il valore dell'indice è inferiore al valore medio registrato nell'orizzonte temporale sotto analisi - dal 2010 ad oggi, dunque indica una situazione relativamente peggiore di quella media degli ultimi quindici anni (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).
- Rispetto al II trimestre 2023 l'ISPRED risulta in leggero miglioramento nelle dimensioni *Decarbonizzazione* e *Prezzi dell'energia e competitività*, in miglioramento più consistente nella dimensione *Sicurezza energetica*.
- La transizione energetica italiana resta però in una fase di sostanziale difficoltà, in particolare, si collocano su valori molto bassi gli indici relativi alle componenti *Decarbonizzazione* e *Prezzi dell'energia e competitività*, per quanto entrambi in miglioramento rispetto a un anno fa (Figura 1-4).

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

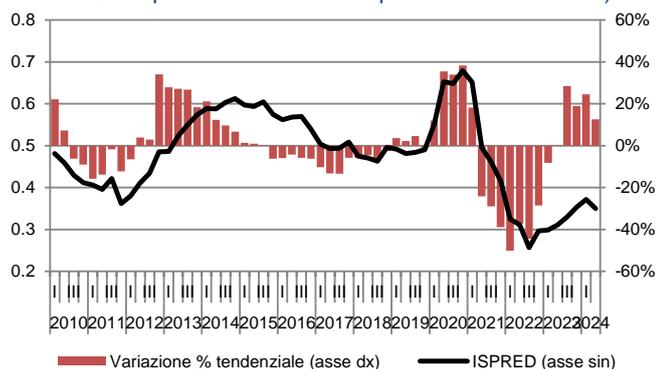
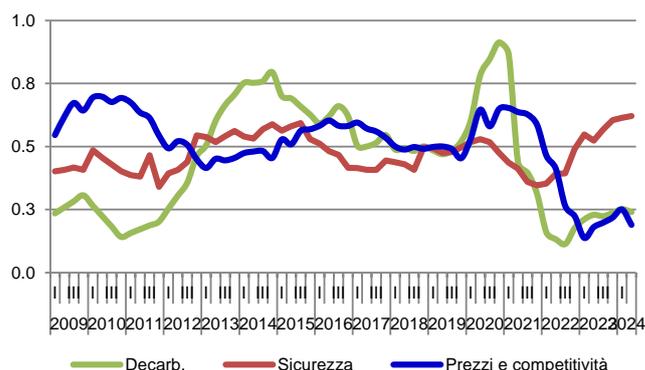


Figura 1-4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



In leggero miglioramento l'indice relativo alla decarbonizzazione, ma resta poco al di sopra dei minimi della serie storica

- L'indice relativo alla componente *Decarbonizzazione*, pur in miglioramento rispetto a un anno prima, è penalizzato dal fatto che il pur notevole calo delle emissioni di CO₂ ha riguardato il solo settore elettrico.
- La traiettoria delle emissioni dei settori ETS (settore elettrico, raffinazione, industria energivora) risulta ora ampiamente in linea con il target 2030 (nei prossimi sei anni è sufficiente una riduzione di meno del 2% medio annuo), ma si è invece ulteriormente allontanata dagli obiettivi la traiettoria delle emissioni dei settori non-ETS, che nei prossimi sei anni dovrebbero ridursi a un tasso del 5% medio annuo, laddove negli ultimi trimestri le variazioni sono risultate minime (Figura 1-5).
- Anche la crescita delle fonti rinnovabili, nonostante il balzo delle rinnovabili elettriche (spinte però in primis dall'idroelettrico) resta decisamente inferiore a quella delineata nel recente PNIEC: per il 2024 è plausibile che la quota di FER sui consumi finali possa aumentare di un punto percentuale, avvicinandosi al 21%, ma la bozza di PNIEC di giugno 2023 prevedeva per il 2024 un valore di oltre il 25%

Nell'Analisi trimestrale ENEA la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita valorizzando l'elettricità rinnovabile mediante il "partial substitution method", in 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.

³ 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.

Figura 1-5 – Variazione tendenziale delle emissioni nei settori non-ETS (%) e tasso medio annuo necessario per raggiungere il target 2030

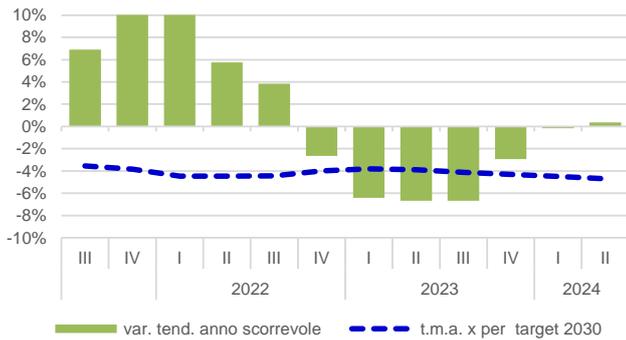


Figura 1-6 – Scostamento % del prezzo italiano del elettricità sulla Borsa italiana rispetto al prezzo mediano di Germania, Francia e Spagna



Migliora l'indice sintetico relativo ai prezzi, ma resta anch'esso vicino ai minimi della serie. Balzo del differenziale positivo del prezzo italiano dell'elettricità rispetto agli altri principali mercati europei

- Nella prima metà del 2024 l'indice relativo a *Prezzi dell'energia e competitività* risulta in miglioramento di circa il 40%, ma anche in questo caso si tratta di una risalita dai minimi della serie storica raggiunti un anno fa, e nel II trimestre l'indice è tornato a peggiorare rispetto al I trimestre.
- L'indice in questione ha per un verso beneficiato del proseguimento della flessione dei prezzi dell'elettricità e del gas per famiglie e imprese, che d'altra parte restano ancora significativamente superiori alle medie di lungo periodo, per un altro verso ha invece risentito di un nuovo repentino e notevole ampliamento del premio del prezzo dell'elettricità sulla Borsa italiana rispetto a quelli dei principali mercati elettrici europei, che nel II trimestre è salito a oltre il doppio il prezzo medio (e mediano) registrato in Germania, Francia e Spagna (Figura 1-6).
- Anche nel I semestre 2024 si è inoltre confermata la performance molto negativa della produzione industriale dei settori energy intensive, che nella media degli ultimi 12 mesi risulta inferiore a quella del 2020, minimo della serie storica, con uno scarto negativo molto elevato rispetto alla performance dell'intera industria manifatturiera (che peraltro è anch'essa in una fase di debolezza)

Indici di sicurezza energetica ancora in miglioramento, in particolare nei sistemi gas ed elettrico. Il calo dei consumi di gas resta elemento chiave

- Si conferma invece che la fase di riduzione della domanda di energia, che dopo il rimbalzo post-pandemia del 2021 si è contratta in misura notevole nei successivi due anni (di quasi il 6%), ha invece determinato un miglioramento di molti degli indici relativi alla componente Sicurezza energetica.
- Decisi miglioramenti riguardano in particolare il sistema del gas naturale, perché anche nell'inverno 2022-2023 il calo dei consumi (-17% rispetto alla media 2017-2022, oltre il target UE del -15%) ha garantito margini di capacità molto ampi.
- Nel sistema elettrico, nonostante la domanda in leggera risalita (+1,1% nel semestre, ma ancora inferiore del 4% rispetto al 2019) il margine di capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda è rimasto su valori maggiori di un anno fa, e un altro dato positivo è il consolidamento del drastico calo dei volumi e dei costi sostenuti da Terna per i servizi approvvigionati sul Mercato dei Servizi per il Dispacciamento. Infine nel sistema petrolifero la redditività della raffinazione, sebbene in leggero calo rispetto a un anno prima, resta decisamente positiva nel confronto con l'esperienza del decennio precedente al 2022.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia in Italia

2.1. Variabili guida dei consumi energetici

Crescita del PIL in rallentamento ma ancora positiva. Ancora negativo il risultato dell'industria

- Nel I trimestre 2024 il PIL nazionale è cresciuto dello 0,3% rispetto al trimestre precedente e dello 0,7% rispetto al II trimestre 2023 (dati destagionalizzati e corretti per il calendario). Contributi positivi alla crescita del PIL sono venuti dalla domanda estera netta (+0,7%, grazie soprattutto alla riduzione delle importazioni) e in misura minore dalla spesa delle famiglie e dagli investimenti, mentre è stato negativo il contributo delle scorte (-0,7%). Il valore aggiunto è cresciuto sia nell'industria sia nei servizi (+0,3% sul trimestre precedente), oltre che in agricoltura e pesca (+3,3%).
- La crescita del PIL è risultata positiva anche nel II trimestre (+0,2% sul trimestre precedente, +0,9% sul II trimestre 2023). La crescita è derivata in lieve parte dalla domanda nazionale e in misura maggiore dalla variazione delle scorte, mentre è divenuto negativo l'apporto della domanda estera netta (-0,3%). Il valore aggiunto è aumentato nei servizi (+0,4%) mentre è risultato negativo l'andamento nell'industria (-0,5%) e nell'agricoltura.
- Complessivamente nel I semestre il PIL risulta in aumento dello 0,8% (sul I semestre 2023), mentre la variazione acquisita per l'intero 2024 è dello 0,7%, in rallentamento rispetto alla crescita dell'1% registrata nel 2023.
- Nel semestre è risultato invece ancora negativo l'andamento della produzione industriale, che si è contratta di oltre il 3% rispetto allo stesso periodo 2023. Si tratta di un dato che continua ad accumulare l'Italia all'altro principale Paese manifatturiero europeo, la Germania, dove anche nel I semestre di quest'anno la produzione industriale si è contratta del 5%. A differenza di quanto accaduto costantemente nei precedenti otto trimestri, nei primi due trimestri del 2024 la contrazione della produzione industriale (sia in Italia sia in Germania) è stata minore nella produzione dei beni intermedi (-1,7% in Italia nel semestre).
- Se si concentra l'attenzione sui settori più energy intensive (carta, chimica, minerali non metalliferi e metallurgia) l'ultimo semestre ha fatto segnare segnali di ripresa, che però seguono una lunga fase di crisi, iniziata a metà 2022: nell'anno scorrevole (media degli ultimi 12 mesi) nei quattro settori suddetti la produzione industriale resta ampiamente inferiore ai minimi del 2020, e resta molto elevato lo scarto negativo rispetto alla performance dell'intera industria manifatturiera (peraltro anch'essa in una fase di debolezza).
- In continuità con il 2023 nel I semestre risulta invece ancora in aumento la mobilità stradale: l'indice ANAS di mobilità rilevata risulta in espansione di circa il 2%, con un aumento anche più accentuato per il trasporto pesante.

Dal clima mite ancora un impulso al calo dei consumi di energia

- I dati dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale evidenziano già come il 2023 fosse stato l'anno più caldo mai registrato ([WMO confirms that 2023 smashes global temperature record](#)), e il 2024 si candida a superarlo: secondo i dati Copernicus ([Copernicus: June 2024 marks 12th month of global temperature reaching 1.5°C above pre-industrial | Copernicus](#)), giugno 2024 è stato il mese di giugno più caldo mai registrato a livello globale, ed è stato il dodicesimo mese consecutivo a raggiungere o superare la soglia di 1,5°C oltre la media preindustriale. Anche a livello europeo la temperatura media è stata a giugno

superiore di oltre 1,5°C rispetto alla media 1991-2020, e giugno 2024 è stato il secondo più caldo mai registrato.

- Più in generale, anche nei primi mesi dell'anno il clima è stato mite. In Italia le temperature dei primi sei mesi sono risultate mediamente superiori rispetto all'anno precedente, con i gradi giorno riscaldamento ancora in calo sul 2023, in continuità con le contrazioni dei precedenti due anni. In particolare, nei primi 4 mesi dell'anno le temperature sono risultate mediamente più elevate di oltre 1°C rispetto allo stesso periodo 2023, favorendo in primis il calo della domanda di gas per riscaldamento. Nei mesi di maggio e giugno le temperature sono state invece solo lievemente superiori a quelle dello scorso anno, incidendo meno sulla domanda di raffrescamento.

Complessivamente, nei primi sei mesi i principali driver hanno spinto verso una marginale riduzione dei consumi energetici

- Nel complesso, l'insieme dei fattori suddetti (PIL, produzione industriale, mobilità, clima) ha prodotto sui consumi di energia un impulso leggermente negativo nel I trimestre, per l'inverno mite e la debole produzione industriale, leggermente positivo nel II trimestre, soprattutto per la buona dinamica della mobilità stradale e del traffico aereo.
- Nell'insieme dei sei mesi del 2024 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, risulta sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente.

Figura 2-1 - PIL e produzione industriale beni intermedi (numero indice 2021 =100, anno scorrevole)

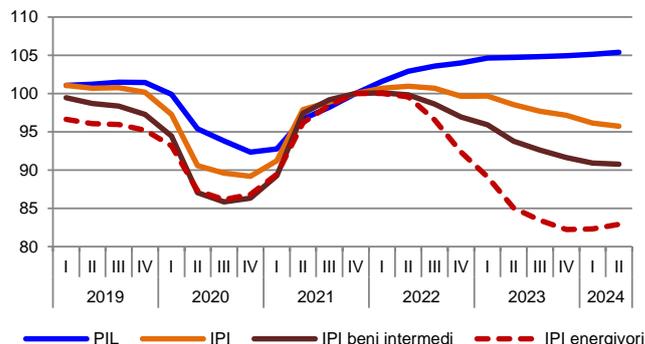
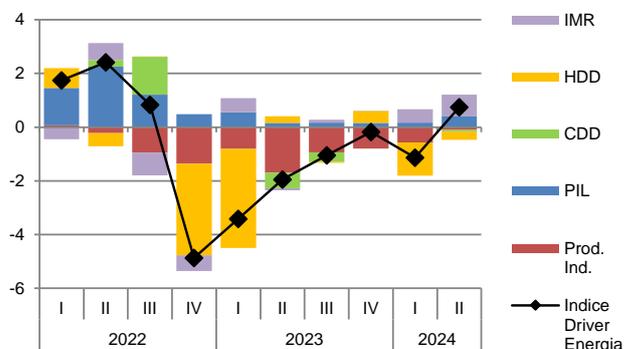


Figura 2-2 - Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione trimestrale tendenziale)



2.2. Consumi di energia primaria

Nei primi sei mesi del 2024 frena la contrazione dei consumi osservata nel biennio precedente. Il fabbisogno nell'anno scorrevole è inferiore dell'8% rispetto al 2019

- Nei primi sei mesi del 2024 il fabbisogno di energia primaria in Italia è stimato in marginale aumento rispetto allo stesso periodo 2023 (meno dell'1%)*: dopo una marginale variazione positiva nel I trimestre, nel II trimestre si stima un incremento dei consumi dell'1% circa (Figura 2-3).
- Le due variazioni tendenziali positive della prima metà del 2024 fanno seguito all'aumento del IV trimestre 2023 (+3% sul IV trim 2022), che invece seguiva cinque contrazioni trimestrali consecutive iniziate a metà 2022. Dopo il rimbalzo post-pandemia del 2021 la domanda di energia è andata progressivamente diminuendo nel biennio successivo (-3% medio annuo), e sembra stabilizzarsi nella I metà 2024.
- Con riferimento all'anno scorrevole i consumi di energia primaria si attestano a circa 151 Mtep, 4 Mtep in più rispetto al minimo del 2020 ma ben 12 Mtep in meno (-8%) rispetto ai livelli pre crisi del 2019.
- La variazione della domanda di energia nei primi sei mesi del 2024 è sostanzialmente in linea con la dinamica dei principali driver (PIL, produzione industriale, mobilità stradale e clima), come sintetizzata dall'Indice ENEA dei driver della domanda di energia. Si conferma la natura temporanea del disaccoppiamento tra domanda di energia e driver registrato tra 2022 e prima metà del 2023, evidentemente provocato dai prezzi record dell'energia registrati in quel periodo (Figura 2-4).

Prosegue il crollo del carbone, ancora in calo il gas, balzo delle fonti rinnovabili

- Il leggero aumento dei consumi di energia primaria nella I metà del 2024 è legato a un balzo dell'elettricità da fonti rinnovabili (+25%), che (se convertita mediante il cosiddetto "partial substitution method, vedi nota 4) corrisponde a un incremento di energia primaria superiore a 3 Mtep, un valore superiore al calo delle fonti fossili. Nel dettaglio:
- Nel semestre i consumi di gas sono diminuiti di 1,3 Mtep rispetto allo stesso periodo 2023 (-5%): al calo dei mesi invernali (-0,5 Mtep, -3%) ha fatto seguito una contrazione anche più decisa nei mesi primaverili (-0,8 Mtep, -8%). La flessione è imputabile per oltre la metà al minor ricorso nella termoelettrica (-1 Mtep nei sei mesi, -12%), in particolare nel II trimestre, per la forte ripresa della produzione idroelettrica, la crescita dell'import di elettricità e della produzione da solare ed eolico. Più contenuta la flessione della domanda di gas negli usi diretti (-1%).
- I consumi di petrolio si collocano invece su una traiettoria crescente (+0,5% nel semestre), trainati dalla persistente buona dinamica della mobilità stradale e del traffico aereo, che spingono le vendite di carburanti per autotrazione e aviazione, che riescono a compensare il calo della petrolchimica (a differenza di quanto successo nel 2023).
- Il ricorso ai combustibili solidi nei primi sei mesi dell'anno è stimato più che dimezzato rispetto allo scorso anno, data la decisa contrazione del carbone nella generazione elettrica (-75% circa). La produzione elettrica da carbone si è fermata a meno di 2 TWh nel semestre, contro gli 8 TWh del 2023 (quando era ancora in vigore il piano di contenimento dei consumi di gas). Dopo la flessione del 2023 (-30%) i consumi di combustibili sono stimati per

l'intero 2024 al di sotto dei 3 Mtep, meno del 2% del fabbisogno energetico italiano.

- Dopo il +13% del 2023 le rinnovabili elettriche hanno registrato un forte aumento anche nel I semestre 2024 (+25%), trainate dal rimbalzo della produzione idroelettrica (+60%), che nell'anno scorrevole (48 TWh) è tornata in linea con le medie di lungo periodo (ma +10 TWh sul 2023 e +20 TWh rispetto al minimo storico del 2022). In aumento anche le FER intermittenti, quasi 4 TWh in più nei sei mesi (+15%).
- In marginale aumento le importazioni nette di elettricità, circa 0,2 Mtep nell'insieme dei sei mesi (+4%): la decisa ripresa di inizio anno (+0,7 Mtep, +24%), è stata solo in parte ridimensionata dalla contrazione dei mesi primaverili (-18%). Nell'anno scorrevole il ricorso alle importazioni supera i 52 TWh, poco sopra i livelli 2023, ma nettamente superiore alla media dei 10 anni precedenti (40 TWh).

Figura 2-3 Consumi di energia primaria in Italia nell'anno scorrevole (Mtep, asse sx) e var. tendenziali trimestrali (%; asse dx)

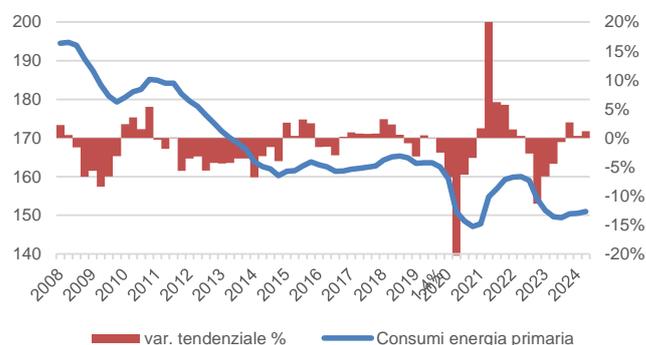


Figura 2-4 - Consumi di energia primaria e Indice ENEA dei driver della domanda di energia (variazione tendenziale, %)

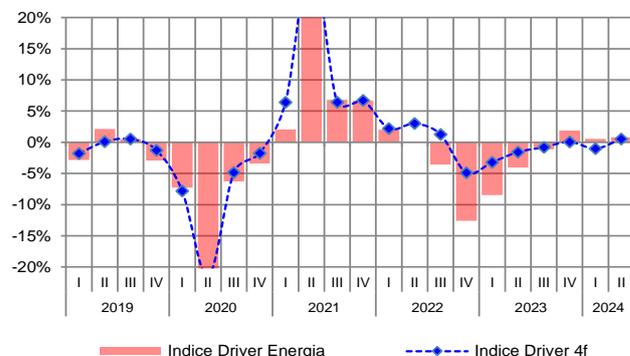
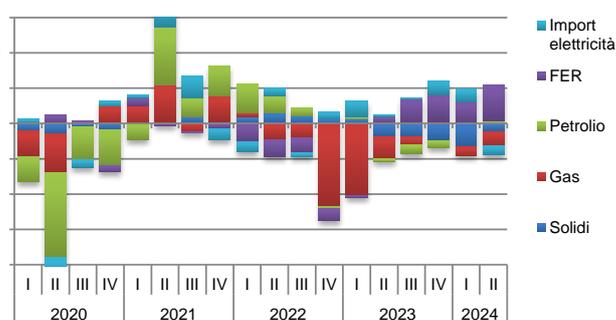


Figura 2-5 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)



* I consumi di energia primaria risultano invece in calo del 2% se l'elettricità rinnovabile è valorizzata con il metodo del "physical energy content" (vedi nota 2). Nell'Analisi trimestrale ENEA la serie storica dei consumi di energia primaria è ricostruita valorizzando l'elettricità

rinnovabile mediante il "partial substitution method", in 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.

2.3. Consumi finali di energia

Consumi finali in aumento marginale, guidati dai trasporti

- Secondo la stima preliminare ENEA (che impone alcune approssimazioni) nel I semestre 2024 i consumi finali di energia hanno registrato un modesto aumento tendenziale, inferiore al punto percentuale, un dato che segue l'aumento tendenziale del IV trimestre 2023, successivo a cinque variazioni tendenziali negative consecutive, particolarmente marcate nell'inverno 2022/23 (-11% medio, per il clima mite; Figura 2-6).
- Più nel dettaglio, tra gennaio e giugno si registra un aumento delle vendite di prodotti petroliferi pari a circa mezzo Mtep rispetto alla prima metà dello scorso anno, con una crescita del 2% in entrambi i trimestri. A trainare i consumi sono state le vendite di carburanti per trasporto stradale e aereo, nell'insieme superiori di oltre 660 mila tonnellate rispetto all'anno precedente (+2% e +17% rispettivamente), e in misura minore i bitumi e i bunkeraggi (+95 mila tonnellate nell'insieme), solo in parte compensate dalla contrazione di circa 200 mila tonnellate degli altri prodotti, di cui circa la metà nella petrolchimica (-95 ktonn, -7%). Le variazioni positive dei primi due trimestri seguono cinque variazioni tendenziali trimestrali negative consecutive (-1% in media) seguite al rimbalzo del biennio 2021-'22.
- Nel semestre sono invece in marginale contrazione (-0,1 Mtep) i consumi di gas (-1% sia nel I sia nel II trimestre) per la minore domanda sulle reti di distribuzione, in flessione tendenziale di 0,2 Mtep (-1% nel I trimestre, -3% nel secondo), e l'incremento negli usi industriali (+0,1 Mtep, +1,6%, rispetto alla I metà dello scorso anno, quando erano però in netta flessione (-10% sul 2022).
- Dopo l'aumento del IV trimestre 2024, che seguiva sei variazioni tendenziali negative, sembra consolidarsi il trend di ripresa della domanda di elettricità (+0,8% nel I trimestre, +1,5% nel II, per un complessivo +1,1% nei 6 mesi. Il dato Terna rettificato per clima e calendario riduce però la crescita della domanda al +0,5% (Rapporto mensile Terna 6/2024). Ad eccezione del mese di marzo (-1,4% tendenziale, con 2 giorni lavorativi in meno e la Pasqua caduta il 31 Marzo), negli altri cinque mesi dell'anno la domanda di elettricità è stata superiore ai livelli 2023.
- A spingere la pur modesta ripresa dei consumi elettrici è stato il settore dei servizi mentre è stato più contenuto il contributo dell'industria (vedi oltre).
- A fine giugno 2024 la richiesta di energia elettrica nell'anno scorrevole risulta pari a quasi 308 TWh, 2 in più rispetto ai 306 del 2023, ma visto che sia i consumi elettrici che la domanda complessiva di energia nei settori di impiego finale hanno mostrato variazioni simili l'elettrificazione del sistema energetico è stimata sugli stessi livelli del 2023, al 22% circa (Figura 2-7), ancora lontana dal target 2030 dal PNEC (27%).
- Con riferimento ai diversi settori, nell'insieme dei sei mesi del 2024 si stima un aumento significativo nei trasporti (+0,7 Mtep), solo parzialmente compensato da cali piuttosto marginali nei settori civile e industria (Figura 2-8).

Nel civile consumi in marginale riduzione: il fattore clima ha compensato la crescita dei servizi

- Nei primi sei mesi dell'anno i consumi di energia del settore civile sono stimati in leggero margine rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-1%).
- Come al solito, nei mesi invernali in particolare, il dato è spiegato in primis dalla dinamica dei consumi di gas per usi riscaldamento, in leggera flessione in coerenza con le temperature miti dei mesi invernali (Figura 2-9). Secondo i dati SNAM, infatti, la richiesta di gas sulle reti di

distribuzione è diminuita di quasi il 2% rispetto allo stesso periodo 2023, quando la contrazione era stata decisamente più marcata (sempre in linea con il fattore clima, ma anche per il caro prezzi e il Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas).

- Sono invece stimati in lieve aumento i consumi di elettricità del settore (+1% rispetto al I semestre 2023), guidati dalla crescita economica del settore dei Servizi: tra gennaio e maggio l'Indice Mensile dei Servizi (IMSER) elaborato da Terna, che rappresenta circa l'80% dei consumi elettrici del settore dei Servizi, è risultato in aumento tendenziale di oltre il 4%.

Figura 2-6 - Consumi finali di energia per fonte - Variazione tendenziale (Mtep)

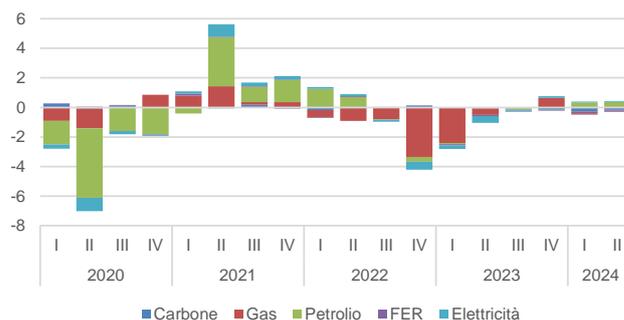


Figura 2-7 – Quota di elettricità sui consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, %)

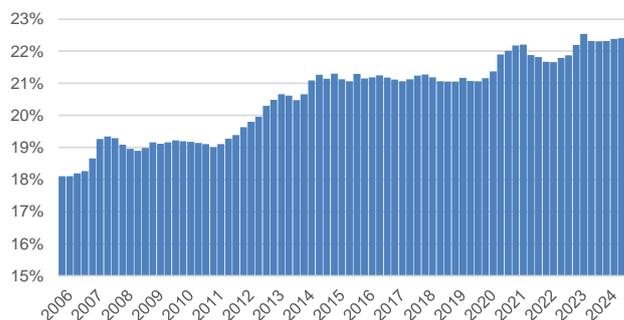
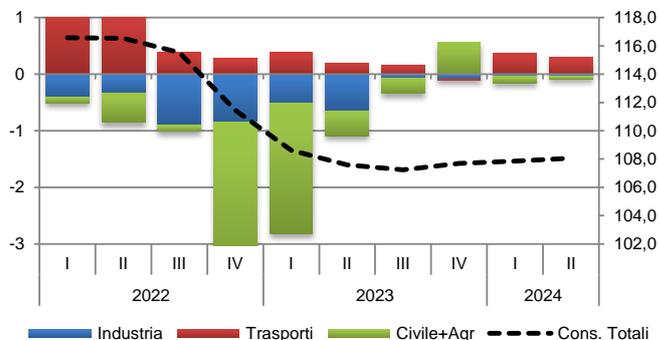


Figura 2-8 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (asse sx, Mtep)



Nella I metà dell'anno i consumi energetici nell'industria mostrano variazioni nel complesso marginali

- Nel I semestre dell'anno l'indice della produzione industriale ha continuato a contrarsi in misura significativa (negli ultimi otto trimestri ha registrato sette variazioni tendenziali negative), ma si è fermata la caduta della produzione fisica dei settori più energivori (chimica di base, carta, minerali non metalliferi e siderurgia), che comunque continua a collocarsi su valori compresi tra il -15% e il -20% dei livelli del 2021 (Figura 2-10). Coerentemente, si è fermato anche il calo dei consumi energetici dell'intera industria (compresi usi non energetici), che nei primi sei mesi del 2024 sono stimati sui livelli dello stesso periodo del 2023, quando invece si erano ridotti di circa il 10% su un anno prima.
- Rispetto al 2021 i consumi energetici industriali nell'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) restano comunque inferiori di circa il 12%, e anche rispetto al 2020 la contrazione è vicina al 10%. Mentre la produzione fisica resta molto al di sotto dei livelli 2020 nei settori della chimica e petrolchimica e della carta.
- In termini di fonti, nel I semestre 2024 la richiesta di gas per usi industriali risulta aumentata di oltre l'1% sull'anno precedente, e anche per la richiesta di elettricità si stima un leggero incremento (inferiore all'1%, come da variazione dell'Indice mensile dei consumi elettrici industriali (IMCEI) di Terna.
- Dopo la flessione dello scorso anno (oltre il 10% sul 2022), la prima metà del 2024 ha invece visto ancora in calo i prodotti petroliferi, in particolare la domanda della petrolchimica (-6% rispetto al I semestre 2023, -40% rispetto al 2021).

Continuano a salire i consumi energetici nei trasporti, tornati sopra i livelli pre-Covid. In forte aumento l'aviazione ma cresce anche l'autotrazione

- I consumi energetici del settore trasporti hanno continuato ad aumentare anche nei primi sei mesi del 2024, e in misura significativa (3,5% circa rispetto all'anno precedente). Negli ultimi tredici trimestri i consumi settoriali hanno registrato un calo tendenziale (peraltro marginale) solo nel IV trimestre 2023, e il dato della prima metà 2024 è ormai superiore di quasi il 2% rispetto a quello della prima metà 2019.
- Le vendite di prodotti petroliferi per autotrazione e per aviazione sono state superiori di oltre 600 mila tonnellate rispetto al I semestre 2023, e anche rispetto ai livelli pre covid del 2019 la crescita è di pari entità.
- Più nel dettaglio, nell'insieme dei primi sei mesi del 2024 le vendite di prodotti petroliferi destinati all'autotrazione sono stimate in aumento del 2% rispetto ai livelli dell'anno precedente (+320 mila tonnellate circa), in linea con l'Indice della Mobilità Rilevata elaborato dall'ANAS, che mostra un incremento del traffico veicolare sulla rete di oltre un punto percentuale (con una giornata lavorativa in più).
- In termini di prodotti si rileva ancora una decisa ripresa delle vendite di benzina (+4% nei sei mesi), in continuità con il 2023 (+6% sull'anno precedente). Ma dopo il calo del 2023 (-2% sul 2022) sono tornati a crescere anche le vendite di gasolio motori (+1% nei sei mesi), in coerenza con l'aumento del traffico dei veicoli pesanti (+2% sul I semestre 2023). Si conferma comunque la tendenza, emersa già lo scorso anno, verso uno shift di carburanti a favore della benzina, conseguenza della crescente ibridizzazione del parco a favore della benzina, in particolare per i veicoli per trasporto persona di piccola cilindrata (UNEM 6/2024).
- Restano ancora su un trend di forte crescita le vendite di jet fuel destinato all'aviazione (+17% nei primi sei mesi, oltre 340 mila tonnellate in più dello scorso anno), grazie al nuovo notevole incremento sia dei passeggeri che dei voli

cargo negli aeroporti nazionali, che nei primi cinque mesi dell'anno hanno mostrato crescita a doppia cifra (dati Assaeroporti).

- A metà 2024 i livelli di consumi di jet fuel sono risaliti oltre i livelli pre-Covid (+30.000 tonnellate, dati UNEM), mentre a fine 2023 risultavano ancora inferiori di circa il 7% rispetto ai livelli pre-Covid.

Figura 2-9 - Consumi di energia nel Civile (var. tend., Mtep, asse sx) e gradi giorno riscaldamento (var. tend. assoluta, asse dx)

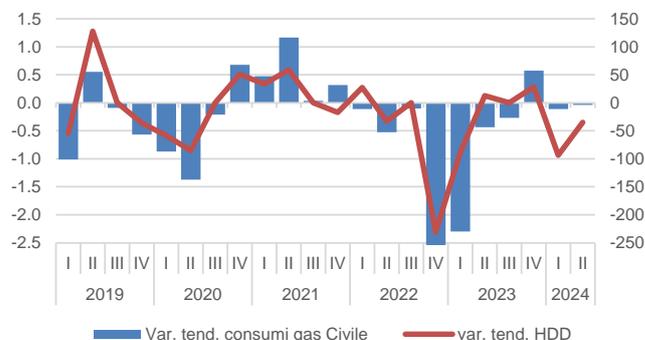


Figura 2-10 - Consumi di energia industria e indice della produzione industriale di 4 settori gas intensive (2015=100)

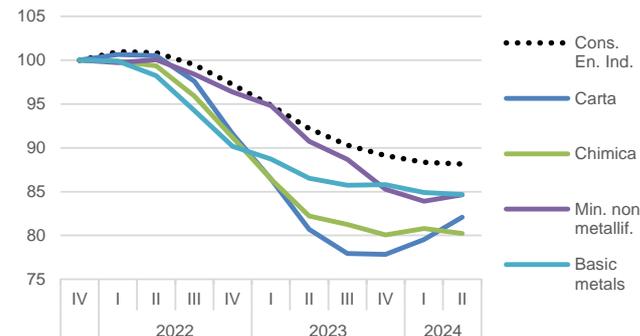
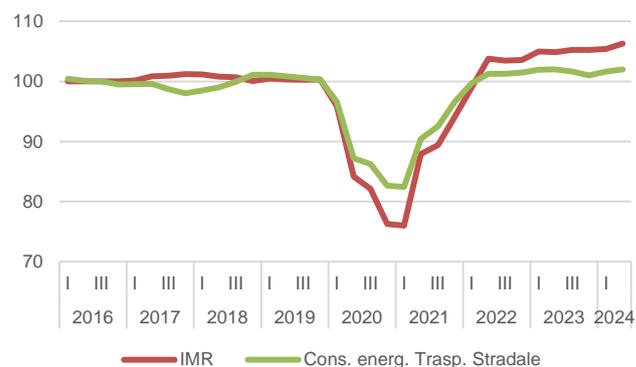


Figura 2-11 - Consumi di energia annui nell'anno scorrevole per trasporto su strada e Indice ANAS della Mobilità Rilevata (2016=100)



3. Decarbonizzazione

Emissioni di CO₂ ancora in decisa contrazione. -7% nei primi sei mesi del 2024

- Le emissioni italiane di CO₂ (da combustione) nella I metà del 2024 sono stimate in calo di quasi il 7% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, grazie alla contrazione dei consumi di fonti fossili (-5%), per di più particolarmente marcata per il carbone, la fonte più carbon intensive.
- Si stima un calo più pronunciato delle emissioni nei primi tre mesi dell'anno (-8%), quando è stato più drastico il calo dei consumi di carbone e si è registrato un marcato aumento delle importazioni di elettricità.
- Quella del II trimestre 2024 (-5%) è la settima variazione tendenziale negativa consecutiva (Figura 3-1), e per di più si è trattato sempre di variazioni tendenziali consistenti, dopo le sei variazioni positive consecutive registrate dal II trimestre 2021, di ripresa dopo il crollo per il Covid.
- Nella sequenza di contrazioni si distinguono chiaramente due fasi: nei due trimestri a cavallo tra fine 2022 e inizio 2023 il calo, molto pronunciato, ha riguardato il settore Civile, ed è stato dovuto al clima di quell'inverno, molto più mite del precedente. A partire dal II trimestre 2023, invece, i cali hanno riguardato quasi esclusivamente il settore elettrico, indotti dal superamento del temporaneo ritorno al carbone, dai persistenti alti prezzi dell'energia, che hanno contratto la domanda elettrica e i consumi gas, infine dal balzo della produzione idroelettrica (+65% nel I semestre 2024) e di quella solare ed eolica (+15%).
- A seguito delle ultime quattro contrazioni trimestrali consecutive, a giugno 2024 le emissioni calcolate sull'anno scorrevole sono stimate pari a circa 274 Mt, in calo del 7% sui 12 mesi precedenti, ed inferiori di oltre 40 Mt rispetto ai livelli pre-Covid del 2019 (-14%).
- Per fine 2024 si stima che le emissioni di CO₂ da combustione possano risultare inferiori di circa il 33% rispetto al 1990, di circa il 42% rispetto al 2005.
- Gli obiettivi UE dei piani Fit for 55 e RePower EU non prevedono un obiettivo specifico di riduzione delle emissioni di CO₂, e nemmeno il PNIEC 2024 esplicita la traiettoria delle emissioni di CO₂ previste dallo scenario di Policy. Ipotizzando il raggiungimento dei target relativi ai settori ETS e non-ETS (settori sottoposti al regolamento 2023/857 "Effort Sharing") si può stimare che il raggiungimento degli obiettivi 2030 richieda che queste scendano nel 2030 al di sotto dei 200 Mt, con una riduzione media annua di circa il 6%. Lo scenario di policy del PNIEC 2024, che non raggiunge il target relativo ai settori ESR, richiede invece una riduzione media annua inferiore al 5%

Riduzione delle emissioni ascrivibile solo al settore elettrico, la traiettoria dei settori ETS è ora in linea con il target 2030. Sempre più lontano il target per i settori non-ETS

- La riduzione delle emissioni dei primi sei mesi dell'anno, stimata pari a circa 10 milioni di tonnellate di CO₂, è ascrivibile esclusivamente ai settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), per i quali si calcola una flessione di circa il 20% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. (-23% nel I trimestre, -16% nel II). Nel solo settore della generazione elettrica si stima una flessione delle emissioni di circa il 30%. 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 necessario un tasso medio annuo di riduzione inferiore al 4%.
- Dopo il modesto calo registrato nel 2023 (-2%) le emissioni dei settori non-ETS sono stimate in leggero aumento rispetto al I semestre 2023, perché l'aumento delle

emissioni nei trasporti ha più che compensato il calo nel civile. Il raggiungimento del target 2030 (-43,7% sul 2005) richiede ora un taglio medio annuo di circa il 4%.

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 settoriali (ktCO₂, var. tend.)

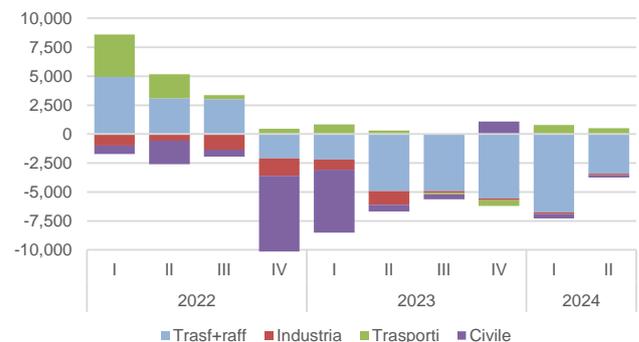


Figura 3-3 - Emissioni di CO₂ nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

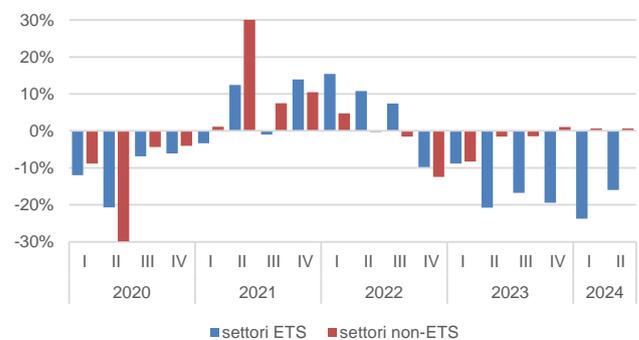
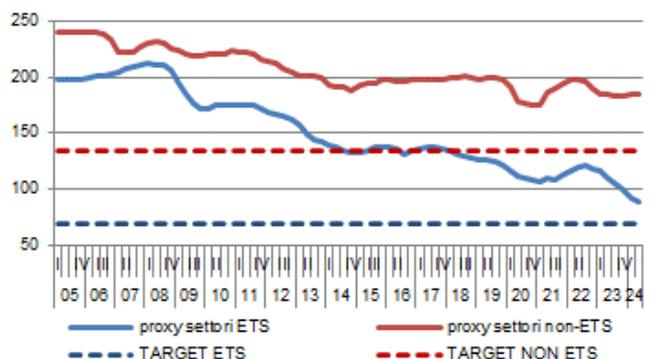


Figura 3-4 – Emissioni di CO₂ dei settori ETS nell'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri, Mt) e tasso medio annuo di riduzione necessario per raggiungere il target 2030



Sul mercato ETS prezzi in decisa flessione

I prezzi dei diritti di emissione nel mercato ETS hanno registrato nel primo semestre 2024 un valore medio di 64,3 €, in decisa discesa dai livelli del primo semestre sia del 2023 (86,9 €) sia del 2022 (83,4€): rispettivamente -26 e -23%.

Dopo aver oscillato per circa un biennio su un lunghissimo plateau corrispondente ai picchi storici intorno ai 90 €, con un breve minimo intermedio a circa 70 nell'autunno 2022, nel successivo autunno '23 i prezzi sono andati a ritestare quel supporto, provocandone stavolta il cedimento fino a toccare una media mensile nel febbraio 2024 a 55,8€, minimi dall'agosto 2021. Successivamente è iniziata una risalita nuovamente verso l'area dei 70 €, toccata in maggio, allo stato attuale trasformatasi da supporto in resistenza.

Le ragioni della progressiva diminuzione del prezzo europeo del carbonio, dopo almeno un quinquennio di ininterrotta ascesa, sono congiunturali ma anche strutturali.

Il sopraggiungere di un contesto macroeconomico continentale in indebolimento (soprattutto in Germania, un tempo Paese trainante) induce una più scarsa domanda di quote.

Tuttavia ha influito soprattutto la notevole ridiscesa dei prezzi del gas, la quale ha favorito il venir meno della parentesi di forte (ma temporaneo) ricorso al carbone avvenuto in concomitanza della crisi russo-ucraina e quindi un generalizzato "switch di ritorno" dal carbone al gas.

Vi è però una ragione più strutturale che sta gradualmente emergendo: la forte avanzata delle fonti rinnovabili, grazie soprattutto alla nuova potenza garantita dalle installazioni solari ed eoliche. Questo ha comportato di conseguenza valori record di energia elettrica da rinnovabili: le Fer coprono ormai il 44% della produzione e la generazione di energia eolica (18%) per la prima volta ha sorpassato quella da gas (scesa a una quota del 17%) (fonte: European Electricity Review, Ember).

A sua volta ciò implica che la generazione da fonti fossili (carbone e gas) produca meno elettricità e meno emissioni, ed abbia minori necessità di permessi, inducendone pertanto un indebolimento della domanda.

Il meccanismo di progressivo "rialzo dell'asticella" di abbattimento delle emissioni, ovvero di innalzamento dei target e di riduzione dell'offerta di permessi, necessario a sostenere i prezzi e fin qui attuato con successo, comporta comunque un punto di rottura allorchè diviene insostenibile lo sbilanciamento tra costi di produzione da fossili (penalizzate da costi dei permessi oltre certi livelli) e costi di produzione da Fer (viceversa sovvenzionate dagli stessi incassi dell'ETS). Il ricorso alle Fer diventa pressochè obbligato e acquisisce velocità di fuga imponendosi con quote di mercato tali da far crollare la domanda di diritti.

In effetti, nel 2023 le emissioni coperte dall'ETS sono diminuite di ben il 15,5%, un livello record, come risultato della crescente quota di elettricità eolica e solare, a loro volta a livelli record: la notevole discesa della domanda di diritti, e dei loro prezzi, ne è la logica conseguenza. In sostanza, nel lungo periodo lo scopo primario del meccanismo (l'abbattimento) ne inficia lo scopo secondario (gli incassi), funzionale al primo e che però - proprio per questo - diviene superfluo.

Questa dinamica può essere neutralizzata soltanto tramite l'estensione del sistema ETS ad altri settori e/o soggetti, a cominciare dai trasporti e dalle Pmi.

L'ETS 2 in fase preparatoria

Per contrastare la dinamica insoddisfacente delle emissioni nei settori non coperti dal sistema ETS l'UE ha progettato con il cosiddetto ETS 2, un sistema separato dall'originario ETS e mirato a gestire le emissioni di CO2 connesse agli edifici, ai trasporti su strada e a settori aggiuntivi rappresentati in larga misura dalle piccole e medie imprese non coperte dall'attuale EU ETS.

L'ETS 2 è previsto nel 2027 con una impostazione di tipo "cap and trade" analoga a quella dell'EU ETS ed obiettivi di riduzione delle emissioni del 42% (rispetto ai livelli del 2005) entro il 2030

Le quote di emissione previste per l'ETS 2 saranno messe all'asta e i proventi saranno in parte destinate ad alimentare un Fondo Sociale Dedicato al Clima avente in parte la funzione di fornire sostegno ai soggetti più vulnerabili ai cambiamenti climatici, tra cui famiglie e PMI, e in parte di supporto finanziario alle azioni di mitigazione e adattamento elaborate e decise dai singoli Stati membri. Questi ultimi saranno vincolati a rendicontare l'utilizzo delle risorse. I punti di riferimento del quadro legislativo dell'ETS 2

Sebbene con operatività prevista nel 2027, le attività propedeutiche di monitoraggio e segnalazione delle emissioni saranno avviate nel 2025, per poi essere messo all'asta a regime un volume di quote superiore al 30% allo scopo di immettere liquidità al mercato.

Anche l'ETS 2 seguirà un modello operativo dotato di riserve e meccanismi automatici di riequilibrio simili a quelli dell'EU ETS per mitigare gli effetti di una offerta di quote di mercato eventualmente insufficiente o eccessiva.

In particolare resterà regolamentato un periodo di tre anni nei quali è previsto che se il prezzo delle quote dovesse superare i 45€ (a prezzi del 2020, adeguati all'inflazione) il meccanismo rilascerebbe quote aggiuntive dalla riserva di stabilità del mercato ETS 2 per calmierare i prezzi e per evitare un eccessivo aumento dei costi per le imprese.

Infine è previsto che qualora i prezzi del gas o del petrolio nel corso del 2026 (anno precedente l'avvio dell'ETS 2) dovessero tornare ad essere eccessivamente alti, si prevederebbe un ritardo di un anno al 2028 nell'attivazione del meccanismo.

4. Sicurezza del sistema energetico

4.1. Sistema petrolifero

Nel 2024 prezzi del Brent nel range 75-90 \$/bbl, in rialzo nel I trimestre, poi in tendenziale calo

- Nel primo semestre 2024 i prezzi medi del petrolio sono risultati in aumento di circa il 5% rispetto a un anno prima, ma in leggero calo rispetto al II semestre 2023: 83.8 bbl la media del Brent (79,7 \$/bbl nel 2023), 79.6 \$/bbl il WTI (75 \$/bbl nel 2023).
- Nel I trimestre i prezzi sono stati sostenuti da una domanda petrolifera globale più robusta delle previsioni e dalla crescita dei consumi di bunker marini, anche per l'interruzione del traffico nel Mar Rosso, mentre dal lato dell'offerta i paesi OPEC+ hanno esteso i tagli all'offerta decisi ad aprile 2023 (diminuzione collettiva di circa 2 mil. bbl/g più tagli volontari per ulteriori 1,66 mil. bbl/g).
- Le quotazioni del greggio sono rimaste su un trend ascendente fino ad aprile, arrivando a superare i 90\$/bbl, in conseguenza in primo luogo delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente. Nel resto del II trimestre e poi ancora all'inizio del III trimestre il trend è invece divenuto discendente, con le quotazioni tornate ai minimi annuali di gennaio (80 \$/bbl il Brent, 77 \$/bbl il WTI). Diversi fattori hanno contribuito a comprimere i prezzi.
- Dal lato della domanda sono cresciuti i dubbi sulle prospettive dell'economia globale, con la conseguenza che la domanda globale di petrolio è ora prevista in aumento inferiore a 1 mb/g sia nel 2024 sia nel 2025, per la frenata della domanda cinese (sebbene in parte contrastata dalla novità della crescita della domanda OCSE nel II trimestre dell'anno).
- Dal lato dell'offerta sulle quotazioni ha pesato la prospettiva, annunciata nella riunione del 2 giugno, che l'alleanza OPEC+ allenti gradualmente i tagli volontari alla produzione a partire dal IV trimestre.

Dal 2023 oscillazioni delle quotazioni limitate a un range di 20/bbl. Verso un eccesso di offerta nel breve-medio periodo

- Nonostante una volatilità anche elevata in certe fasi, negli ultimi due anni le oscillazioni delle quotazioni del petrolio sono rimaste all'interno di un range di circa 20/bbl. Nonostante diverse criticità sul fronte geopolitico non si sono registrati problemi rilevanti dal lato dell'offerta, anche per le strategie OPEC+. Nel complesso, il mercato petrolifero sembra però ora indirizzato verso una fase di eccesso di offerta, perché anche se fossero confermati i tagli OPEC+, che pure hanno raggiunto dimensioni notevoli, gli aumenti dell'offerta non-Opec, superiori a 1 mln b/g sia nel 2024 che nel 2025, dovrebbero risultare più che sufficienti a coprire la crescita della domanda. Non a caso le previsioni più recenti dell'Energy Information Administration, riviste al ribasso, stimano prezzi medi del WTI inferiori agli 80 \$/bbl sia nel 2024 che nel 2025.
- Il quadro del mercato resta dunque quello degli ultimi anni, con l'alleanza OPEC+ costretta a una politica di contenimento della propria offerta per contrastare la forza della produzione OCSE (Figura 4-2). Un dato di rilievo, per le prospettive future del mercato, è il livello elevato raggiunto dalla spare capacity OPEC, stimata a quasi 6 Mbb/g.

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

- In Italia, dopo che gli embarghi su greggio e raffinati russi hanno portato al completo azzeramento dell'import di greggio dalla Russia il 2023 ha visto una significativa redistribuzione dei fornitori, che ha beneficiato pressoché

tutte le altre fonti di approvvigionamento. Nella prima metà del 2024 si è rafforzata la tendenza all'aumento del peso del greggio dell'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), salita nel semestre a oltre il 30%, consolidando ampiamente il suo ruolo di prima area di fornitura del greggio in Italia. Una crescita notevole ha poi riguardato il greggio libico, la cui quota è salita stabilmente sopra il 20% delle importazioni totali: la Libia ha rappresentato nel 2024 il primo paese fornitore, distanziando Azerbaijan e Kazakhstan., ciascuno con una quota del 16%.

- Nel semestre hanno perso tutte le altre aree di approvvigionamento, in particolare il greggio medio-orientale (Arabia Saudita e altri paesi), la cui quota è scesa al di sotto del 20%. Ma lievi cali hanno riguardato anche il greggio americano, quello africano (Libia esclusa) e quello europeo.

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

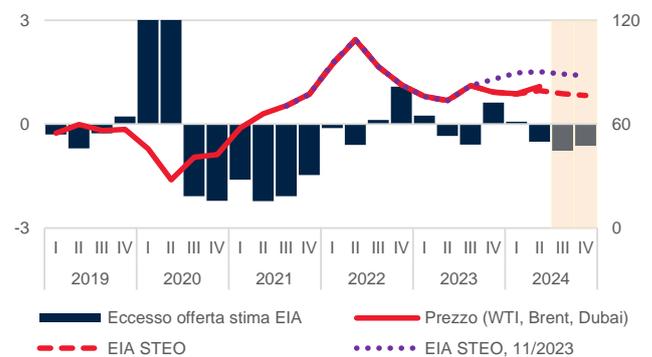


Figura 4-2 – Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale, asse sx) ed eccesso offerta (Mbl/g, asse dx) – dati storici e proiezioni su dati IEA e EIA-DOE

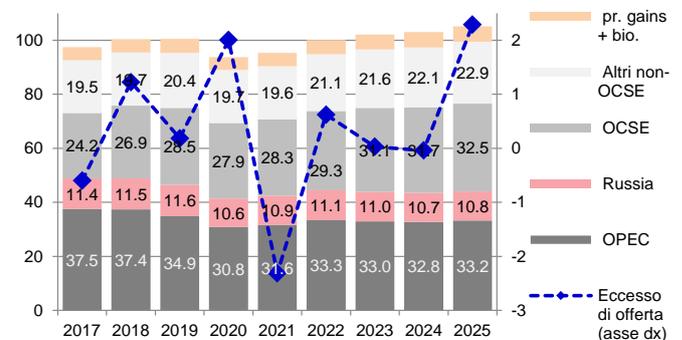
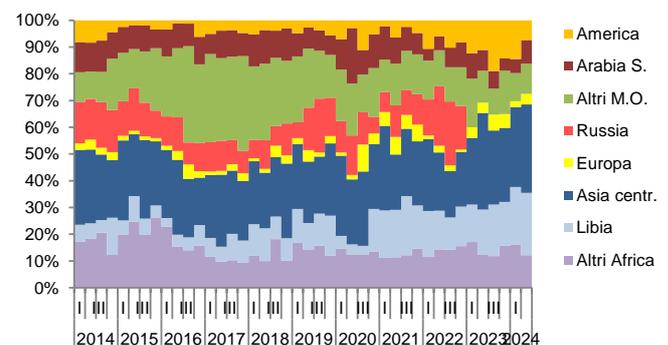


Figura 4-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Margini di raffinazione in leggero calo ma ancora maggiori delle medie pre-2022

- Nella prima metà del 2024 la redditività del settore della raffinazione è rimasta nel complesso positiva, con margini che sebbene in leggero calo restano decisamente migliori delle medie degli anni pre-2022.
- In un contesto di prezzi del greggio relativamente stabili, e nonostante la tendenziale riduzione del differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet, i margini di raffinazione di tutte le aree hanno continuato a beneficiare della buona marginalità dei prodotti.
- Nella media semestrale in tutte le aree i margini hanno subito un ridimensionamento anche significativo, compreso tra il -10 e il -15% in Europa e pari a circa il 30% in Asia e Nord America (dove si confrontava però con i valori molto alti di un anno fa).
- Il margine "EMC benchmark" (pubblicato da SARAS), relativo a una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, è stato pari a 8,2 \$/bl nel I trimestre, a 4,6 \$/bl nel II trimestre, per un valore medio di 6,4 \$/bl, -11% rispetto a un anno prima, ma decisamente migliore rispetto al triennio 2019-2021, quando il margine era stato negativo. Inoltre, sia il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) sia il margine dichiarato da SARAS sono risultati maggiori del margine EMC benchmark.
- In tutte le aree i margini restano su livelli storicamente elevati: rispetto alle medie del quinquennio che ha preceduto l'aumento dei margini nel 2022, i livelli del I semestre 2024 risultano quattro volte maggiori nell'area del Mediterraneo, all'incirca doppi nel Nord Europa e maggiori di oltre il 50% in Asia e Nord America.

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

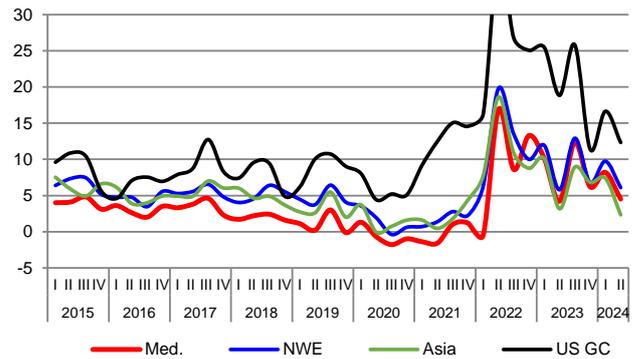
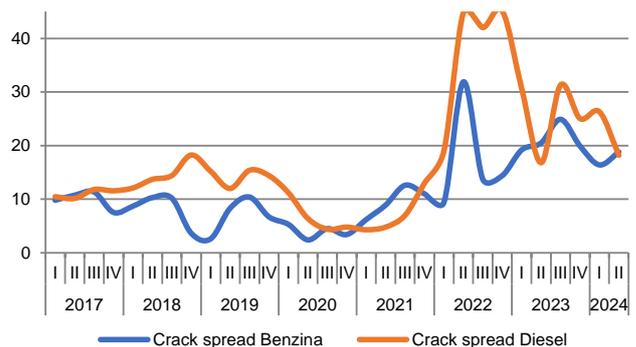


Figura 4-5 - Crack spread della benzina e del diesel (\$/bl)



Crack spread dei prodotti in leggero calo tendenziale ma sempre su livelli elevati

- Anche nel I semestre 2024 i margini di raffinazione sono stati supportati dai "crack spreads" dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo), rimasti su livelli storicamente elevati.
- Nel primo semestre il crack della benzina si collocato tra i 15 e i 20\$/bl (17,6 \$/bbl in media, -2 \$/bbl rispetto al I semestre del 2023), sostenuto da una domanda che resta elevata e da problemi produttivi in alcune raffinerie della costa del Golfo degli Stati Uniti
- Anche il crack del diesel è rimasto vicino ai livelli elevati del 2023, risultando pari a 26 \$/bl nel I trimestre (contro i 30 \$/bl di un anno prima) e a 18 \$/bl nel II trimestre (contro i 17 \$/bl del I trimestre 2023). La media semestrale di 22,3\$/bbl è inferiore di poco più di 1 \$/bl rispetto al I semestre 2023. A supporto del crack spread del diesel hanno agito i problemi produttivi negli Stati Uniti, il blocco dei flussi attraverso il Mar Rosso, che hanno aumentato tempi e costi dei rifornimenti europei da Medio Oriente e Asia, le limitazioni alla disponibilità di greggio pesante a seguito dei tagli produttivi OPEC+. Sul calo del crack spread nel II trimestre ha avuto un ruolo la debole domanda europea, dove oltre alla debolezza della produzione industriale si conferma la preferenza dei consumatori per la benzina.

4.2. Sistema del gas naturale

Mercati globali del gas in riassetamento. Prezzi in ulteriore discesa ma sempre superiori rispetto ai livelli storici

- Il primo semestre 2024 ha visto un netto ridimensionamento delle turbolenze innescate dalle crisi dell'ultimo triennio (prima quella pandemica, poi quella geopolitica), sebbene il processo di riequilibrio avviato nel 2023 ancora non possa dirsi ancora completato, perché i prezzi restano su livelli maggiori delle medie di lungo periodo.
- Già nel primo trimestre i prezzi spot del gas, sia asiatico sia europeo, sono scesi fino ai livelli precedenti la crisi russo-ucraina (sebbene non pre-Covid 19), mentre negli Stati Uniti quelli dell'Henry Hub sono crollati ai minimi addirittura pluridecennali (Figura 4-6). Il miglioramento dei fondamentali dell'offerta, insieme ai perduranti elevati livelli di stoccaggio (indotti dalla risposta alle crisi) e al clima particolarmente mite, hanno determinato il rientro della volatilità e una relativa stabilità dei mercati del gas anche nel secondo trimestre.
- Al TTF la media semestrale si è attestata poco sotto i 30 €/MWh (29,63) riducendosi di un ulteriore terzo (- 33,4%) rispetto alla media del primo semestre 2023 (45,5 €), del 70% rispetto al primo semestre di due anni prima (2022) e addirittura dell'82% rispetto ai picchi storici del secondo semestre '22. Ciononostante, essi continuano a restare non solo quadrupli rispetto ai minimi assoluti provocati dalla pandemia (7,59 €/MWh nel primo semestre 2020), ma nettamente maggiori anche dei normali livelli del quinquennio pre-pandemico (compresi tra 14 e 22 €/MWh); occorre infatti tornare indietro di oltre un decennio, al 2013, per ritrovare la soglia dei 30 €.
- Si mantiene, anche nel I semestre 2024, il premio dei mercati asiatici (JKM) su quelli europei (TTF), invariato in termini di livelli assoluti (intorno ai 2,5 €/MWh) ma percentualmente maggiore (circa 8%): si conferma, dunque, l'inversione dello spread dopo la lunga fase in cui i prezzi europei quotavano a premio sull'Asia, fino al record di 50 €/MWh.

Domanda globale di gas prevista in aumento tra calo del residenziale e incremento per l'industria

- Le ultime stime della IEA prevedono che la domanda di gas naturale aumenterà complessivamente del 2,3% nel 2024 (con una lieve revisione al ribasso dal precedente 2,5%) dopo una stagione invernale che ha già registrato un incremento dei consumi stimato al 2% (circa 40 mld m³), come risultato di maggiori consumi energetici e industriali in Asia e, di contro, una domanda residenziale scesa di circa il 2% in Europa rispetto ai livelli già depressi dell'inverno precedente, e addirittura dell'8% negli Stati Uniti.
- La pressione al ribasso sui prezzi determinata dalla minor domanda residenziale ha tuttavia favorito, di contro, la convenienza economica del gas nei settori industriali e quindi la domanda di questi ultimi: stime preliminari indicano una crescita dell'8% complessivo tra Cina, Europa, India e Stati Uniti (che ne coprono oltre la metà dell'utilizzo globale). Inoltre, anche la minore disponibilità idroelettrica in Cina, India e America centrale e meridionale potrebbe incrementare il ricorso alle centrali elettriche alimentate a gas.
- Le importazioni cinesi (Figura 4-7) nel primo trimestre 2024 sono ammontate a circa 40,3 mld m³ con un incremento tendenziale di circa 7,5 mld (+23%) rispetto al corrispondente trimestre 2023. Si tratta dell'incremento tendenziale più forte degli ultimi 3 anni (luglio 2021), e sancisce un'accelerazione della domanda cinese dopo il

temporaneo ripiegamento coinciso con il 2022. Inoltre, si conferma altresì la netta correlazione inversa tra i prezzi del gas e l'import della Cina.

Prospettive di breve termine. La sicurezza gas resta centrale

- Attualmente le previsioni a consuntivo 2024 sono di un ritorno alla crescita della domanda globale, sebbene in modo non omogeneo: a fronte del traino dei settori industriale ed energetico nelle economie asiatiche in rapida espansione, i mercati maturi e la stessa domanda asiatica nel settore residenziale saranno invece calmierati dal probabile continuo incremento delle rinnovabili (e, più localmente, da un rinnovato ricorso al nucleare) oltre che dall'elemento climatico.
- Le tensioni geopolitiche continuano a rappresentare il rischio maggiore per le prospettive di breve termine. L'interruzione del commercio di GNL attraverso il Mar Rosso dall'inizio dell'anno, e il coinvolgimento delle infrastrutture energetiche nelle guerre in Ucraina e Medio Oriente, delineano un contesto nel quale la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale rimane una questione centrale. Il tema della sicurezza si è rivelato determinante anche in relazione agli aspetti strettamente climatici, laddove la mitezza dell'inverno è stata ripetutamente interrotta da diverse ondate di freddo in varie aree, sia pur temporanee: ciò è avvenuto a più riprese tra dicembre e gennaio tanto negli Usa quanto in Europa e in Cina, con conseguenti picchi di domanda anche plurigiornalieri nei rispettivi settori residenziali fino al 30-40% in più rispetto alla media. Questi eventi evidenziano l'importanza cruciale dell'approvvigionamento di gas e della sua flessibilità, affinché possa restare come opzione di riserva anche in mercati via via sempre più dipendenti dalle energie rinnovabili.

Figura 4-6 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)

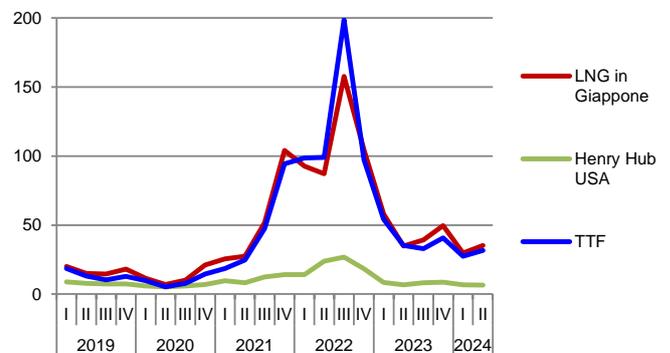
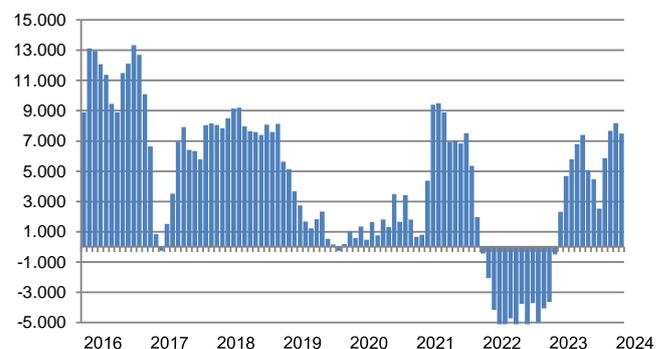


Figura 4-7 – Import di gas in Cina (var. tend. trim., mln m³)



BOX: Driver dei prezzi sui mercati globali

Nell'attuale configurazione del mercato globale del gas sono essenzialmente tre i fattori chiave di flessibilità marginale che agiscono per guidare le dinamiche dei prezzi.

- 1) La flessibilità nei margini di switch tra fonti fossili nonché tra queste e le rinnovabili. Ad esempio, mentre nel 2022 a causa della crisi russo-ucraina si era registrato un massiccio recupero nel ricorso al carbone (che a consuntivo è arrivato a pesare per il 15,8% nella produzione di energia elettrica a fronte del 19,6% del gas), appena l'anno successivo, nel 2023, l'Europa ha visto un calo record della produzione di energia elettrica da carbone (-26%) e gas (-15%) con le energie rinnovabili al 44% della produzione e la generazione di energia eolica (18%) per la prima volta superiore a quella da gas (scesa a una quota del 17%). (fonte: European Electricity Review, Ember).
- 2) La flessibilità delle esportazioni statunitensi ed il loro aumento: secondo le stime di Timera, a partire dal 2025 le nuove forniture di GNL derivanti dall'entrata a regime dei nuovi investimenti ammonteranno, a livello mondiale, ad oltre 200 mln di t annue (mtpa). Il GNL nordamericano è destinato a svolgere un ruolo chiave a livello globale, in particolare sulle esportazioni, poiché la sua quota di mercato globale è stimata in aumento dal 22% nel 2023 al 34% entro il 2030 (in valori assoluti una crescita di volumi pari a 116 mtpa). Poiché il costo variabile di produzione della maggior parte della capacità di liquefazione nordamericana è strettamente legato al prezzo di riferimento dell'Henry Hub, l'aumento della quota di esportazione Usa determinerebbe un effetto di trascinarsi dei prezzi dell'Henry Hub su quelli del mercato globale.
Allo stesso tempo, un volume molto elevato di esportazioni di GNL statunitense (oltre 100 mtpa) può essere immediatamente annullato in risposta a un calo del livello dei prezzi al di sotto del costo di produzione variabile dei terminali di esportazione, traducendosi in un supporto elastico e forte a questi ultimi e fornendo un pavimento di prezzo globale "soft".
La divergenza tra i prezzi europei ed asiatici rispetto a quelli americani, registrata a seguito della crisi russo-ucraina a causa della rigidità dell'offerta nel breve periodo, è destinata dunque a cambiare a partire dal 2026 con l'ondata di offerta derivante dall'entrata a regime dei nuovi investimenti.
Secondo Timera, i prezzi europei e asiatici probabilmente convergeranno verso i livelli dell'Henry Hub statunitensi, destinati a svolgere un ruolo di supporto.
A parte una breve impennata durante la crisi energetica del 2022, i prezzi dell'Henry Hub (HH) sono rimasti storicamente bloccati in un range compreso tra 1 e 4 \$/mmbtu, essenzialmente grazie ad una produzione di shale reattiva ai prezzi e con un ciclo di investimento breve. La risposta della produzione nell'ultimo decennio è stata impressionante nello smorzare qualsiasi tentativo di aumento strutturale dei livelli dei prezzi, e di conseguenza è plausibile ritenere che questa situazione perduri.
- 3) La flessibilità della domanda asiatica di GNL: esistono notevoli margini di switch (volumi per almeno 50 mtpa) della domanda asiatica in risposta a variazioni dei prezzi, i quali influiscono quindi molto sui volumi di importazione di GNL in Asia, sebbene in modo meno reattivo e con effetti ritardati. I prezzi del gas nelle aree dell'Atlantico e del Pacifico si trovano attualmente in uno stato di convergenza strutturale, guidati dall'arbitraggio sul GNL (perlomeno escludendo le condizioni di crisi). L'elemento strutturale che emerge è il ruolo della domanda asiatica come forza in grado di orientare la fissazione dei prezzi marginali a livello globale. Si completa così il passaggio di testimone dai mercati europei, che avevano svolto storicamente il ruolo chiave di "stanza di compensazione", supportati in questo dalle grandi capacità di stoccaggio e dagli ampi margini di switch tra diverse fonti nel settore energetico.
Nell'ultimo biennio i prezzi del gas sul mercato europeo (TTF) sono risultati molto più reattivi di quelli asiatici (JKM) alle variazioni di domanda e/o offerta. Ad esempio, al culmine della crisi energetica nel 2022 sono saliti a circa 100 \$/mmbtu a fronte di un aumento in Asia limitato a circa 70 \$/mmbtu. Viceversa, più recentemente, nella stagione invernale 2023-2024, la debole domanda dovuta a condizioni climatiche molto miti ha immediatamente portato il mercato europeo del gas a un eccesso di offerta, con la domanda asiatica che ha risposto assorbendo il GNL in eccesso a prezzi più bassi.
Allo stato attuale l'importanza di questo ruolo della flessibilità della domanda asiatica nella fissazione dei prezzi sembra destinata ad aumentare sostanzialmente nei prossimi anni.
Il fatto che in Asia gran parte della domanda di GNL venga acquistata sulla base del mercato spot anziché tramite contratti a lungo termine (in particolare nelle economie in via di sviluppo più sensibili) aiuta a migliorare la reattività della domanda al prezzo. D'altro canto l'Asia dispone però di uno stoccaggio sotterraneo di gas molto limitato, il che significa che gran parte della risposta alla domanda viene gestita via mare attraverso la catena di approvvigionamento del GNL: di conseguenza ci sono ritardi temporali intrinseci su lato dell'offerta, speculari ai ritardi di risposta dal lato della domanda. In altri termini la domanda asiatica per un verso presenta già ampi margini di adattamento in termini quantitativi, mentre per altro verso è ancora molto lenta in termini di "velocità di risposta", dove i margini di miglioramento sono soltanto potenziali.

Restano su livelli record gli stoccaggi UE, target del 90% raggiunto già ad agosto

- Un ulteriore effetto distensivo sui fondamentali del mercato, anche in vista del prossimo inverno, viene dagli elevatissimi livelli elevati di stoccaggio che continuano a registrarsi in Europa (Figura 4-8): nell'UE i siti di stoccaggio erano pieni al 74% alla fine del primo semestre e hanno superato il 90% già prima della fine di agosto, obiettivo di riempimento dell'UE per l'inizio della stagione invernale 2024/2025.

Continua la riduzione della domanda europea di gas. Import in discesa ma temporanea ripresa delle forniture russe.

- Dal lato della domanda (Figura 4-9), continua la riduzione degli impieghi europei di gas, che nel I semestre 2024 sono ammontati a 173 mld m³, in leggera diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2023 (-3%). Resta comunque molto più netta la flessione rispetto alla media quinquennale (-18%, pari a circa 38 mld m³, in meno). Occorre tornare indietro di un decennio, al 2014, per rilevare livelli analoghi.
- Dal lato dell'offerta, nel primo semestre l'import europeo di GNL è ammontato a 68 mld m³, in deciso ripiegamento rispetto al record di 85 mld m³ del I semestre 2023 (-20%). Nel corso dei primi mesi dell'anno le importazioni europee di GNL sembrano essersi collocate su un trend discendente: i valori mensili di GNL si sono costantemente ridotti, fino a tornare a giugno sulla media dell'ultimo quinquennio. Nell'ambito di un trend complessivo di domanda di gas in significativa discesa, anche quella di GNL sembra ora meno resiliente. Mentre lo era stata finché svolgeva il ruolo di sostituto delle forniture russe via gasdotto.
- La novità della prima metà del 2024 è infatti il ritorno della Russia come principale fornitore di gas dell'Europa, in misura tale da tornare a superare, per la prima volta nell'ultimo biennio, il peso relativo degli Stati Uniti, sia pur di poco. In particolare, secondo i dati dell'Icic (Independent commodity intelligence service), a maggio le spedizioni di gas e GNL dalla Russia hanno rappresentato, nonostante le sanzioni, il 15% della fornitura totale verso UE, Regno Unito, Svizzera, Serbia, Bosnia-Erzegovina e Macedonia del Nord, attraverso i gasdotti che attraversano l'Ucraina e la Turchia; mentre il GNL proveniente dagli Stati Uniti si è invece fermato al 14% della fornitura alla regione, segnando il livello più basso dall'agosto 2022.
- Più in generale, le importazioni europee via pipeline restano ancora molto al di sotto della media del quinquennio pre-2022, ma l'import giugno 2024 segna il ritorno al livello dello stesso mese 2022 (Figura 4-11). Questa tendenza al ritorno alla situazione antecedente la crisi ucraina, seppur contingente e non strutturale, è sintomatico di una certa perdurante difficoltà dell'Europa nel ridurre la dipendenza dal gas russo, specialmente da parte di diversi Paesi del blocco orientale.

Figura 4-8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

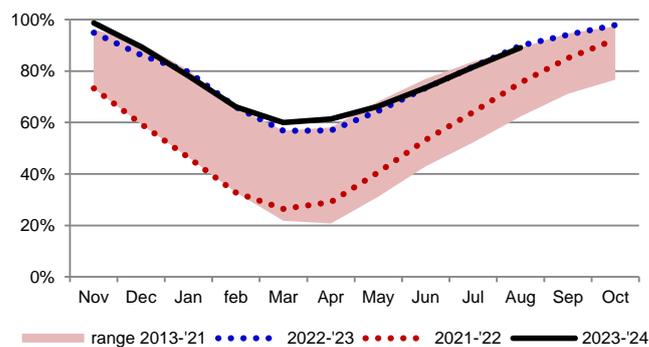


Figura 4-9 – Domanda mensile di gas nell'UE27 – ultimi due anni e range 2018-2022 (mld m³)

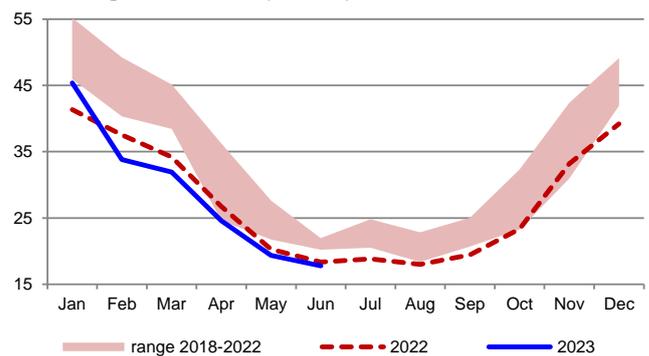


Figura 4-10 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

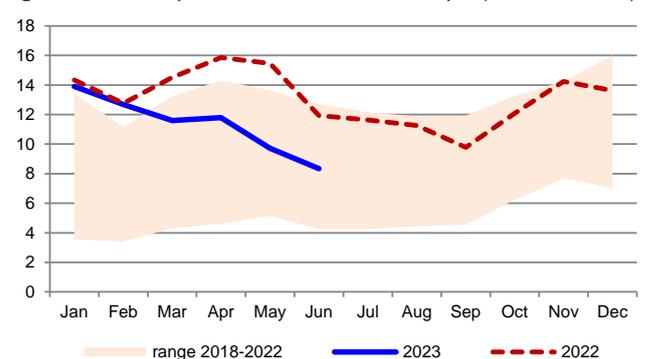
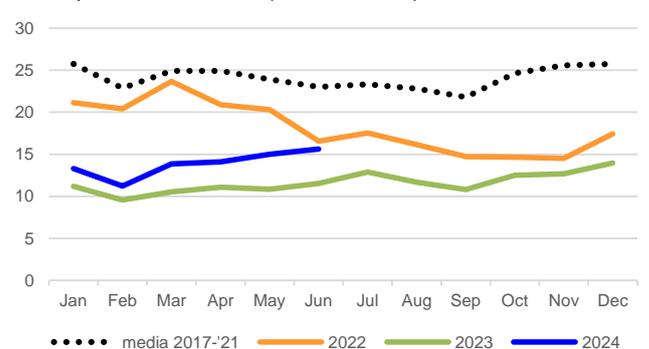


Figura 4-11 – Importazioni mensili di gas naturale via pipeline in Europa – stima ENEA (miliardi di m³)



Domanda italiana di gas dai massimi ai minimi storici in un biennio. Forte calo della generazione termoelettrica.

- Anche nel primo semestre 2024 la domanda di gas in Italia (Figura 4-12) ha continuato la decisa contrazione avviata l'anno precedente, passando in appena un biennio dai picchi del 2021- 2022 (39-40 mld m³ nel I semestre), vicini ai massimi storici, ai minimi degli ultimi quindici anni, intorno ai 31 mld: oltre -20% (di cui -6,5% nell'ultimo anno), nettamente al di sotto della media quinquennale 2019-2023 (-17,5%) ed anche di quella decennale.
- All'opposto della diminuzione tendenziale dell'anno precedente, il calo 2023-24 è stato maggiore nei mesi primaverili (II trimestre) che nella fase invernale del primo trimestre. Più che all'inverno mite la diminuzione dei consumi di gas va infatti ascritta alla generazione termoelettrica (-1,15 mld m³ nel semestre, -11,6%), mentre la domanda sulle reti di distribuzione si è ridotta di 270 milioni di m³ e la domanda industriale ha invece segnato un leggero recupero (+98 mln m³, +1,7%).
- Di conseguenza, anche nel I semestre 2024 è continuato il forte scostamento tendenziale negativo della domanda termoelettrica dalla media decennale (Figura 4-13), pari a -440 mln m³ medi nel semestre (-2,63 mld m³ cumulati). Nell'industria lo scostamento negativo è stato invece pari in media a -160 mln (-970 m³ cumulati).

Import in leggera diminuzione con aumento di quello russo. Rischi sicurezza scongiurati dai trend paralleli di domanda e offerta

- Le importazioni nel semestre (Figura 4-14) sono ammontate a circa 30 mld m³, contro i 31,9 mld del I semestre 2023 (-6%). Spicca nel primo semestre 2024 la ripresa delle importazioni dalla Russia, nonostante il persistere dell'embargo (aspetto, questo, comune all'intera UE). Le importazioni al punto di ingresso di Tarvisio sono state pari a 2,63 mld m³ (+33% rispetto al I semestre 2023), un valore pari a quasi 5 volte i minimi assoluti raggiunti nel semestre precedente (appena 565 mln m³), sebbene ancora molto lontano dai livelli pre-2022.
- In termini di incidenza percentuale sul complesso dell'import, il peso del gas russo più che raddoppia (salendo all'8,8% rispetto al 4% dei minimi dell'anno precedente) pur restando ancora marginale e lontanissima dai picchi anche superiori al 40% precedenti la crisi ucraina. Le importazioni dall'Algeria scendono leggermente (-5,5%) rispetto ai livelli dell'ultimo triennio (10,74 mld m³ contro 11,1-11,5), ma rimangono stabili al primo posto ed intorno al 36% in termini di incidenza. Il GNL (7,59 mld m³) diminuisce rispetto ai record del I semestre 2023 (-5,5%), restando comunque su livelli storicamente elevati, e mantiene intorno al 25% la sua incidenza sul totale dell'import. Il gas dal Nord Europa (3.07 mld) scende nettamente rispetto all'anno precedente (-28%) restando su livelli ampiamente inferiori alla metà di quelli medi pre-pandemici. Le importazioni tramite il TAP superano per la prima volta i 5 mld m³ confermandosi ormai stabilmente come la terza fonte di approvvigionamento. Infine scendono ai minimi storici le importazioni dalla Libia (per la prima volta sotto il miliardo di m³ nel semestre). E' stabile la produzione nazionale a circa 1,4 mld m³.
- Si è in sostanza realizzato quanto si evidenziava nel numero 2/2023 di questa Analisi, cioè che come già per l'UE, l'elemento chiave per minimizzare il rischio di penuria di gas nel corso dell'inverno resta il persistere della contrazione della domanda.
- Coerentemente con i dati di import complessivo, le immissioni giornaliere dai gasdotti russi registrano nel primo semestre 2024 un raddoppio rispetto all'anno precedente (14,5 mln m³ contro 7), anche se restano al 20% della media di lungo periodo (76 mln). Scendono le immissioni di gas algerino (da 63 a 59 mln), pur restando

ampiamente sopra la media storica, mentre si registrano variazioni marginali (1-2 mln m³) per le immissioni di GNL, gas nordeuropeo, libico, e per il Tap (Figura 4-15).

Figura 4-12 – Domanda trimestrale di gas in Italia (milioni di m³)

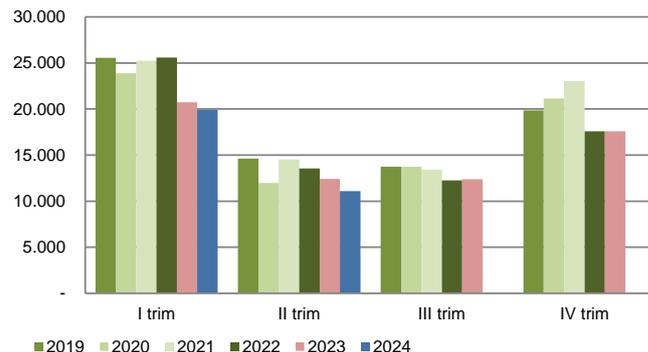


Figura 4-13 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media 2010-2021 (miliardi di m³)

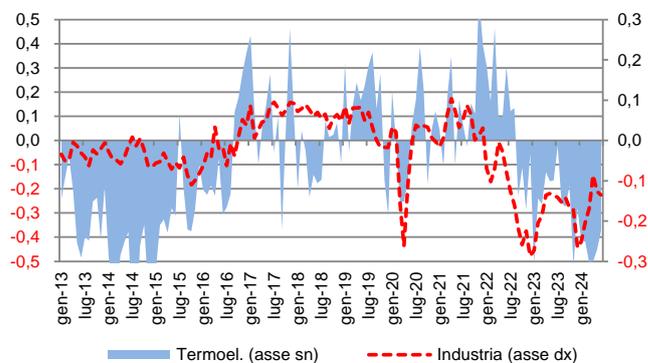


Figura 4-14 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (miliardi di m³)

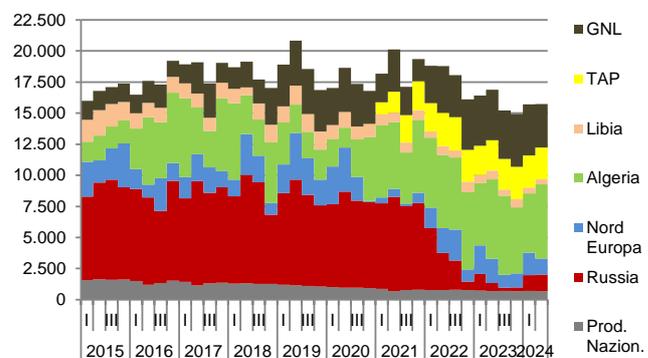
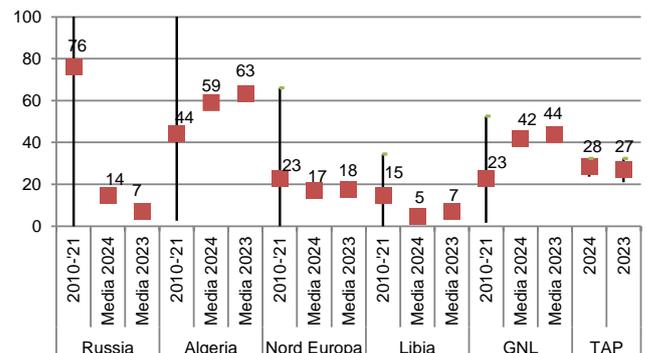


Figura 4-15 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm3)



FOCUS - Il trade-off tra investimenti nel gas e transizione energetica

Andrea Colosimo

Il mercato del gas tra nuovi investimenti e obiettivi ambientali

Il mercato globale del gas si trova ad affrontare un periodo storico intriso di incognite, che spaziano dall'impatto della transizione energetica, all'incertezza a lungo termine gravante sulla longevità della domanda di gas, alla volatilità dei prezzi. Nel volgere di pochi anni si è passati da una situazione di eccesso strutturale di offerta ad una, esattamente speculare, di eccesso di domanda (dovute essenzialmente prima alla pandemia e poi alla guerra in Ucraina); per poi tornare nuovamente ad un eccesso di offerta – seppure ancora potenziale - dovuto agli investimenti aggiuntivi indotti dal precedente shock. Allo stato attuale tali investimenti stanno per determinare su scala mondiale incrementi produttivi da considerarsi irreversibili, almeno per la durata del loro ciclo di vita. Allo stesso tempo, resta da capire in che misura la loro mole (sia immediata, sia prospettica) sia compatibile con la traiettoria della domanda disegnata dagli obiettivi di decarbonizzazione connessi alla transizione energetica e agli accordi internazionali.

Sui mercati energetici mondiali sta pertanto sempre più emergendo la contrapposizione – e la contraddizione - tra una spinta all'abbandono del gas e un'altra, opposta, negli investimenti che lo riguardano: quest'ultima dovuta sia al ruolo di “combustibile ponte” della decarbonizzazione energetica che gli si era finora attribuito, sia al fatto di costituire comunque l'opzione a minore intensità carbonica tra quelle fossili, quindi la più funzionale specialmente per tutte le economie emergenti (non OCSE) il cui sviluppo sta accelerando. Queste economie, dopo un tasso di crescita medio del 3,4% annuo negli ultimi 25 anni (quasi triplo rispetto all'1,3% nelle economie OCSE) hanno portato il loro contributo all'economia globale dal 25% all'attuale 40%, mentre l'incidenza stimata al 2040 è addirittura del 54% (GEFC 2024, Global Gas Outlook 2050).

Dopo che il Covid19 e gli eventi geopolitici hanno sottoposto il gas ad uno “stress test” dal punto di vista dei suoi usi finali (ossia sotto il profilo della convenienza strettamente economica, della sostituibilità e della flessibilità di mercato) stravolgendo e ridisegnando gli equilibri nelle nuove mappe mondiali dei flussi di import ed export, per i prossimi anni la questione strategica si è spostata sul lato degli investimenti per produrlo: gli effetti sull'offerta e la compatibilità di quest'ultima con una domanda che nel frattempo – a sua volta - verrà impattata dalle politiche climatiche.

La teoria: effetto di disinvestimento oppure effetto green paradox

Dal punto di vista teorico l'impatto qualitativo sugli investimenti nel petrolio e nel gas derivante dall'annuncio di future politiche climatiche più severe è, a priori, ambiguo. I possibili effetti di anticipazione sugli investimenti sono infatti due ed opposti: l'*effetto di disinvestimento* e l'*effetto green paradox*.

L'*effetto di disinvestimento* riflette il modello di investimento neoclassico, e presuppone che lo stock di capitale per la produzione di gas sia soggetto ai costi di aggiustamento intertemporale. La previsione di un futuro spostamento al ribasso della domanda di gas (così come di petrolio) riduce il valore del capitale installato, e incentiva le imprese tagliare immediatamente gli investimenti i quali, a loro volta, portano a prezzi più alti, fino a quando la domanda di gas e petrolio e gas non sarà diminuita in modo permanente. Si ha cioè nel breve periodo un aumento di prezzo della risorsa dismessa, propedeutico all'aggiustamento di domanda che avverrà allorquando le misure di dismissione annunciate non diventeranno effettive.

L'*effetto green paradox* è descritto dalla teoria del Paradosso Verde (Hans Werner Sinn, 2008, *The Green Paradox*), che si rifà dal punto di vista teorico al modello di Hotelling, nel quale i produttori sono in competizione e, di fronte allo spostamento al ribasso indotto dalla politica ambientale nella futura domanda di gas (o di petrolio), sono orientati a preferire e scegliere la via dell'estrazione più veloce possibile della risorsa scarsa ed esauribile allo scopo di massimizzare le rendite immediate e minimizzare le perdite legate alla loro futura dismissione. Una politica ambientale che diventi sempre più incisiva agirebbe infatti come una vera e propria espropriazione annunciata per i proprietari di risorse fossili. L'anticipazione del progressivo inasprimento delle misure determina una pressione al ribasso (cioè deflazionistica) sui prezzi futuri rispetto a quelli attuali, diminuendo così il tasso di apprezzamento del capitale costituito dai giacimenti di quei combustibili. L'annuncio finisce così per stimolare la loro estrazione accelerata, poiché i possessori di tali risorse hanno fretta di capitalizzare nell'attimo presente, quello che valorizza di più quelle stesse risorse: in poche parole, si cerca di estrarle il più possibile finché valgono il più possibile. Si genera dunque sul mercato una catena di reazioni che è opposta al caso precedente: incremento dell'offerta, diminuzione dei prezzi, e – grazie a quest'ultima - un aumento nel breve periodo del consumo di gas e petrolio, favorendo così il riscaldamento globale (e in ciò consiste il paradosso verde). Sinn sottolinea che una condizione per il paradosso verde è che la risorsa sia scarsa, nel senso che il suo prezzo dovrebbe comunque essere sempre superiore alla somma dei suoi costi di esplorazione ed estrazione: condizione che sarà probabilmente soddisfatta poiché le attuali tecnologie di rimpiazzo offriranno nella migliore delle ipotesi un sostituto perfetto per l'elettricità, ma non per i combustibili fossili.

In ogni caso l'efficacia di una politica climatica dipende da quanto si concentri sul lato dell'offerta e quindi degli investimenti (finora trascurato) oltre a quello della domanda. Tuttavia, il rapporto tra il ritardo temporale dell'adozione effettiva della misura rispetto all'annuncio e l'entità del paradosso verde non è monotono, il che contrasta con altri risultati presenti in letteratura (Bauer et al. 2018) secondo i quali il paradosso verde è più pronunciato se le misure sono più ritardate, poiché lasciano più tempo a disposizione per il residuo sfruttamento intensivo della risorsa.

Soltanto pochi studi hanno cercato di soppesare questi effetti di anticipazione opposti. Ad esempio Bauer, McGlade, Hilaire e Ekins (2018), hanno studiato l'effetto annuncio di tasse sul carbonio implementate con un certo ritardo nell'ambito di due complessi modelli multiregionali di economia energetica, scoprendo che in varie ipotesi alternative l'effetto di disinvestimento prevale sul paradosso verde a meno che la tassa sul carbonio non venga implementata lentamente e con un notevole sfasamento: ciò in quanto, intuitivamente, il ritardo dell'implementazione è direttamente correlato al valore residuo della risorsa scarsa e quindi alla convenienza ad estrarla. Lo svantaggio di questi modelli, tuttavia, è che non sono molto efficaci poiché rendono difficile analizzare la meccanica e i risultati si basano sulla parametrizzazione.

La direzione della risposta degli investimenti alle politiche climatiche è in definitiva una questione empirica, che va semplicemente quantificata. In generale il rischio di una politica climatica è di smorzare la forte correlazione altrimenti esistente tra gli investimenti

ed i prezzi spot delle fonti fossili (petrolio e gas), un elemento che ha sempre caratterizzato l'industria estrattiva garantendo prezzi reali stazionari (e accessibili) nel tempo.

Investimenti e volatilità dei prezzi

Un altro aspetto della relazione tra investimenti e prezzi riguarda la volatilità di questi ultimi: un periodo di bassi investimenti implica i presupposti per un'elevata volatilità dei prezzi dell'energia al primo verificarsi di variazioni significative della domanda, determinando almeno inizialmente la riduzione delle riserve per l'industria del gas e del petrolio per assorbire gli shock. E' quanto recentemente avvenuto nella crisi energetica del 2021-2022: mentre gli investimenti sono rimasti contenuti tra il 2016 e il 2019, il consumo di gas ha continuato a crescere, raggiungendo i suoi massimi storici proprio nel 2019, alla vigilia della pandemia, per poi – dopo di questa – tramutarsi in incontrollati aggiustamenti di prezzo allorchè l'eccesso di offerta si è ribaltato in eccesso di domanda. Ma il presupposto di questa situazione si era creato ben prima, con il vero e proprio "overshooting" del processo di disinvestimento dovuto alle nuove misure ambientali. Nel suo rapporto del 2016, l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) aveva infatti stimato che l'attuazione di tutti gli impegni annunciati fino a quel momento, compreso l'accordo di Parigi dell'anno precedente, avrebbe comportato una diminuzione media annua degli investimenti nelle fonti fossili dello 0,7% annuo fino al 2040, rispetto a uno scenario business as usual nel quale invece la restrizione della politica climatica fosse rimasta invariata ai livelli pre-2015 (IEA, World Energy Outlook 2016).

A posteriori, invece, la verifica empirica indica come dopo l'accordo di Parigi (nel 2015) l'impatto negativo delle politiche climatiche - e della conseguente incertezza normativa - sugli investimenti sia stato anche superiore alle stime della IEA, in misura pari a circa il doppio: un aumento percepito dell'esposizione delle aziende petrolifere e del gas a tali politiche ha portato a un declino globale del 6,5% delle spese in conto capitale tra il 2016 e il 2019 (ovvero un tasso annuo di -1,45%), tenendo conto di tutte le variabili al contorno: rigidità del mercato (i prezzi spot), fattori globali e altre variabili rilevanti a livello aziendale. Il divario negli investimenti è risultato ancora più significativo, pari a - 22,6%, rispetto al gruppo di controllo costituito da aziende non energetiche, poichè queste hanno invece incrementato la spesa in conto capitale. Si è poi avuta una sostanziale eterogeneità anche all'interno del settore sotto il profilo geografico, con le aziende europee che hanno maggiormente risentito delle nuove policies.

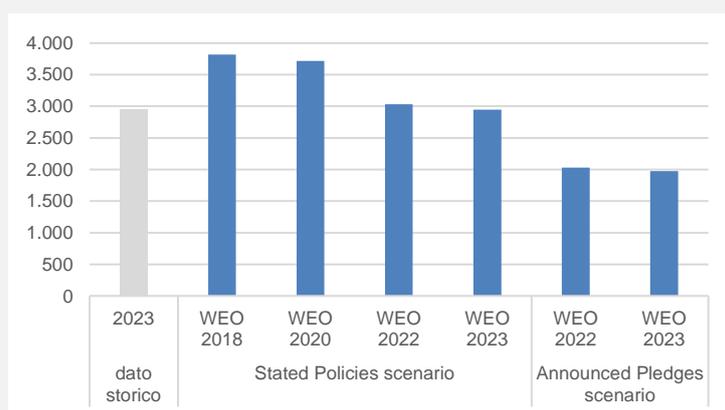
Questi risultati empirici supportano la teoria neoclassica degli investimenti secondo la quale – come detto - le imprese tagliano preventivamente gli investimenti in risposta a variazioni al ribasso della futura domanda dovuti all'annuncio di un percorso più rigoroso di politica e regolamentazione climatica. E, allo stesso tempo, i prezzi di gas (e petrolio) nella fase iniziale della transizione energetica tendono ad aumentare ogniqualvolta si presentano picchi di domanda congiunturali.

Scenari alternativi di medio-lungo periodo

International Energy Agency

Gli scenari della IEA si contraddistinguono in generale per un carattere abbastanza marcato, ed anche rapido, della transizione energetica. Così, nel suo ultimo World Energy Outlook del 2023 sono state riviste ulteriormente al ribasso le previsioni sulla domanda complessiva di gas naturale nel lungo termine (2040) rispetto a quelle del W.E.O.2022, nel quale era già stata ridimensionata di circa 570 mld di m3 (- 12%) in confronto alle stime precedenti: allo stato attuale la domanda al 2040 è stata corretta al ribasso di altri 140 mld di metri cubi. A fronte di questo, i nuovi progetti inerenti il Gnl che si trovano in via di completamento ed entreranno in funzione a partire dal 2025 comporteranno una capacità aggiuntiva equivalente a circa il 45% dell'attuale offerta globale di Gnl: se da un lato ciò probabilmente disinnescerà e archiverà le criticità dell'ultimo triennio (relative soprattutto ai prezzi e all'approvvigionamento di gas, ovvero gli aspetti di economicità e sicurezza del trilemma energetico), dall'altro lato si rischia di tornare alla struttura di mercato precedente il Covid19, contrassegnata da un eccesso sistematico di offerta.

FIGURA 4.16 Domanda globale di gas nel 2040 in diverse edizioni del World Energy Outlook della IEA



Scendendo su orizzonti di breve termine (triennali) le stime della domanda di gas sono invece sempre rimaste orientate all'aumento: tuttavia - anche in questo caso - via via fortemente limato. Fin dal 2021, relativamente al periodo 2022-2025, il Gas Market Report prevedeva un aumento di domanda di gas pari a 140 mld di m3, più che dimezzato rispetto alle precedenti previsioni sul triennio e molto al di sotto dei 170 mld previsti a consuntivo soltanto per quello stesso anno 2021. Tale drastica revisione al ribasso non era tuttavia correlata a maggior efficienza energetica o ad un incrementato ricorso alle rinnovabili, ma derivava semplicemente dalla debolezza dell'attività economica e da un rallentamento nel passaggio da carbone e petrolio al gas, ovvero da un minor switch comunque interno al perimetro delle fonti fossili. Il Rapporto prevedeva che la regione Asia-Pacifico avrebbe rappresentato la metà della crescita futura della domanda di gas globale fino al 2025, mentre - in termini settoriali - l'industria avrebbe contribuito al 60% dei consumi mondiali. Lo scenario base del documento ipotizzava inoltre che l'import di gas russo in

Europa sarebbe diminuito di oltre il 55% tra il 2021 e il 2025, arrivando fino ad un taglio di oltre il 75% nello scenario accelerato. Da notare che ciò è poi effettivamente avvenuto, ma solo per effetto della crisi russo-ucraina e del conseguente embargo (allora imprevedibili), e nel contesto di una fortissima ma semplice sostituzione del gas russo.

Mc Kinsey

Altri istituti di ricerca indipendenti formulano previsioni nelle quali l'abbandono del gas è molto più lento e viscoso, soprattutto in quanto difficile da sostituire in molti contesti. Tratto comune a tutte le stime rimane l'aumento della domanda di gas almeno fino al 2030-2035, mentre successivamente le stime divergono sia a seconda della prevalenza o meno di scenari business as usual oppure zero emission, sia a seconda dell'effettiva incisività di questi ultimi. Ad esempio, McKinsey nel suo *Global Energy Perspective 2023* (<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023>) prevede che la domanda globale di gas aumenterà anche oltre il 2030 in tutti gli scenari, con una crescita totale prevista compresa tra il 10 e il 15%: pure negli scenari di decarbonizzazione più rapidi, la crescita è prevista fino al 2030-2040. Soltanto dopo il 2035 viene stimata una domanda che divergerà in modo significativo, con una crescita prevista tra il 15 e il 30% nel 2050 negli scenari più lenti ma in calo fino al 20% negli scenari più veloci. Ciò implica che la domanda media ponderata tra medio e lungo periodo resterebbe comunque resiliente. A tal proposito, scendendo maggiormente nel dettaglio temporale, McKinsey sottolinea come nella maggior parte degli scenari il mercato globale del GNL vedrebbe aprirsi un divario tra domanda e offerta all'inizio degli anni '30, che dovrebbe durare almeno per il successivo decennio. In altri termini, l'eccesso di offerta, in procinto di presentarsi nel periodo 2025-2030 per effetto dell'entrata a regime dei progetti GNL in via di completamento, sarebbe nuovamente destinato ad esaurirsi, fino a creare un nuovo divario (eccesso di domanda) stimato in circa 30-60 Mtpa dal 2040 in poi: di conseguenza, secondo McKinsey la finestra 2030-40 potrebbe essere l'ultima opportunità per lo sviluppo di nuovi progetti di GNL, in particolare con costi economici inferiori a 8-9 dollari/MMBTU e localizzati in gran parte nel Nord America.

Wood Mackenzie

Wood Mackenzie, a sua volta, nel suo *Energy Transition Outlook* (<https://www.woodmac.com/market-insights/energy-transition-outlook/>) presuppone un caso-base nel quale la domanda complessiva di gas rimarrà resiliente almeno per i prossimi 20 anni, mentre la specifica domanda di GNL crescerà fino al 2050 richiedendo investimenti sostanziali in nuovi progetti di gas e GNL.

Vengono poi sviluppati scenari alternativi a seconda del raggiungimento o meno dei più importanti obiettivi climatici, analizzandone i riflessi sul mercato del gas. Il risultato climatico più ottimistico – lo scenario “net zero” al 2050 – è quello in cui lo zero netto emissivo globale viene raggiunto entro il 2050 ed il riscaldamento globale limitato al di sotto di 1,5 gradi entro il 2100, in linea con l'obiettivo più ambizioso dell'accordo di Parigi. Nel rapporto *Global gas in the 2050 net zero world*, elaborato utilizzando il modello proprietario Global Gas Model Next Generation, sono analizzate le implicazioni di questo scenario “net zero” (WM-NZ) sui mercati del gas, sui flussi commerciali e sui prezzi. Una comparazione con il corrispondente scenario al 2050 della IEA (il Net Zero Emissions, NZE) risulta dunque omogenea per prospettiva temporale, e già in essa emergono significative divergenze sul ruolo del gas nel prossimo quarto di secolo. Per la IEA tale ruolo sarebbe nettamente minore, in quanto la domanda di gas scenderebbe a 3.400 mld di m³ nel 2030 e a 920 mld nel 2050, con una riduzione di oltre il 70% in soli vent'anni. Viceversa, per Wood McKenzie, la domanda di gas rimarrebbe più forte, a 3.800 mld m³, fino al 2030 per poi diminuire di circa 1/3 a 2.500 mld entro il 2050. In sostanza, mentre su una prospettiva di breve termine (2030) la divergenza tra i due scenari resta contenuta entro il 10% o poco più, su una prospettiva a medio-lungo termine (2050) essa si amplia drasticamente, con previsioni di riduzione in termini percentuali tra il 2030 ed il 2050 nel rapporto di 1 a 2, e di utilizzo finale (in termini assoluti) quasi nel rapporto di 1 a 3.

Ragioni delle divergenze tra scenari

Le ragioni principali per la differenza tra le diverse visioni di IEA e Wood Mackenzie riguardo all'evoluzione della domanda di gas sono essenzialmente tre:

- In primo luogo, pur essendo in entrambi gli scenari l'efficienza energetica la chiave per raggiungere lo zero netto, la IEA è significativamente più aggressiva nelle stime dei miglioramenti di questo parametro. L'IEA NZE prevede che il consumo finale di energia diminuisca del 22% entro il 2050, nonostante un contestuale aumento di 2 miliardi di popolazione mondiale e l'ipotesi di accesso universale all'energia già entro il 2030, mentre nel WM-NZ si stima una diminuzione del consumo finale di energia pari a meno del 5%.
- In secondo luogo, gli scenari concordano sul fatto che l'elettrificazione degli edifici sia la via principale per decarbonizzare il settore residenziale, ma l'IEA NZE prevede che il gas sarà completamente sostituito dall'elettricità, mentre nel WM-NZ questa viene ritenuta un'ipotesi irrealistica da realizzare, in particolare nei mercati in via di sviluppo e considerando le sfide legate all'ammodernamento del patrimonio edilizio esistente.
- Infine, l'IEA NZE prevede che la domanda di gas nel settore energetico diminuisca di oltre il 90% entro il 2050, mentre nel WM-NZ la domanda di gas nel settore energetico viene assunta come più resiliente. La IEA ritiene, in particolare, che il settore energetico gestisca la flessibilità principalmente attraverso la riprogettazione della rete, maggiori investimenti nelle infrastrutture di trasmissione e distribuzione, energia decentralizzata e microreti.

L'elettrificazione al centro del raggiungimento dello zero netto rende fondamentale la decarbonizzazione della rete elettrica. Il gas rappresenta ancora il modo più economico e fattibile per raggiungere questo obiettivo nei mercati asiatici in via di sviluppo che dipendono ancora dal carbone, oppure ogniqualvolta l'incremento delle energie rinnovabili presenti criticità. Anche nelle regioni dove le FER intermittenti saranno più diffuse, la crescita della domanda di elettricità richiederà fonti di generazione spacciabili a basse emissioni di carbonio per supportare la stabilità della e fornire flessibilità. Inoltre, nei settori industriale e residenziale l'elettrificazione presenta dei limiti, soprattutto nelle industrie ad alto consumo energetico che richiedono calore ad alta temperatura. In questi casi la persistenza nell'utilizzo del gas dipenderà da quanto l'eventuale abbinamento con il carbon capture and storage (CCUS) su larga scala riuscirà a limitarne gli effetti emissivi. Infine, anche la crescente domanda di idrogeno blu sosterrà la domanda di gas come materia prima per l'idrogeno a basse emissioni di carbonio.

E' interessante notare come nello scenario zero-emissioni di McKenzie le prospettive del gas nel suo complesso e quelle più specifiche del GNL siano divergenti: mentre la domanda globale di gas raggiunge il picco alla fine degli anni 2020, la domanda globale di GNL è prevista rimanere stabile durante gli anni 2030 e gran parte degli anni 2040 poiché la persistenza della crescita

in Asia compensa il declino altrove. I driver dell'aumento della domanda di gas nei mercati asiatici emergenti saranno l'aumento della popolazione, della crescita economica, dell'urbanizzazione (con una sempre maggior incidenza del residenziale) e l'abbandono del carbone: fattori che, unitamente alle limitate produzioni interne, favoriranno le importazioni. Tutto ciò - secondo le proiezioni del Rapporto - nonostante il fatto che non sarà più la Cina a trainare la domanda asiatica, poiché la sua domanda totale di energia raggiungerà il suo picco intorno alla metà di questo decennio, mentre la continua crescita dinamica dell'energia pulita farà diminuire la domanda di combustibili fossili e le emissioni del Paese.

Dato l'inevitabile coinvolgimento anche dei Paesi emergenti nella transizione energetica, rimane confermata l'idea che il gas si candidi come combustibile-ponte ideale per il bypass del carbone, ovvero la sua domanda sarà sostenuta anche dal sempre maggiore switch carbone-gas che invece, soprattutto nel mercato continentale europeo, è già pressoché compiuto. Ad esempio, in Cina, nell' Action Plan for Carbon Dioxide Peaking Before 2030, è significativo l'accento esplicitamente posto sul ruolo transitorio del gas naturale nella mitigazione delle emissioni. La conseguenza di tutto ciò sarà una persistente necessità di investimenti nell'offerta di gas anche a lungo termine, ossia anche oltre l'impennata dell'offerta destinata a implementarsi nel prossimo biennio per effetto dell'entrata a regime dei progetti già in fase realizzativa. La stima di Wood Mc Kenzie è che entro il 2045 la nuova capacità necessaria sarebbe pari a circa 70 mld m³ di fornitura pre-FID in uno scenario Net Zero, mentre ammonterebbe a 217 mld m³, circa il triplo, nello scenario Base. L'intensificazione della concorrenza porterà gli acquirenti a cercare fornitori in grado di offrire GNL a basso costo ed anche relativamente vicini ai centri di domanda, flessibilità nei termini contrattuali, e a ridurre al minimo l'impatto emissivo. Allo stesso tempo i prezzi dovranno rimanere a un livello compatibile con questi nuovi sviluppi.

La prospettiva dei paesi produttori (GEFC)

Le stime dei Paesi produttori di gas naturale (riuniti nel GEFC, Gas Exporting Countries Forum) sono infine ovviamente sbilanciate su prospettive nettamente più gas-friendly .

Secondo l'ultimo Rapporto previsionale *Global Gas Outlook 2050* del GECF (2024), la generazione alimentata a gas naturale manterrà a medio termine l'attuale livello di incidenza pari a circa il 22% nel mix globale di produzione di energia, superando il carbone all'inizio degli anni '30. Sebbene in termini assoluti la produzione di energia elettrica da gas naturale continuerà ad aumentare per soddisfare la crescente domanda di elettricità, la sua quota sul totale è destinata a diminuire gradualmente, raggiungendo circa il 19% entro il 2050, quando il gas e le energie rinnovabili - combinati - costituiranno quasi il 68% della fornitura elettrica totale (fonte: GECF Secretariat su dati GECF GGM).

Gli investimenti stimati nel gas naturale al 2050 ammontano a 9mila mld \$, concentrati principalmente sul settore upstream, con fondi significativi stanziati anche per lo sviluppo delle infrastrutture midstream. Le previsioni dei Paesi produttori di gas naturale sono di un aumento sostanziale della produzione globale, che dovrebbe aumentare del 30% entro la metà del secolo passando a 5.300 mld m³ rispetto agli attuali 4.000 mld m³, e di una persistente dipendenza dal gas naturale come risorsa energetica fondamentale nonostante la transizione energetica. Sotto il profilo della distribuzione geografica, il maggior flusso stimato di investimenti al 2050, pari a 2,1 trilioni di dollari, riguarderebbe la regione dell'Asia Pacifico, in particolare Cina, Australia e Indonesia (la sola Cina punta a investimenti per 650 mld di \$). Ma anche il Nord America e l'Eurasia, con proiezioni rispettivamente di 1,6 e 1,5 trilioni di dollari, sarebbero coinvolti nonostante i più incisivi processi di decarbonizzazione. In ogni caso la regione Asia-Pacifico si candida a diventare un attore chiave nei mercati energetici globali.

Nonostante l'ovvio conflitto d'interesse, il punto di vista del GEFC segnala un aspetto interessante, affermando che le opportunità per il gas continuano ad esserci anche in presenza di politiche globali orientate al tendenziale azzeramento delle emissioni, ma che i margini di decarbonizzazione vadano cercati e trovati nei processi di produzione più che nel "prodotto gas" in sé, assunto come parametro intrinseco. Poiché lo spazio di mercato inevitabilmente si restringe, il baricentro della competitività dei progetti si sposterà sulla minimizzazione delle emissioni di carbonio nei processi produttivi del gas - non essendo possibile sul gas in sé - ed anche sulle sue possibili alternative di monetizzazione nell'impiego come fattore di produzione in altri processi, anziché negli usi finali. Ciò significa ad esempio affrontare le emissioni collaterali di metano, abbracciare nuove tecnologie come la CCUS e gestire le emissioni lungo l'intera catena del valore; ma anche lo sviluppo dell'ammoniaca blu producendo idrogeno a basse emissioni di carbonio attraverso il reforming del gas con la cattura del carbonio, in luogo delle tradizionali esportazioni. In parte questo sta già avvenendo: ad esempio, progetti come Papua LNG e Ruwais LNG stanno riducendo le emissioni negli impianti di GNL utilizzando treni di propulsione elettrici. Gli impianti in costruzione in Qatar e Malesia stanno implementando la CCS per ridurre le emissioni sia a monte che negli impianti catturando e immagazzinando la CO₂ nei giacimenti; altri progetti includono programmi di rilevamento delle perdite di metano o l'uso di energie rinnovabili per sostituire il gas nella produzione di energia.

4.3. Sistema elettrico

Dopo il calo del 2023 torna in lieve crescita la richiesta di elettricità: nei primi sei mesi 2024 cinque variazioni positive

- Tra aprile e giugno la domanda di energia elettrica sulla rete è stata pari a circa 74 TWh, in aumento di oltre 1 TWh rispetto allo stesso periodo del 2023 (+1,5%). La richiesta è cresciuta in tutti e tre i mesi primaverili, con una variazione particolarmente decisa a maggio (quasi mezzo TWh in più di maggio 2023, +2%). Anche nei primi tre mesi dell'anno i consumi elettrici sono risultati complessivamente in aumento (mezzo TWh in più sull'anno precedente, +0,8%) con un aumento medio del 2% a gennaio e febbraio e un calo a marzo (-1,4%), unico mese del semestre a far segnare una variazione tendenziale negativa (ma spiegabile anche con il calendario).
- Nel complesso la ripresa della domanda è stata comunque favorita dal calendario (2 giornate lavorative in più sia nel bimestre gennaio-febbraio che nel II trimestre) e dal clima: nell'insieme dei sei mesi la richiesta di elettricità in Italia è infatti cresciuta di oltre l'1% sul 2023, ma il dato Terna corretto per calendario e temperatura ridimensiona tale ripresa a +0,5% (Rapporto mensile Terna di giugno).
- La dinamica mensile della domanda nel 2024 è sostanzialmente sovrapponibile a quella dello scorso anno: nei primi mesi si è collocata appena sopra i minimi di lungo periodo, per poi allontanarsi da questi pur restando nella parte bassa del range "min-max". A luglio la richiesta di elettricità (+4% sul luglio '23, favorita da 2 giorni lavorativi in più) si è poi avvicinata ai massimi storici, a conferma del fatto che nonostante la fase di relativa debolezza della domanda nei mesi estivi la richiesta tende comunque a restare su livelli elevati (si veda anche la curva del 2023).

Punta mensile di domanda sui livelli 2023

- I valori di punta mensile di potenza sono stati pari a 50,7 GW a gennaio, 50,3 GW a febbraio, 48 GW a marzo. Come sempre la punta ha continuato a ridursi ad aprile e maggio, quando è scesa appena al di sotto dei 45 GW, per poi tornare ad aumentare nei mesi estivi: 51,5 GW a giugno, 57,9 GW a luglio. Nei primi quattro mesi dell'anno la punta si è registrata alle 9 di mattina, a maggio e giugno alle ore 11, a luglio alle ore 14.
- Anche la dinamica mensile della punta di domanda ha ricalcato piuttosto fedelmente la dinamica seguita l'anno scorso, con l'eccezione dei primi due mesi dell'anno, quando è stata inferiore di circa 1 GW a gennaio, di 3 GW a febbraio, collocandosi appena sopra i minimi storici. Da marzo in poi la punta mensile risulta invece sovrapponibile a quello dello scorso anno. Si conferma quindi quanto già rilevato per il 2023, ovvero che pure in un contesto di domanda debole non si riscontrano invece contrazioni delle punte di domanda, quantomeno in estate (a differenza quanto osservato in autunno negli ultimi due anni).

Nel I semestre produzione da FER sui livelli della termoelettrica (in netto calo. Balzo dell'idro, +15% le fonti intermittenti)

- Lato produzione, il I semestre 2024 ha visto un deciso calo della produzione termoelettrica, ferma a 66 TWh, oltre 13 TWh in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-17%). Nell'anno scorrevole risulta pari a meno di 145 TWh, nettamente al di sotto sia della media dei 10 anni precedenti sia rispetto ai minimi del 2023 (158 TWh). La produzione termica nei primi sei mesi del 2024 ha rappresentato poco più del 43% della richiesta di elettricità dello stesso periodo, quasi 10 pp in meno rispetto al minimo storico del 2023 e del precedente del 2014.
- Nel I trimestre il netto calo della produzione termoelettrica (-8 TWh, -18%) è avvenuto in primis per il balzo della

produzione idroelettrica (+4,3 TWh, +83%) e l'aumento di quella eolica e solare (+1,1 TWh, +10%) e delle importazioni (+3,1 TWh). Nel II trimestre la contrazione della termoelettrica è stata di 5 TWh (-15%), mentre l'idroelettrica è aumentata di quasi 6 TWh, eolico e solare di 2,7 TWh (+18%) e il saldo netto con l'estero si è ridotto di 2 TWh rispetto a un anno prima.

- Un segnale di possibile interruzione di questo trend è il dato di luglio, quando la flessione della termoelettrica si è limitata a 1 TWh su luglio 2023.

Figura 4-17 – Richiesta di energia elettrica mensile (TWh)

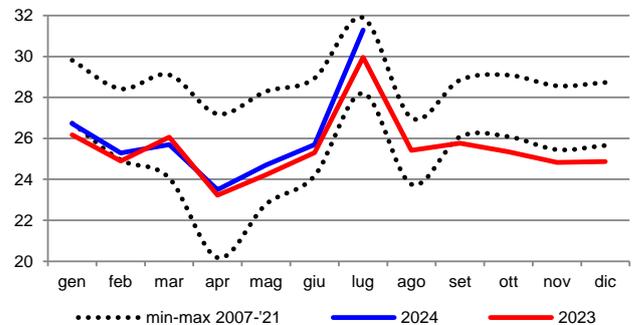


Figura 4-18 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

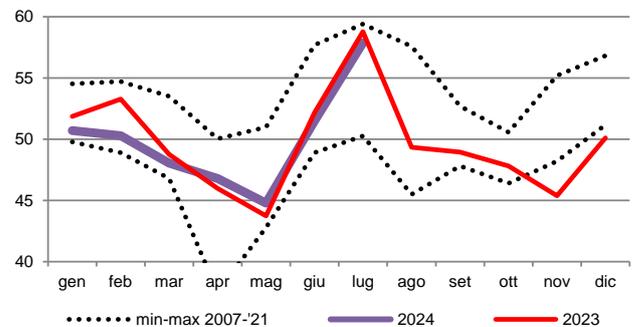


Figura 4-19 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)

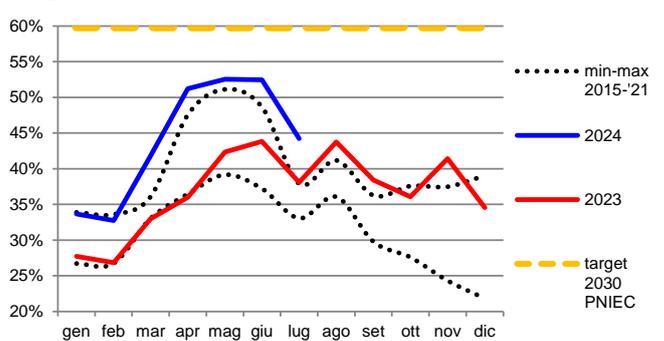
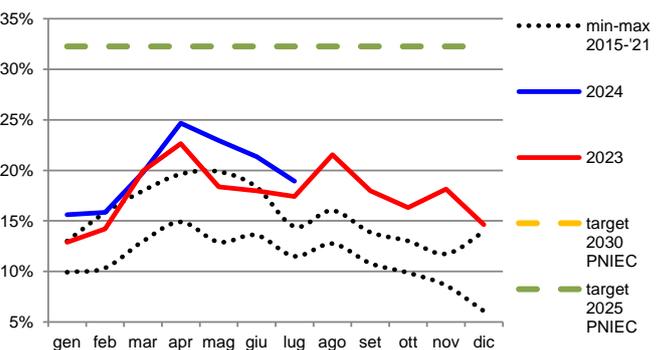


Figura 4-20 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta)



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

- Nel I semestre 2024 ha fatto segnare nuovi record la generazione da FER: 66 TWh (massimo storico per il I semestre dell'anno, +14 TWh sul I semestre 2023, +27%), sugli stessi livelli della termoelettrica.
- Le rinnovabili hanno coperto nel I semestre quasi il 44% della richiesta di elettricità (36% nel I trimestre, 52% nel secondo), oltre 3 punti percentuali in più del precedente massimo storico per questo periodo (e 9 punti in più rispetto al 2023), collocandosi al di sopra dei massimi storici in tutti i mesi dell'anno (Figura 4-19).
- Nei primi sei mesi l'idroelettrico è arrivato a coprire oltre il 17% della richiesta di elettricità (record dal 2014), mentre su base d'anno la produzione supera i 48 TWh, sui livelli medi di lungo periodo, dopo i risultati molto negativi del biennio 2022-23 (33 TWh in media).
- Aumenti significativi hanno riguardato anche le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), che nei sei mesi hanno superato i 30 TWh (+15% sul 2023), coprendo il 20% della richiesta di elettricità sulla rete (con un picco del 25% ad aprile), ben oltre il precedente massimo storico (il 17,7% nel I semestre 2023). Buona performance sia del solare, che nell'anno scorrevole supera i 33 TWh (+18%), sia dell'eolico, a quasi 25 TWh nell'anno scorrevole (+23%).
- Con riferimento alla capacità installata, tra gennaio e luglio 2024 sono stati installati 443 MW di nuova capacità di impianti eolici, che portano il totale a 12,8 GW, un dato in deciso aumento rispetto ai 335 MW dello stesso periodo dello scorso anno (+32%). Anche per il fotovoltaico la nuova capacità, 3,8 GW, è stata nettamente superiore rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+41%), portando il parco FV totale a 34,1 GW (dati Terna).

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

- Secondo le stime ENEA anche su base oraria le FRNP nel 2024 hanno migliorato il record di copertura della domanda registrato lo scorso anno: nell'1% delle ore di loro massima penetrazione (99° percentile), le FRNP hanno coperto almeno il 70% della domanda, 7 punti in più rispetto al massimo precedente registrato nel II trimestre 2023.
- Nuovi massimi anche per la massima penetrazione oraria di tutto l'insieme delle fonti rinnovabili, che nell'1% delle ore di loro massima penetrazione hanno coperto oltre il 90% della domanda, oltre 10 punti in più rispetto al massimo precedente del II trimestre 2023.

Sempre più ripido il profilo della domanda residua

- L'aumento della produzione fotovoltaica, concentrata nelle ore diurne, ha accentuato ancora la distanza tra il minimo carico residuo (la differenza tra il fabbisogno e la produzione da FRNP) diurno e il massimo carico residuo serale (in particolare nelle giornate festive, caratterizzate da bassa domanda e elevata produzione da FRNP). Nella I metà del 2024 la curva della domanda residua media oraria ha assunto un profilo ancora più ripido rispetto a quello dello stesso periodo 2023, e più ripido rispetto al 2020: nei giorni festivi il valore medio minimo della domanda residua, da coprire con fonti programmabili, è sceso al di sotto dei 10 GW nelle ore centrali della giornata, mentre il massimo serale medio negli stessi giorni è rimasto come nel 2023 superiore a 27 GW, con una risalita pomeridiana media pari quindi a oltre 17 GW, contro i 14 GW dei primi sei mesi del 2023 e i 13,5 del 2020.
- La Figura 4-23 descrive l'andamento orario della domanda totale, della domanda residua, e della generazione elettrica per fonte il 21 aprile 2024, uno dei

giorni di massima penetrazione delle FRNP. E' notevole il ruolo assunto dai pompaggi nelle ore centrali della giornata, quando assorbono la produzione in eccesso, mentre l'import netto diviene negativo, e il prezzo sulla Borsa elettrica crolla quasi a zero.

Figura 4-21 – Massima quota oraria della produzione da FER e da FRNP (in % del carico) nel II trimestre di ogni anno – valore corrispondente al 99° percentile

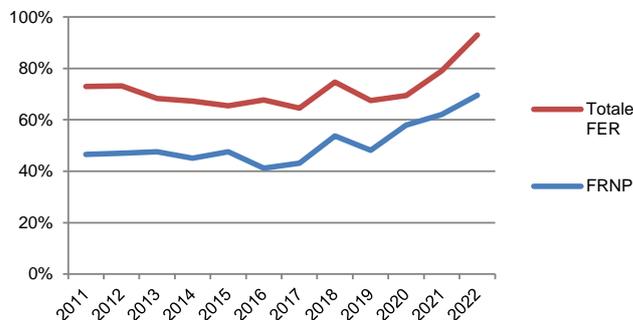


Figura 4-22 – Curva oraria della domanda residua media (I semestre)

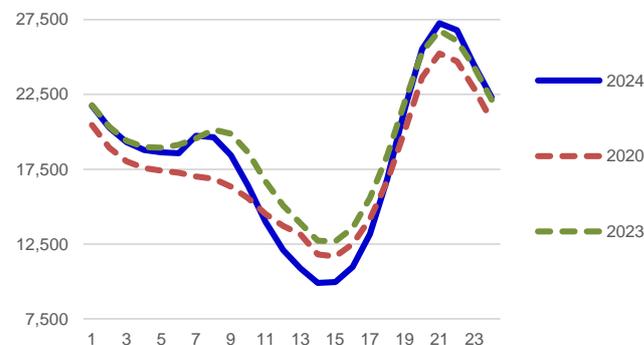
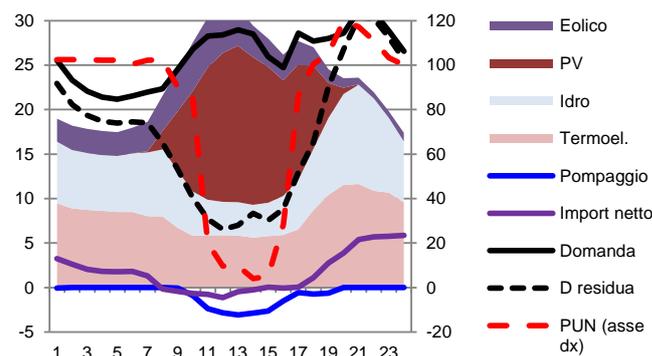


Figura 4-23 – Curva oraria della domanda e della domanda residua, generazione elettrica per fonte (asse sx, GW) e PUN (asse dx, €/MWh) - 21 aprile 2024



5. Prezzi dell'energia

5.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel I semestre 2024 PUN in netto calo ma ancora superiore di 1/3 rispetto alla media di lungo periodo

- Nei primi sei mesi dell'anno il PUN ha avuto un calo rispetto all'ultimo trimestre del 2023, fino a toccare un minimo di circa 87 €/MWh ad aprile, per poi risalire e tornare a giugno sopra la soglia dei 100 €/MWh. Rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, la flessione è stata del 42% per il primo trimestre e del 17% per il secondo. Nonostante il proseguimento della flessione dei prezzi, questi d'altra parte restano ancora significativamente superiori alle medie di lungo periodo (+32% rispetto alla media del periodo 2010-2021).
- La dinamica del PUN ha rispecchiato fedelmente quella dei costi della generazione termoelettrica, determinata dalle quotazioni del gas e più precisamente dal costo variabile del ciclo combinato, principale indicatore in tal senso. Come mostra l'analisi di regressione in Figura 2, esiste una correlazione pressoché univoca tra i due indici, con soli piccoli scostamenti rilevati nel terzo trimestre 2022. Rispetto ai primi sei mesi del 2023 la diminuzione del PUN è risultata pressoché analoga a quella del prezzo del gas, che al PSV ha registrato una variazione sull'anno precedente del 34 %, collocandosi anch'esso su un livello superiore alla media del periodo 2010-2021.

Nonostante il calo della produzione termoelettrica il gas resta la tecnologia che fissa il prezzo

- E' interessante osservare l'indice di tecnologia marginale (ITM), ossia la tecnologia che fissa il prezzo dell'energia nelle varie zone di mercato (Figura 5-2). Nonostante il netto calo della produzione termoelettrica (-10% la sua quota nel semestre, vedi cap. 4), anche nei primi sei mesi del 2024 per gran parte delle ore (circa il 60%) il prezzo è stato fissato dalle centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT), a conferma della forte influenza della commodity gas nella formazione del prezzo dell'energia elettrica. Nel caso delle rinnovabili l'indice di tecnologia marginale si ferma a qualche punto percentuale, ad eccezione dell'idroelettrico, che fornisce invece un contributo importante in termini di fissazione del prezzo (18% medio tra le varie zone).

Balzo del differenziale di prezzo sulla Borsa italiana

- Osservando il prezzo dell'elettricità nelle principali borse elettriche europee, si nota come l'Italia, rispetto alle tre principali economie (Francia, Germania, Spagna) continui ad avere prezzi ampiamente più elevati. La prima metà del 2024 ha visto un deciso allargamento del differenziale di prezzo: nei confronti della Germania si è mantenuto al di sotto del 50%, mentre è schizzato in alto quello rispetto a Francia e, soprattutto, Spagna (Figura 5-4).

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

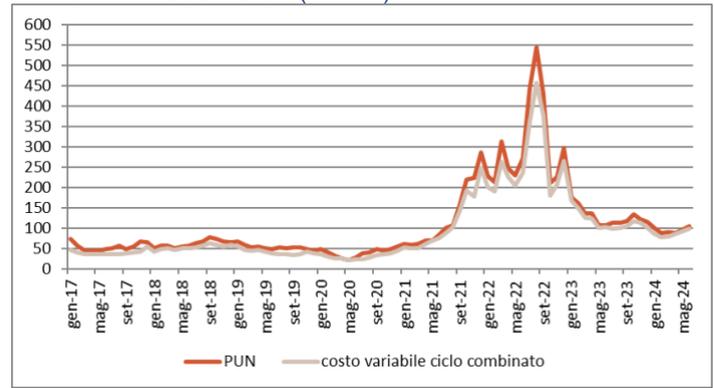


Figura 5-2 - Indice di correlazione tra Prezzo Unico Nazionale e costo variabile del ciclo combinato (€/MWh)

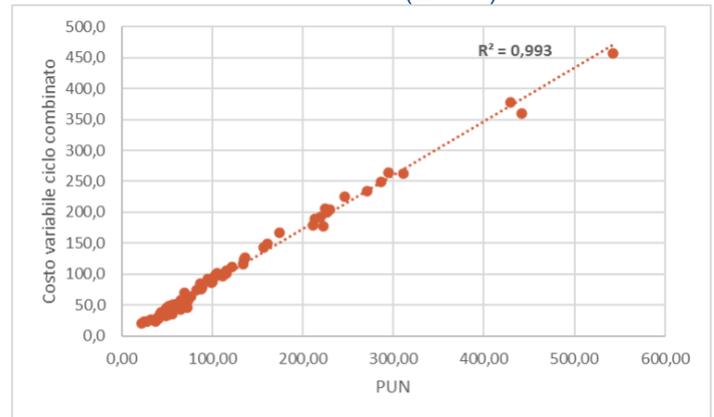


Figura 5-3 - Indice di tecnologia marginale per le varie zone (percentuale)

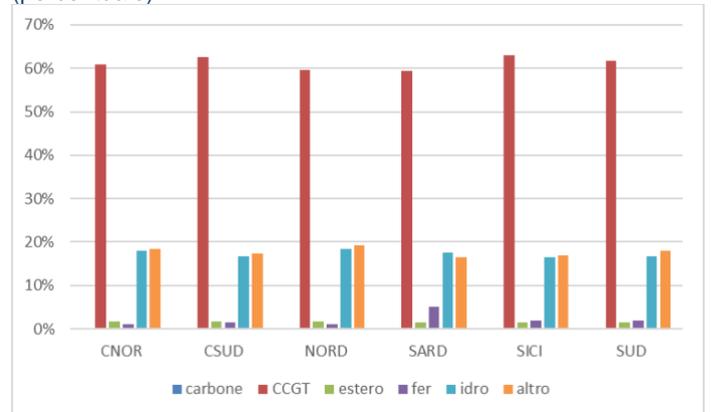
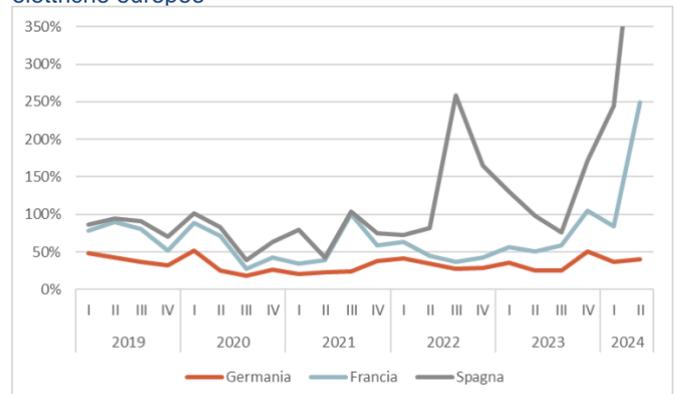


Figura 5-4 - Differenza percentuale PUN con le principali borse elettriche europee



Differenziale di prezzi per le imprese italiane in calo nel 2023, nel 2024 rischi dal differenziale di prezzo in Borsa

- Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, l'ultimo aggiornamento Eurostat è relativo al 2023 e mostra come nell'ultimo semestre dell'anno scorso il divario rispetto alla media e mediana (Figura 5-5) dei paesi dell'Unione Europea si sia sensibilmente ridotto, in particolar modo per la classe di consumo più caratteristica (Band IC), pur restando ampiamente positivo.
- Resta da verificare l'impatto sui prezzi al consumo del recente notevole aumento del differenziale positivo di prezzo sulla Borsa italiana rispetto alle altre Borse europee.

Per i clienti domestici prezzi in calo. Prezzi sul mercato libero significativamente maggiori che nel tutelato

- Per i clienti domestici sono disponibili da ARERA i dati relativi al mercato tutelato, che tuttavia nel corso di quest'anno è andato progressivamente a riguardare i soli clienti in regime di vulnerabilità. Il prezzo per i consumatori è continuato a calare nel primo semestre 2024, trainato dalla drastica riduzione della spesa per la materia energia (-60% rispetto alla media del primo semestre 2023) che ha bilanciato il progressivo aumento degli oneri di sistema. (Figur 5-6).
- Con la fine del regime di maggior tutela e il conseguente obbligo di passaggio al mercato libero, i dati relativi ai prezzi di quest'ultimo si sono diradati per via della pluralità di soggetti coinvolti. Tuttavia, il monitoraggio dell'ARERA consente di ricavare un indicatore di prezzo delle offerte scelte dai clienti domestici che hanno cambiato fornitore e confrontarlo con il corrispettivo nel regime di maggior tutela a partire dal 2023 (Figura 5-7). Si evince come le offerte a prezzo fisso e variabile nel mercato libero siano aderenti tra di loro a parte un leggero disaccoppiamento nell'ultimo trimestre dello scorso anno, con il prezzo che risulta essere superiore e quello vigente nel regime di maggior tutela che oggi è appannaggio dei soli clienti in condizioni di vulnerabilità.

Figura 5-5 - Prezzo imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla mediana UE-27, valori percentuali

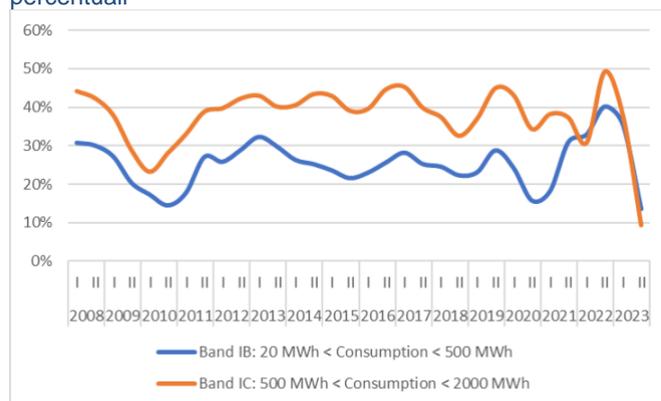


Figura 5-6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

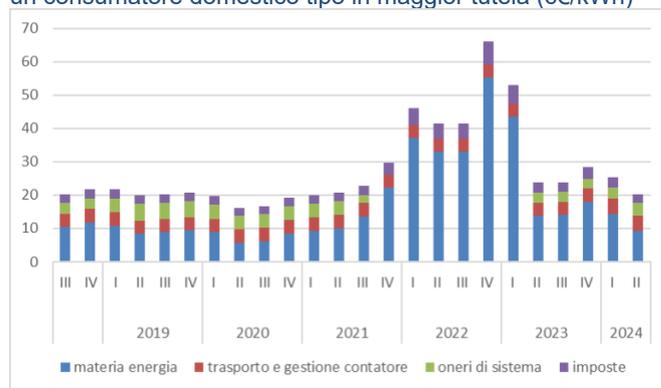
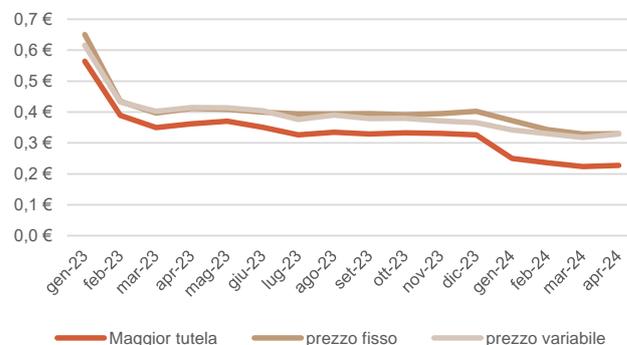


Figura 5-7 - Indicatore di prezzo fisso vs tutelato: media delle offerte effettivamente scelte



5.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Nei primi sei mesi 2024 prezzi del gasolio in Italia in leggera flessione (-2% congiunturale), mediamente pari a 1,76 €/litro, oltre 10 centesimi in più della media UE

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel II trimestre 2024 è stato mediamente pari a circa 1,75 €/litro, in lieve contrazione rispetto all'1,78 € del trimestre precedente. Quella dei mesi primaverili è stata la seconda flessione congiunturale consecutiva (-2% in media), dopo i rialzi della II metà del 2023 che avevano riportato i prezzi sopra la soglia dell'1,8 €/litro. Nell'insieme dei sei mesi 2024 il prezzo medio è stato pari a circa 1,76 €/litro, appena 4 centesimi in meno rispetto al 2023 (-2%), quando pure era diminuito di oltre 1 pp sull'anno precedente.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 5-8), dopo i rialzi iniziati a fine 2021 che avevano spinto i prezzi fin sopra la soglia dei 2 €/litro di metà 2022, si osserva una tendenza discendente, seppur non uniforme, fino a fine 2022 (1,7 €/litro). Il 2023, iniziato con un nuovo deciso rialzo (a febbraio 1,9 €/litro), si è poi chiuso su valori inferiori a 1,8 €/litro. A inizio 2024 i prezzi, su 1,8 €/litro a inizio febbraio, hanno poi oscillato su quei valori fino a maggio, per poi scendere sotto 1,7 €/litro di metà giugno. I dati di inizio luglio mostrano tuttavia un nuovo, seppur ancora modesto, incremento (1,75 €/litro).

Con riferimento alla media UE (Figura 5-9), nei primi sei mesi del 2024 il prezzo medio del gasolio è stato pari a 1,65 €/litro, lievemente inferiore al 2023 (-1,4%), oltre 10 centesimi in meno rispetto al prezzo italiano (stesso gap del 2023), riportando il divario ai livelli del 2021, dopo essersi di fatto allineati nel 2022.

Prezzo industriale in flessione ad un ritmo quasi doppio rispetto ai prezzi al consumo

Nel II trimestre dell'anno in corso il prezzo industriale (tasse escluse) nel nostro Paese è stato mediamente pari a 0,82 €/litro, in lieve riduzione sui tre mesi estivi (-3%), quando mostrava una contrazione anche più decisa (-4%). Si evidenzia come nell'insieme dei sei mesi, il prezzo si è attestato in media su 0,83 €/litro, in flessione del 3% sul dato 2023, quando era diminuito di circa il 20% rispetto ai massimi del 2022 (oltre 1 €/litro), risultando tuttavia ancora nettamente superiore rispetto alla media del triennio ancora precedente (0,55 €/litro).

Anche a livello UE il prezzo industriale nel corso della I metà dell'anno è diminuito di oltre il 4% sul 2023, attestandosi su 0,86 €/litro, il 4% più elevato rispetto a quello italiano, in linea con il gap medio del precedente quinquennio (ad eccezione del 2021, quando il divario arrivò al 7%, Figura 5-10).

Ancora in aumento il peso delle tasse, nel I semestre 2024 nel 2023 sul 53%, circa 5 pp in più della media UE

Come detto, nell'insieme dei primi sei mesi del 2024 in Italia si rileva una flessione del prezzo industriale (-4% sul 2023) più decisa di quella dei prezzi al consumo (-2%). L'incidenza della tassazione risulta pertanto in aumento, in media pari al 53%, circa mezzo pp in più del 2023, ma comunque nettamente inferiore rispetto al triennio 19-21 (oltre il 60% l'incidenza media, Figura 5-11).

Nel confronto internazionale, nel I semestre 2024 la tassazione nella media UE è stata pari a circa il 48%, in aumento di oltre 1 pp rispetto al 2023 ed inferiore di circa 5 pp rispetto all'incidenza media nel nostro Paese, mentre nel corso dello scorso anno il divario era del 6%. Il risultato dell'ultimo anno e mezzo di fatto riporta il gap sugli stessi livelli del triennio 19-21, dopo che nel 2022 i valori nazionali si erano quasi allineati a quelli europei.

Figura 5-8 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse in Italia (€/litro)

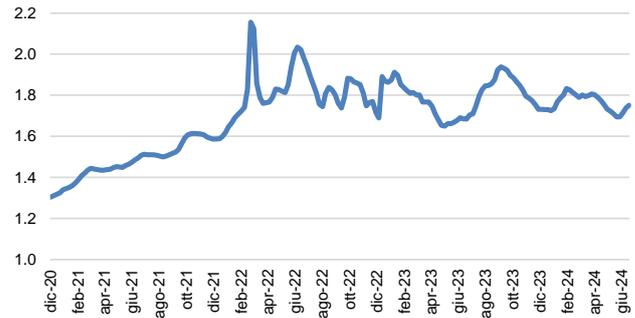


Figura 5-9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

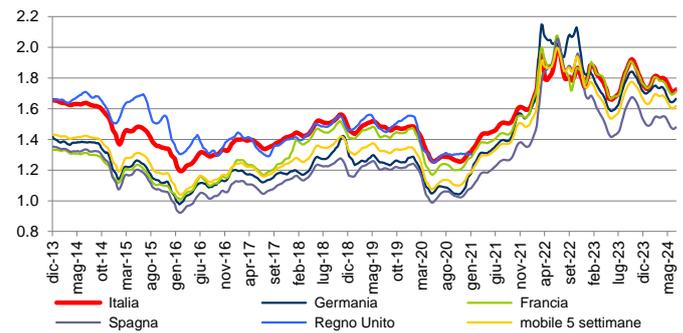


Figura 5-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

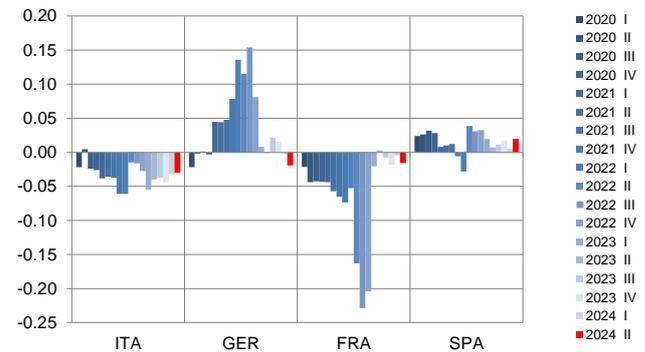
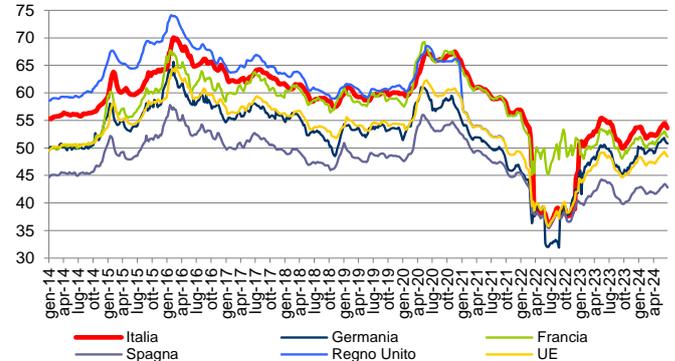


Figura 5-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3. Prezzi del gas naturale

E' tornato ad allargarsi lo spread PSV-TTF

- Nel II trimestre 2024 il prezzo del gas è tornato a salire su base congiunturale, tanto al PSV che al TTF, ma restando però al di sotto del livello del II trimestre 2023.
- Nel primo semestre 2024 è tornato ad allargarsi lo spread PSV-TTF, interrompendo il trend di decrescita durato tutto lo scorso anno, che nell'ultimo trimestre lo aveva portato al di sotto di 1 €/MWh (Figura 5-12). La media del differenziale dei primi due semestri di quest'anno è comunque inferiore rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (2 €/MWh contro 3,4), quando lo spread era tornato su livelli molto elevati, a seguito del balzo dell'ultimo semestre 2022 (picco a più di 7 €/MWh), perlopiù a causa delle forti tensioni sui mercati nord europei a seguito del sabotaggio del gasdotto Nord Stream.

Differenziale di prezzi per le imprese italiane in netto calo nel 2023

- Per quanto riguarda i prezzi per le imprese, l'ultimo aggiornamento Eurostat è relativo al 2023 e mostra come nell'ultimo semestre dell'anno scorso il divario rispetto alla mediana (Figura 5-13) dei paesi dell'Unione Europea si sia ridotto in modo significativo. In particolare, nel II semestre 2023 si è azzerato il differenziale per le imprese con fascia di consumo fino a 10.000 GJ.

Per i clienti domestici prezzi in calo. Prezzi sul mercato libero significativamente maggiori che nel tutelato

- Per i clienti domestici è possibile anche per il gas effettuare delle elaborazioni sui dati ARERA relativi al mercato libero a partire dal 2020. Distinguendo tra le offerte a prezzo fisso (Figura 5-14) e variabile (Figura 5-15), si nota in entrambi casi una riduzione della spesa media per le offerte del mercato libero a partire dal 2023.
- La spesa media sul mercato libero si mantiene però ampiamente superiore alla spesa per il servizio di maggior tutela, in particolare per le tariffe a prezzo fisso.
- In valore assoluto, come prevedibile le tariffe a prezzo variabile nel mercato libero risultano più vantaggiose di quelle a prezzo fisso, con un differenziale di circa 20 €/smc nel primo trimestre 2024, ultimo periodo per il quale sono disponibili i dati.

Figura 5-12 – Spread PSV/TTF (€/MWh, asse dx) e prezzo del gas sui due mercati ((€/MWh, asse sx)

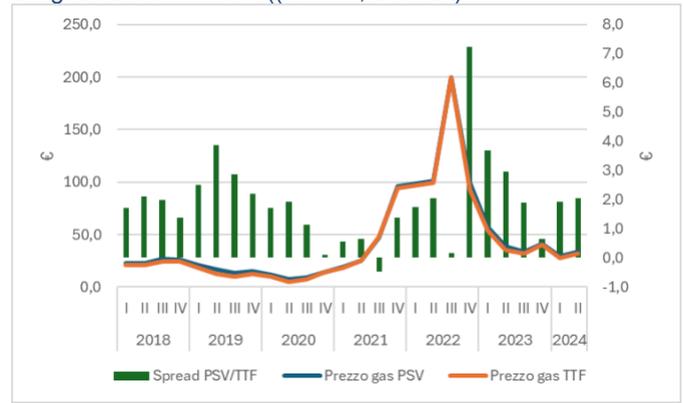


Figura 5-13 - Prezzo imprese: differenziale di costo delle imprese italiane rispetto alla mediana UE-27, valori percentuali



Figura 5-14 -Andamento della spesa per la fornitura di gas naturale nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo fisso

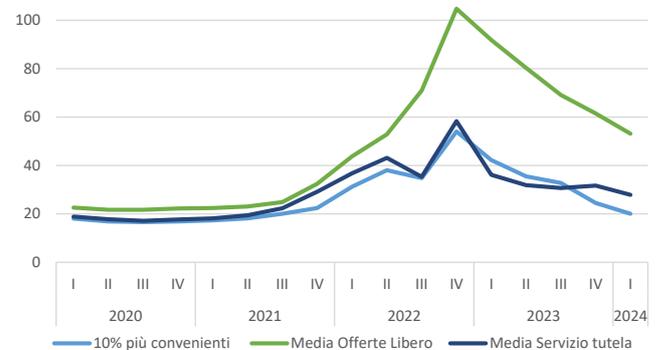
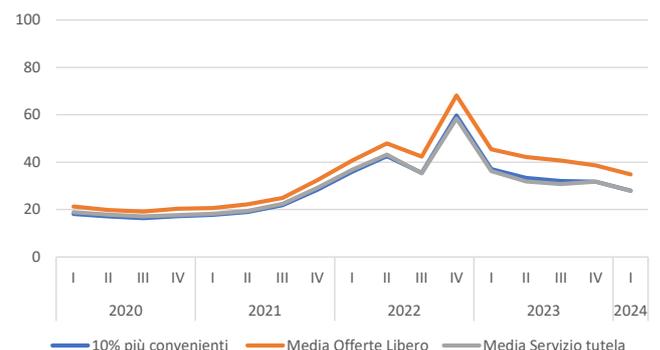


Figura 5-15 - Andamento della spesa per la fornitura di gas naturale nel mercato libero e tutelato – tariffe a prezzo variabile



FOCUS - Il commercio internazionale di tecnologie Low Carbon. La posizione dell'UE27 e dell'Italia

Daniela Palma e Alessandro Zini

Con l'aggravarsi della crisi climatica la diffusione delle tecnologie Low Carbon ha assunto un ruolo sempre più cruciale nel processo di decarbonizzazione dei maggiori paesi industriali, sollecitando la riconversione dei sistemi produttivi. In tale contesto le più recenti politiche europee per il contrasto al cambiamento climatico si sono focalizzate sulla necessità di innovare l'apparato industriale, guardando non solo ai sempre più cogenti obiettivi di abbattimento delle emissioni carboniche, ma anche alla prospettiva di potenziare (adeguatamente) l'attività manifatturiera nei settori delle tecnologie pulite, per evitare una crescente dipendenza tecnologica da soggetti terzi che porterebbe ad un inevitabile declino della competitività (si veda in proposito quanto disposto nel recente Net Zero Industry Act, 27 maggio 2024).⁵ L'evoluzione degli scambi commerciali relativi alle tecnologie Low Carbon con riferimento alla dinamica del commercio manifatturiero è indicativa del mutamento strutturale che sta investendo l'industria dei paesi avanzati ed è obiettivo della presente analisi fornire su tale base un primo e circostanziato quadro aggiornato del processo in atto nell'area europea, approfondendo la situazione delle maggiori economie e valutando rispetto a queste la posizione dell'Italia.

Operando sui soli flussi del commercio europeo, e seguendo l'approccio metodologico adottato in precedenti edizioni dell'Analisi Trimestrale in cui si è trattato degli scambi internazionali dei prodotti funzionali alla decarbonizzazione, la selezione delle tecnologie Low Carbon è stata effettuata a partire dai codici doganali ad otto cifre presenti nella nomenclatura combinata (NC), il cui elevato livello di dettaglio consente di cogliere con maggiore precisione la specificità tecnologica delle singole produzioni. La lista delle tecnologie Low Carbon selezionate (Tabella 1) estende quella utilizzata in origine, tenendo conto delle più recenti revisioni della classificazione per prodotti della nomenclatura NC elaborate a partire dal 2017 (con la possibilità in diversi casi di identificare più puntualmente la valenza tecnologica di ogni singolo prodotto) e delle liste di prodotti Low Carbon messe a punto negli ultimi anni da alcuni tra i maggiori organismi internazionali (Banca Mondiale e Fondo Monetario Internazionale) con riferimento ai codici di commercio di livello internazionale HS a sole sei cifre.⁶ Va notato in particolare come rispetto ai panieri elaborati in seno alla Banca Mondiale e al Fondo Monetario Internazionale, la numerosità dei prodotti selezionati in questa sede sia di gran lunga inferiore, poiché si è privilegiata un'ottica più conservativa, secondo criteri più stringenti. In primo luogo, sono stati inclusi nel novero solo i prodotti manifatturieri, maggiormente indicativi delle dinamiche in atto nei sistemi industriali. In secondo luogo, si è tentato di dare valore al criterio della specificità tecnologica, tralasciando i prodotti relativi a tecnologie largamente diffuse in più campi di applicazione (come, ad esempio, gli strumenti di misura e controllo). Infine, nel processo di selezione è stato dato risalto alle energie rinnovabili quale componente fondamentale della transizione energetica, andando ad escludere prodotti genericamente collegati alla produzione di elettricità (generatori elettrici) non recanti nella definizione la fonte energetica di provenienza, nonché quelli per lo più orientati all'efficiamento energetico nel settore residenziale.⁷

Figura 1 – Valori dell'export e dell'import (miliardi di euro correnti) per l'UE 27 per il comparto Low Carbon, anni 2017-2023.

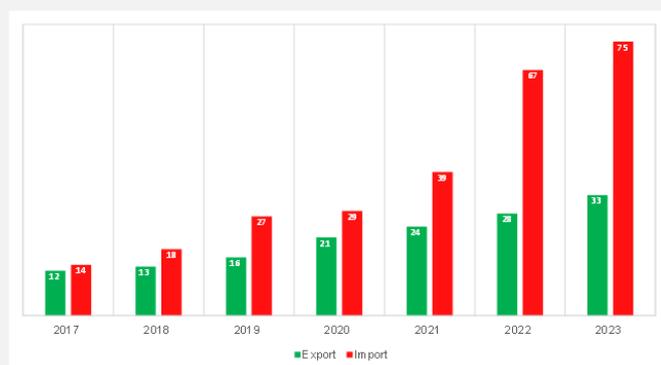
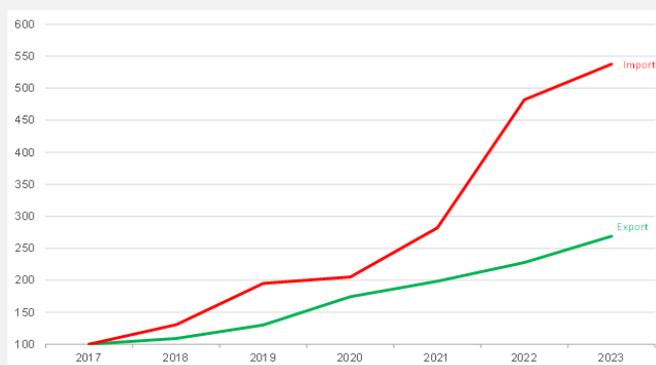


Figura 2 – Numeri indice relativi al commercio internazionale di tecnologie low-carbon dell'UE 27 (2017 = 100).



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

L'esame dei flussi commerciali relativi all'insieme delle tecnologie Low Carbon selezionate secondo le modalità sopra espone, mostra come nel corso del periodo di osservazione (2017-2023) l'interscambio dell'intera UE27 registri un notevole aumento e al tempo stesso come, a partire dal 2020, le importazioni prendano il sopravvento sulle esportazioni, riportando una crescita sempre più accelerata (Figg. 1-2). Tale dinamica assume inoltre un importante risalto nel confronto con il commercio manifatturiero, con un tendenziale aumento dell'incidenza dell'aggregato delle produzioni Low Carbon sia sul versante delle esportazioni che su quello

⁵ La Commissione sottolinea in particolare come "Promuovendo la produzione interna di tecnologie energetiche pulite, il Net Zero Industry Act ridurrà il rischio che alla dipendenza dai combustibili fossili si sostituisca quella di tipo tecnologico da parti terze" [Net-Zero Industry Act \(europa.eu\)](#).

⁶ Per quanto riguarda la Banca Mondiale si veda Pigato M.A. et al (2020), mentre per il Fondo Monetario Internazionale si rimanda al Climate Change Indicators Dashboard (2021) al seguente indirizzo: [Low Carbon Technology Harmonized System Codes | Climate Change Indicators Dashboard \(imf.org\)](#). Ulteriori riferimenti utilizzati nel vaglio delle tecnologie Low Carbon sono inoltre il Rapporto COP21 Ripples (2018) e lo studio di Muller V. P. e Eichhammer W. (2023) dedicato specificamente all'idrogeno.

⁷ E' opportuno comunque osservare che anche le classificazioni merceologiche di maggior dettaglio non riflettono mai immediatamente i mutamenti tecnologici in atto, e il ricorso ad analisi tese a rilevare la specificità tecnologica delle singole produzioni deve intendersi in una prospettiva dinamica, rivalutando progressivamente i flussi commerciali non appena disponibili nuove revisioni delle classificazioni (su questo aspetto si veda anche quanto discusso in Howell et al (2023) "Trade in Low Carbon Technology Products", cap. 9 del Rapporto del Fondo Monetario Internazionale "Data for a Greener World: a Guide for Practitioners and Policymakers" a cura di Arslanalp S. et al).

delle importazioni, ma con incrementi maggiori nel secondo caso. La quota delle importazioni Low Carbon sul totale dell'import manifatturiero, in principio prossima all'1%, risulta sempre più divaricante da quella registrata per le esportazioni, oltrepassandola nel 2023 di un punto percentuale e attestandosi su un valore superiore al 4%. Il quadro peggiorativo della posizione sull'estero dell'UE27 nelle tecnologie Low Carbon appare poi ancora più marcato con riferimento al saldo commerciale, che diversamente da quello rilevato per il manifatturiero, in contrazione ma pur sempre in attivo, presenta deficit crescenti, arrivando a segnare un passivo di 36 miliardi di euro nel 2023.

Ma altrettanto importante è rilevare come all'accelerazione degli scambi commerciali relativi al complesso delle tecnologie Low Carbon nell'UE27 abbia contribuito lo sviluppo di particolari segmenti tecnologici che stanno rivestendo una funzione strategica nella transizione energetica. In linea generale si registra infatti una forte espansione del commercio nei comparti degli accumulatori e della mobilità elettrica (che nel 2023 rappresentano nell'insieme l'85% e l'81% rispettivamente delle esportazioni e delle importazioni Low Carbon di tutta l'area) mentre si ridimensiona parallelamente l'apporto delle principali tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con uno stallo nell'interscambio relativo all'eolico (da raffrontare comunque al dato relativo al commercio mondiale per questo settore, che rileva una contrazione nell'ordine di più di un quarto del valore delle esportazioni tra il 2020 e il 2023) e con una crescita in attenuazione del fotovoltaico dal lato delle esportazioni (che fa il paio con il dato a livello mondiale, il quale indica un tasso di crescita nel 2023 rispetto all'anno precedente intorno all'1,6%).⁸ Al contempo, l'evoluzione della dinamica degli scambi commerciali in tali comparti corre di pari passo con l'accentuarsi del deficit complessivo dell'UE27 nelle tecnologie Low Carbon, mostrando come il progredire della transizione energetica rappresenti una reale criticità per la competitività dell'area.

Saldi commerciali negativi di elevata consistenza, e in rapido peggioramento nel corso dell'intero periodo osservato, si registrano nei comparti degli accumulatori (un passivo di 14,5 miliardi di euro nel 2023, con un apporto determinante dell'elevato deficit emerso nel segmento degli accumulatori agli ioni di litio) e del fotovoltaico (con un deficit di oltre 17 miliardi di euro nel 2023), mentre per l'eolico si rileva una progressiva contrazione dell'attivo commerciale, con una riduzione di circa due terzi dell'entità del saldo nel 2023 rispetto al 2020. Assai più variabile è invece l'andamento del saldo commerciale relativo ai veicoli a basse emissioni, in attivo fino al 2022 e in caduta nel 2023, passando in posizione di forte deficit (più di 5 miliardi e mezzo di passivo nel 2023, con una perdita di 7 miliardi rispetto ai livelli del 2022) a causa dell'accelerazione registrata dalle importazioni di veicoli BEV (Figure 3 e 4, Tavole 2-8 in appendice). Di un certo interesse è inoltre osservare come l'andamento dei saldi commerciali in questi comparti di maggior rilievo peggiori ulteriormente qualora non si prenda in considerazione il dato relativo all'interscambio tra i paesi dell'Unione (cfr. tavole 2-8 in appendice).⁹ Con riferimento alle aree geografiche di origine-destinazione dei flussi commerciali, appare drammaticamente la dipendenza dell'Unione dai paesi del sud est asiatico, in particolar modo nei confronti della Cina.¹⁰ Di fatto l'unica tra le grandi aree economiche del pianeta verso la quale l'Unione possa vantare un saldo positivo in ordine ai prodotti Low Carbon commercialmente più rilevanti rimane quella degli Stati Uniti.¹¹

Figura 3 – Saldi commerciali monetari per l'UE 27 per settore Low Carbon, anni 2017-2023 (miliardi di euro correnti)

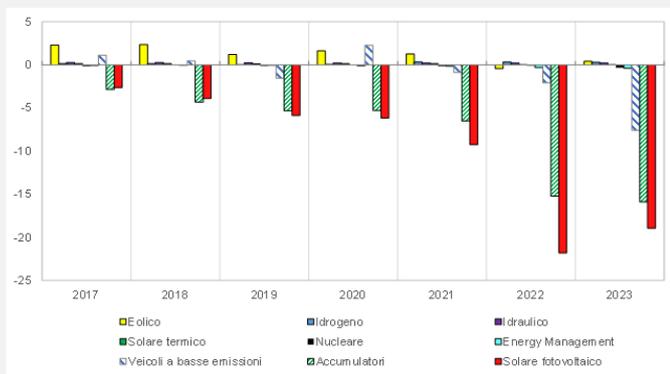
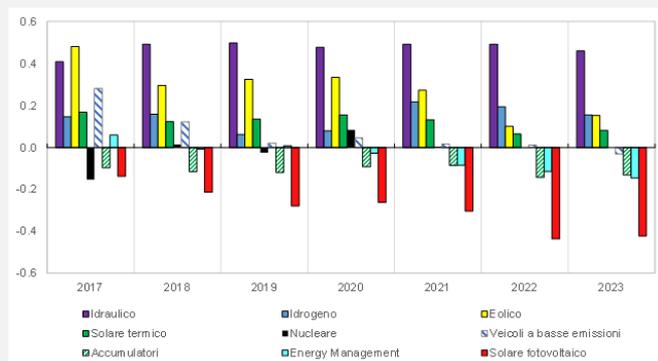


Figura 4 – Saldi commerciali normalizzati per l'UE 27 per settore Low Carbon, anni 2017-2023



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

La posizione sull'estero dell'UE27 mostra peraltro dei cedimenti anche in comparti che occupano uno spazio relativamente marginale nel volume complessivo degli scambi commerciali di tecnologie Low Carbon e che risultano talora meno investiti dai processi di innovazione tecnologica, come il solare termico e le turbine idrauliche, nei quali si evidenzia una contrazione dell'attivo del saldo dell'ordine del 10% rispetto all'inizio del periodo. Degno di una qualche attenzione è invece il segmento relativo ai dispositivi per l'elettrolisi dell'idrogeno, che mostra un significativo miglioramento dell'attivo commerciale a partire dal 2021, e che, anche alla luce dei crescenti deficit registrati nel comparto dell'energy management (rilevante per i sistemi "smart grid"), rappresenta attualmente

⁸ I dati riferiti al commercio mondiale sono di fonte Onu (Uncomtrade) e sono basati sulla classificazione merceologica internazionale HS a sei digit. Nei casi in esame il ricorso a quest'ultima non limita infatti la possibilità di identificare le singole produzioni secondo le specifiche fornite dalla classificazione NC.

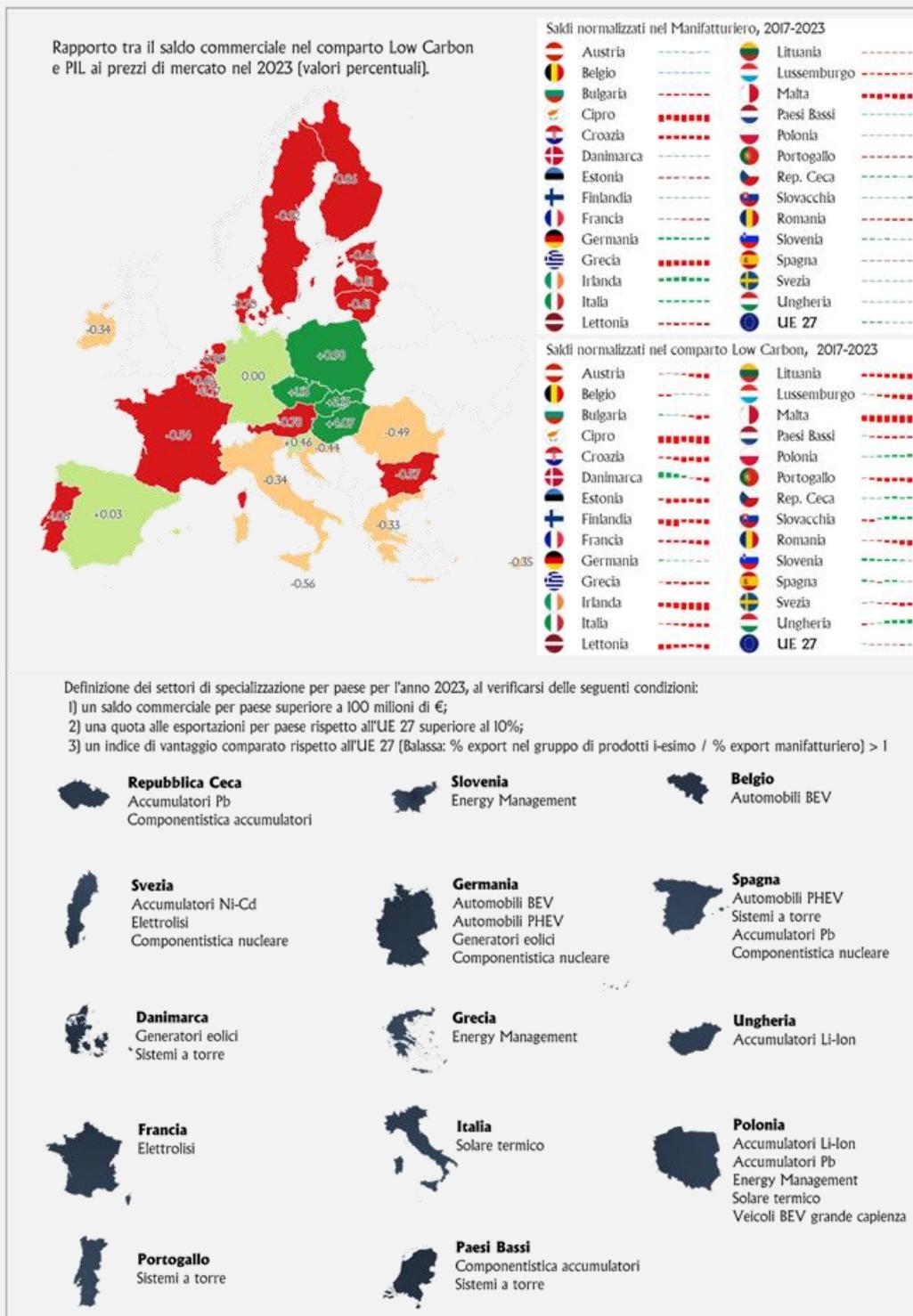
⁹ Il peso dell'interscambio complessivo tra i paesi membri dell'UE per i prodotti Low-Carbon negli ultimi sette anni è particolarmente consistente, con una incidenza variabile tra il 75% e l'80% delle esportazioni. Il dato può prestarsi ad una doppia lettura: da un lato quella di una soddisfacente integrazione del mercato comune, dall'altro quello di una minore competitività nei confronti delle aree geografiche globali dominanti in questi settori, dalle quali originano consistenti flussi di importazione.

¹⁰ Basti citare il caso del fotovoltaico, per il quale, nel 2023, mentre il valore delle esportazioni verso questo paese supera appena i 14 milioni di euro, quello delle importazioni sfiora i 19,5 miliardi di euro; ma altrettanto apprezzabili sono le posizioni debitorie relative agli accumulatori agli ioni di litio e ai veicoli BEV, con un passivo commerciale che nel 2023 supera rispettivamente i 17 e gli 8 miliardi di euro e che nel caso dei veicoli elettrici traduce un fortissimo peggioramento dell'interscambio, al quale sono seguite (non a caso) pronte misure di carattere protezionistico da parte dell'Unione Europea.

¹¹ Si deve ricordare come l'Unione Europea sconti anche un vincolo di tipo strutturale, quale una minore disponibilità di materie prime critiche essenziali per la produzione di pannelli fotovoltaici, generatori eolici, accumulatori e veicoli a basse emissioni ambientali.

l'unica posizione di vantaggio dell'UE27 nell'area delle "tecnologie abilitanti", ancorché di dimensione limitata (il saldo positivo nel 2023 ammonta a circa 350 milioni di euro). Una netta singolarità si rileva infine nel nucleare, con scambi commerciali che interessano per lo più la componentistica, dando luogo, nel corso dell'intero periodo, a saldi di segno alterno e comunque di importo modesto, oltre che di dimensione minima rispetto ai saldi commerciali relativi a tutti gli altri comparti Low Carbon (Tabelle 2-8).

Figura 5 – Indicatori di sintesi relativi al comparto Low Carbon per i paesi dell'UE 27



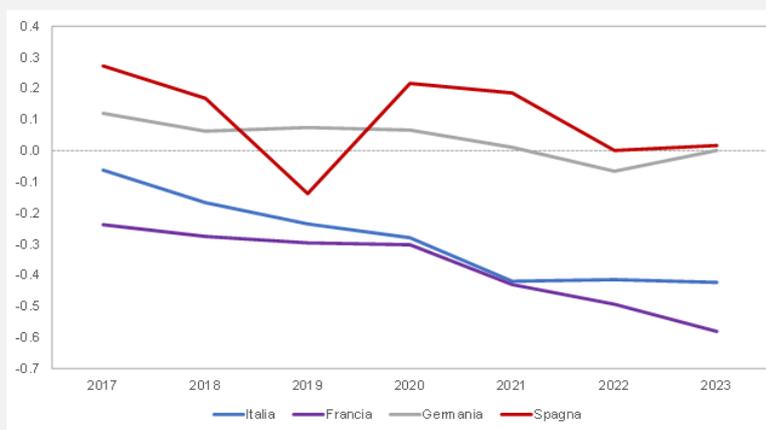
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

Al suo interno il quadro competitivo dell'UE27 risulta però molto più diversificato, mostrando come l'emergere di una diffusa posizione deficitaria nell'interscambio di tecnologie Low Carbon nei vari paesi dell'area sottenda forti specificità, con alcune nicchie di vantaggio comparato (relativamente al complesso delle esportazioni Low Carbon) in singoli segmenti tecnologici afferenti a comparti distinti, la cui relativa perdita di rilievo sul mercato internazionale ha importanti riflessi negativi soprattutto nei piccoli paesi del nord Europa e

dell'area scandinava, che registrano un più accentuato arretramento commerciale.¹² Significative posizioni di vantaggio commerciale, con saldi fortemente positivi e tendenzialmente crescenti nel complesso delle tecnologie Low Carbon, si distinguono altresì nella fascia dei paesi dell'Est Europa tipicamente interessati da processi di internazionalizzazione produttiva (Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria), che rappresentano nell'insieme una quota crescente delle esportazioni Low Carbon dell'UE27 (26% nel 2023), mostrando punte di specializzazione nei comparti degli accumulatori e dei veicoli a basse emissioni (Figura 5).

Alquanto più articolato è lo scenario delle maggiori economie (Francia, Germania, Italia e Spagna), con una progressiva divaricazione nella dinamica di crescita delle esportazioni Low Carbon, più accelerata nel caso di Germania e Spagna. La differenziazione tra paesi appare nettamente delineata anche alla luce del confronto con il commercio manifatturiero, con un'incidenza delle produzioni Low Carbon dal lato delle esportazioni per Germania e Spagna stabilmente più elevata e relativamente in linea con la corrispondente quota dal lato delle importazioni, che in tutte e quattro le economie si attesta su valori sostanzialmente prossimi alla media registrata per l'UE27 (dell'ordine del 4%). La posizione di Francia e Italia nel commercio di tecnologie Low Carbon si va così caratterizzando per l'emergere di deficit crescenti (nel 2023 nell'ordine di circa 15 e 7 miliardi di euro, rispettivamente) e di entità sempre più ragguardevole in rapporto al Pil (nel 2023 in misura rispettivamente dello 0,54% e 0,34%, valori che assumono rilievo anche sul piano delle grandezze macroeconomiche), mentre quella di Germania e Spagna mostra una sostanziale tenuta, con saldi commerciali per lo più positivi ma generalmente poco rilevanti (nel 2023 pari rispettivamente a quasi 70 milioni di euro e poco meno di 380 milioni di euro), e con un'incidenza trascurabile sia rispetto al totale dell'interscambio nel commercio Low Carbon che rispetto al Pil (Figura 6 e Tab. 9-15 in appendice).

Figura 6 – Saldi commerciali normalizzati relativi al comparto Low Carbon nei principali paesi manifatturieri dell'UE 27



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

Assai più significativa è però l'evoluzione dell'interscambio commerciale a livello di comparti, che mette innanzitutto in luce come le maggiori criticità emerse per l'UE27 nel suo complesso assumano in questi paesi, che da soli rappresentano più del 60% dell'economia dell'area, una diversa accentuazione. Relativamente alla posizione deficitaria registrata per il fotovoltaico è interessante osservare come tutte e quattro le economie mostrino un passivo commerciale in sensibile peggioramento a partire dal biennio 2020-2021, con un saldo normalizzato¹³ in forte diminuzione nel caso di Spagna e Italia (nel 2023 pari rispettivamente a -0,88 e a -0,92, a fronte rispettivamente di un deficit di più di 2 miliardi e mezzo e poco meno di 2 miliardi), ma con un considerevole arretramento anche nel caso della Francia (-0,74 nel 2023) e, sebbene in misura più contenuta, della Germania (-0,54 nel 2023). Non meno rilevante è l'incremento dei passivi commerciali nel comparto degli accumulatori, con saldi normalizzati che mostrano una miglior tenuta della Spagna (-0,2 nel 2023, a fronte di un deficit di poco più di 800 milioni nel 2023) e a partire dal 2021 un arretramento dell'Italia (-0,58 nel 2023, a fronte di più di 3 miliardi di deficit) rispetto a Germania e Francia (che nel 2023 presentano saldi normalizzati pari rispettivamente a -0,47 e -0,42).

Nell'ambito dei comparti Low Carbon nei quali l'UE27 presenta attivi commerciali (seppur per lo più in tendenziale contrazione) si delineano invece, ad eccezione delle turbine idrauliche, chiare demarcazioni tra posizioni di buona specializzazione e posizioni di tendenziale o elevata despecializzazione.¹⁴ In tale contesto spicca il crescente attivo commerciale della Germania nel comparto dei veicoli a basse emissioni (con un saldo positivo di più di 16 miliardi di euro nel 2023 e con un consolidamento della specializzazione commerciale sia nei veicoli BEV che in quelli PHEV¹⁵), al quale si affianca quello conseguito dalla Spagna a partire dal 2020, con un saldo positivo di più di 3 miliardi di euro nel 2023 e con un sensibile rafforzamento della specializzazione commerciale nei veicoli

¹² Emblematico è in tal senso il caso della Danimarca, iperspecializzata nell'eolico, con una quota alle esportazioni mondiali addirittura pari al 33% e un saldo normalizzato (cfr. nota 13) superiore a +0,8 nel 2023. Il settore eolico però dal 2020 al 2023 registra un calo del valore degli scambi mondiali da 7 a 5 miliardi di euro. Anche in conseguenza di questo, la Danimarca peggiora il proprio bilancio nell'intero comparto Low Carbon, giungendo ad un valore del saldo normalizzato che nel 2023 si aggira intorno a -0,5.

¹³ Il saldo commerciale normalizzato è dato dal rapporto tra il saldo monetario e il valore dell'interscambio, con un campo di variazione compreso tra +1 e -1, i cui estremi denotano rispettivamente l'ipotesi teorica di massima specializzazione, con completa autonomia dalle importazioni, e quella di totale dipendenza dall'estero.

¹⁴ La valutazione della specializzazione commerciale si rifà ai saldi commerciali normalizzati (cfr. nota 13).

¹⁵ Va tuttavia ricordato come per la Germania, terza piazza commerciale al mondo dopo Cina e Stati Uniti per i veicoli BEV, e prima europea per i veicoli PHEV, sussistano indizi di rallentamento nella crescita della produzione nel comparto dei veicoli a basse emissioni, come stimato da recenti analisi di mercato (DAT, *Deutsche Automobil Treuhand* e ADAC, *Automotive Club*), per via della prospettata riduzione o cancellazione degli incentivi statali all'acquisto fin qui operanti.

PHEV (Tabb. 9-15).¹⁶ In questi due medesimi paesi si evidenzia inoltre un significativo vantaggio commerciale nell'eolico, che tende a ridursi in ambedue i casi nella seconda parte del periodo ma che rimane elevato (con valori del saldo normalizzato compresi tra 0,4 e 0,6) e, anche in considerazione del passaggio dell'Italia a una posizione di passivo commerciale (circa 17 milioni nel 2023) determinata dal crescente deficit riguardante i generatori eolici, resta un cardine della specializzazione europea nel comparto. Fatto salvo il caso delle turbine idrauliche (nelle quali tutti e quattro i paesi presentano una significativa specializzazione, con il nostro paese, in particolare, che segna nel 2023 una quota all'export mondiale superiore all'8%) Francia e Italia mostrano viceversa posizioni di vantaggio commerciale solo nei comparti di minor peso nell'interscambio Low Carbon, presentando però attivi in rapida crescita unicamente nel caso dell'idrogeno (con saldi positivi di 112,5 e 98,6 milioni di euro e quote all'export mondiale pari a 5,6% e 4,7% nel 2023, rispettivamente), mentre nel solare termico il saldo appare debolmente crescente per l'Italia (con un attivo di oltre 149 milioni di euro nel 2023, dato che va letto assieme a quello, brillante, di una quota sulle esportazioni mondiali superiore al 10%) e in forte contrazione per la Francia (la quale registra un passivo a partire dal 2022).

Nell'insieme, la posizione deficitaria di Francia e Italia nel commercio delle tecnologie Low Carbon è dunque la risultante di una diffusa despecializzazione nella maggioranza dei comparti, con punte di spicco in quelli di più elevato peso nell'interscambio complessivo. Tuttavia, è anche opportuno osservare come rispetto alla Francia la posizione dell'Italia mostri significative peculiarità di particolare interesse riguardo allo sviluppo delle tecnologie Low Carbon nel contesto dell'intero settore manifatturiero. Sul piano generale emerge infatti come il crescente deficit dell'Italia si generi a fronte di una più bassa quota di importazioni di tecnologie Low Carbon sul totale manifatturiero (poco più del 3% nel 2023, valore inferiore anche a quello di Germania e Spagna, oltre che alla media europea), a cui fa riscontro una quota di poco inferiore all'unità dal lato delle esportazioni. Tale quota è solo leggermente al di sotto di quella conseguita dalla Francia, che però è anche il portato della maggior rilevanza assunta nel paese dalla tecnologia nucleare, relativamente marginale negli scambi internazionali.¹⁷

A livello settoriale emerge peraltro come la crescita delle importazioni dell'Italia nei comparti degli accumulatori e del fotovoltaico sia stata tale da generare non solo ampi e crescenti passivi commerciali ma anche una despecializzazione (in termini di saldi normalizzati) più pronunciata di quella rilevata per gli altri tre maggiori partner, specialmente nel biennio 2022-2023. La penetrazione delle tecnologie Low Carbon nel sistema produttivo italiano, per quanto più contenuta rispetto alla domanda estera di prodotti manifatturieri, sembrerebbe quindi essere relativamente più condizionata dalle importazioni, prefigurando in prospettiva ulteriori peggioramenti del deficit commerciale complessivo a meno di sostenuti aumenti della capacità d'esportazione. La capacità di esportazione è aumentata sensibilmente nel biennio 2022-2023 nell'ambito dei veicoli a basse emissioni, con forti riduzioni del deficit per i veicoli BEV, ma il peggioramento del saldo nell'ultimo anno del periodo di osservazione, come pure una sostanziale incertezza conoscitiva sui piani di allocazione degli investimenti del principale player, non consente al momento di stabilire se si sia trattato di un fenomeno passeggero; mentre esiguo risulta il contributo al saldo complessivo del commercio di tecnologie Low Carbon dei crescenti attivi commerciali conseguiti nei comparti del solare termico e dell'idrogeno.

Infine, è importante segnalare come, nell'ambito dei diversi comparti, le produzioni in cui l'Italia vanta significative specializzazioni siano in buona parte relative a settori non solo meno consistenti sul piano commerciale mondiale ma anche presumibilmente più maturi. Ciò appare del tutto evidente nel caso dei già citati solare termico e turbine idrauliche, caratterizzati da una distribuzione meno concentrata delle quote alle esportazioni mondiali per paese. Ancora più significativo il dato relativo all'eolico, dove la posizione in attivo relativa ai sistemi a torre non compensa il crescente deficit relativo ai più complessi generatori eolici. In questa luce il problema della dipendenza commerciale italiana nelle produzioni Low Carbon sembra sottintendere anche un ritardo di tipo tecnologico.

Bibliografia

COP21 Ripples, Results and implications for pathways and policies for low emissions European societies, 2018.

International Monetary Fund, Data for a Greener World: a Guide for Practitioners and Policymakers, (a cura di) Arslanalp S., Kostial K., Quiròs-Romero G., 2023.

Muller V.P., Eichhammer W., "Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 182, 2023.

World Bank Group, Technology Transfer and Innovation for Low-Carbon Development, (a cura di) Pigato M.A., Black S., Dussaux D., Mao Z., McKenna M., Rafaty R., Touboul S., 2020.

¹⁶ La Spagna sembrerebbe altresì essere stata in grado di attrarre una significativa quota di investimenti finanziati con fondi *Next Generation EU* per la conversione dell'*automotive* all'elettrico e per la creazione di *gigafactory* per la produzione di accumulatori agli ioni di litio.

¹⁷ L'incidenza della tecnologia nucleare in Francia pone peraltro il paese nella posizione di esportatore netto di energia elettrica nei confronti dell'Italia. In ogni caso, a fini comparativi, non si può tralasciare di osservare come la Francia non possieda un profilo di paese manifatturiero come l'Italia. Tra le prime quattro economie europee, quella francese è caratterizzata da saldi commerciali manifatturieri negativi e in forte peggioramento dopo il 2020 (pari a quasi 3 punti di Pil negli ultimi tre anni), diversamente dall'Italia che si distingue per saldi in attivo dell'ordine dei 5 punti di Pil.

Appendice -

Tabella 1 – Elenco dei prodotti selezionati afferenti al comparto *Low Carbon*

Codice	Descrizione Codice NC	Prodotto	Comparto
85075000	Nickel-metal hydride accumulators (excl. spent)	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	Accumulatori
850740xx	Nickel-iron accumulators (excl. spent)	Accumulatori ferro	Accumulatori
85076000	Lithium-ion accumulators (excl. spent)	Accumulatori ioni di litio	Accumulatori
850730xx	Nickel-cadmium accumulators (excl. spent)	Accumulatori nickel-cadmio	Accumulatori
850710xx	Lead-acid accumulators of a kind used for starting piston engine "starter batteries" (excl. spent)	Accumulatori piombo acido	Accumulatori
850720xx	Lead acid accumulators (excl. spent and starter batteries)	Accumulatori piombo acido	Accumulatori
850790xx	Plates, separators and other parts of electric accumulators, n.e.s.	Componentistica accumulatori	Accumulatori
85322400	Fixed electrical capacitors, ceramic dielectric, multilayer (excl. power capacitors)	Componentistica accumulatori	Accumulatori
85078000	Electric accumulators (excl. spent and lead-acid, nickel-cadmium, nickel-iron, nickel-metal hydride and lithium-ion accumulators)	Altri accumulatori	Accumulatori
85414300	Photovoltaic cells assembled in modules or made up into panels	Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	Solare fotovoltaico
85414200	Photovoltaic cells not assembled in modules or made up into panels	Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	Solare fotovoltaico
85414010	Light-emitting diodes, incl. laser diodes	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	Solare fotovoltaico
85414090	Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore, incl. celle fotovoltaiche	Solare fotovoltaico
84012000	Machinery and apparatus for isotopic separation and parts thereof, n.e.s. [Euratom]	Componentistica nucleare	Nucleare
84013000	Fuel elements "cartridges", non-irradiated, in casing with handling fixtures, for nuclear reactors [Euratom]	Componentistica nucleare	Nucleare
84014000	Parts of nuclear reactors, n.e.s. [Euratom]	Componentistica nucleare	Nucleare
84011000	Nuclear reactors [Euratom]	Reattori nucleari	Nucleare
84109000	Parts of hydraulic turbines and water wheels incl. regulators	Componentistica turbine idrauliche	Idraulico
84101100	Hydraulic turbines and water wheels, of a power <= 1.000 kW (excl. hydraulic power engines and motors of heading 8412)	Turbine idrauliche a bassa potenza	Idraulico
84101200	Hydraulic turbines and water wheels, of a power > 1.000 kW but <= 10.000 kW (excl. hydraulic power engines and motors of heading 8412)	Turbine idrauliche a media potenza	Idraulico
84101300	Hydraulic turbines and water wheels, of a power > 10.000 kW (excl. hydraulic power engines and motors of heading 8412)	Turbine idrauliche ad alta potenza	Idraulico
39140000	Ion-exchangers based on polymers of heading 3901 to 3913, in primary forms	Elettrolisi	Idrogeno (elettrolisi)
854330xx	Machines and apparatus for electroplating, electrolysis or electrophoresis	Elettrolisi	Idrogeno (elettrolisi)
902830xx	Electricity supply or production meters, incl. calibrating meters therefor	Energy Management	Energy Management (ottimizzazione fornitura)
85023100	Generating sets, wind-powered	Generatori eolici	Eolico
73082000	Towers and lattice masts, of iron or steel	Sistemi a torre	Eolico
84191900	Instantaneous or storage water heaters, non-electric (excl. instantaneous gas water heaters and boilers or water heaters for central heating)	Solare termico	Solare termico
87038010	Motor cars and other motor vehicles principally designed for the transport of <10 persons, incl. station wagons and racing cars, with only electric motor for propulsion, new (excl. vehicles for travelling on snow and other specially designed vehicles of subheading 8703.10)	Automobili BEV	Veicoli a basse emissioni
87036010	Motor cars and other motor vehicles principally designed for the transport of <10 persons, incl. station wagons and racing cars, with both spark-ignition internal combustion reciprocating piston engine and electric motor as motors for propulsion, capable of being charged by plugging to external source of electric power, new (excl. vehicles for travelling on snow and other specially designed vehicles of subheading 8703.10)	Automobili PHEV	Veicoli a basse emissioni
87024000	Motor vehicles for the transport of >= 10 persons, incl. driver, with only electric motor for propulsion	Veicoli BEV grande capienza	Veicoli a basse emissioni
87023010	Motor vehicles for the transport of >= 10 persons, incl. driver, with both spark-ignition internal combustion reciprocating piston engine and electric motor as motors for propulsion, of a cylinder capacity of > 2.800 cm ³	Veicoli PHEV grande capienza	Veicoli a basse emissioni
87023090	Motor vehicles for the transport of >= 10 persons, incl. driver, with both spark-ignition internal combustion reciprocating piston engine and electric motor as motors for propulsion, of a cylinder capacity of <= 2.800 cm ³	Veicoli PHEV grande capienza	Veicoli a basse emissioni

Tabella 2 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea e i principali paesi. Valori in euro correnti. Anno 2017 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	269.892.327	423.057.227	- 153.164.900	-0,22	55.065.983	236.303.415	- 181.237.432	-0,62
	Accumulatori ferro	4.597.903	7.652.518	- 3.054.615	-0,25	752.356	2.166.031	- 1.413.675	-0,48
	Accumulatori ioni di litio	2.530.589.697	4.975.149.237	- 2.444.559.540	-0,33	564.967.006	3.411.983.924	- 2.847.016.918	-0,72
	Accumulatori nickel-cadmio	409.957.693	183.694.440	226.263.253	0,38	272.358.508	76.634.946	195.723.562	0,56
	Accumulatori piombo acido	6.198.745.651	5.212.660.380	986.085.271	0,09	2.086.846.536	1.329.718.134	757.128.402	0,22
	Altri accumulatori	199.906.600	321.374.718	- 121.468.118	-0,23	73.821.064	169.119.752	- 95.298.688	-0,39
	Componentistica accumulatori	1.475.191.029	2.355.467.105	- 880.276.076	-0,23	1.084.833.814	1.760.966.973	- 676.133.159	-0,24
Energy Management	Energy Management	826.720.185	734.798.798	91.921.387	0,06	197.602.249	261.879.515	- 64.277.266	-0,14
Eolico	Generatori eolici	3.903.137.550	1.039.838.745	2.863.298.805	0,58	2.201.115.870	25.453.105	2.175.662.765	0,98
	Sistemi a torre	1.052.852.410	695.452.382	357.400.028	0,20	418.727.294	283.632.586	135.094.708	0,19
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	316.134.889	117.457.055	198.677.834	0,46	215.499.936	30.519.674	184.980.262	0,75
	Turbine idrauliche a bassa potenza	30.544.885	12.197.706	18.347.179	0,43	22.569.408	1.659.160	20.910.248	0,86
	Turbine idrauliche a media potenza	42.932.154	43.859.299	- 927.145	-0,01	38.092.731	1.058.726	37.034.005	0,95
	Turbine idrauliche ad alta potenza	34.439.189	4.642.302	29.796.887	0,76	34.126.115	3.924.953	30.201.162	0,79
Idrogeno	Elettrolisi	662.715.559	493.729.278	168.986.281	0,15	587.380.912	440.797.206	146.583.706	0,14
Nucleare	Componentistica nucleare	853.924.869	1.164.368.031	- 310.443.162	-0,15	204.699.583	355.887.058	- 151.187.475	-0,27
	Reattori nucleari	809.966	353.198	456.768	0,39	806.736	13.691	793.045	0,97
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	1.934.505.338	2.475.710.666	- 541.205.328	-0,12	711.854.706	1.445.759.359	- 733.904.653	-0,34
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	3.945.556.159	5.269.591.641	- 1.324.035.482	-0,14	1.319.646.285	3.212.546.742	- 1.892.900.457	-0,42
Solare termico	Solare termico	762.780.736	544.062.546	218.718.190	0,17	243.203.901	85.749.522	157.454.379	0,48
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	2.719.973.875	1.919.324.827	800.649.048	0,17	931.450.707	436.163.244	495.287.463	0,36
	Automobili PHEV	2.947.179.635	1.111.521.633	1.835.658.002	0,45	1.028.384.684	403.529.169	624.855.515	0,44
	Veicoli BEV grande capienza	92.090.373	97.653.270	- 5.562.897	-0,03	5.012.806	17.912.287	- 12.899.481	-0,56
	Veicoli PHEV grande capienza	3.884.961	104.757.108	- 100.872.147	-0,93	1.457.323	207.601	1.249.722	0,75
Totale		31.219.063.633	29.308.374.110	1.910.689.523	0,03	12.300.276.513	13.993.586.773	- 1.693.310.260	-0,06

Tabella 3 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2018 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	257.565.725	441.755.240	- 184.189.515	-0,26	57.069.186	255.889.992	- 198.820.806	-0,64
	Accumulatori ferro	6.249.534	9.388.616	- 3.139.082	-0,20	662.741	2.018.667	- 1.355.926	-0,51
	Accumulatori ioni di litio	3.934.661.356	6.563.633.998	- 2.628.972.642	-0,25	738.239.457	4.215.814.620	- 3.477.575.163	-0,70
	Accumulatori nickel-cadmio	399.756.657	168.159.519	231.597.138	0,41	264.763.510	75.828.461	188.935.049	0,55
	Accumulatori piombo acido	6.223.509.775	5.290.908.134	932.601.641	0,08	1.982.700.950	1.387.947.007	594.753.943	0,18
	Altri accumulatori	178.708.158	388.449.560	- 209.741.402	-0,37	70.864.862	212.527.361	- 141.662.499	-0,50
	Componentistica accumulatori	1.979.773.301	3.497.570.309	- 1.517.797.008	-0,28	1.605.892.381	2.888.711.943	- 1.282.819.562	-0,29
Energy Management	Energy Management	937.742.099	952.996.443	- 15.254.344	-0,01	215.147.757	262.806.773	- 47.659.016	-0,10
Eolico	Generatori eolici	4.343.087.464	2.137.713.410	2.205.374.054	0,34	2.236.205.076	120.435.682	2.115.769.394	0,90
	Sistemi a torre	1.294.186.670	927.687.741	366.498.929	0,16	509.695.989	264.908.463	244.787.526	0,32
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	321.503.443	111.345.832	210.157.611	0,49	222.036.161	18.234.947	203.801.214	0,85
	Turbine idrauliche a bassa potenza	23.705.228	8.025.886	15.679.342	0,49	14.489.389	860.399	13.628.990	0,89
	Turbine idrauliche a media potenza	43.233.624	13.696.715	29.536.909	0,52	34.341.219	2.180.474	32.160.745	0,88
	Turbine idrauliche ad alta potenza	34.039.649	11.081.652	22.957.997	0,51	30.816.193	3.133.763	27.682.430	0,82
Idrogeno	Elettrolisi	628.848.017	457.244.072	171.603.945	0,16	557.458.038	402.826.317	154.631.721	0,16
Nucleare	Componentistica nucleare	1.192.065.632	1.158.557.216	33.508.416	0,01	378.540.341	385.339.926	- 6.799.585	-0,01
	Reattori nucleari	577.456	1.727.201	- 1.149.745	-0,50	416.992	19.433	397.559	0,91
Solare fotovoltaico	Diode emettitori di luce, incl. diodi laser	1.751.404.873	2.414.038.556	- 662.633.683	-0,16	701.250.983	1.371.388.620	- 670.137.637	-0,32
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	4.055.585.751	6.542.441.662	- 2.486.855.911	-0,23	968.334.958	4.186.292.803	- 3.217.957.845	-0,62
Solare termico	Solare termico	764.643.969	597.169.427	167.474.542	0,12	247.084.565	104.395.848	142.688.717	0,41
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	4.049.690.971	3.479.760.897	569.930.074	0,08	1.213.931.942	1.226.146.208	- 12.214.266	-0,01
	Automobili PHEV	2.970.709.543	1.929.012.974	1.041.696.569	0,21	1.344.871.523	857.162.761	487.708.762	0,22
	Veicoli BEV grande capienza	147.306.634	146.433.909	872.725	0,00	28.461.450	38.562.049	- 10.100.599	-0,15
	Veicoli PHEV grande capienza	1.820.064	54.141.893	- 52.321.829	-0,93	1.257.794	1.058.629	199.165	0,09
Totale		35.540.375.593	37.302.940.862	- 1.762.565.269	-0,02	13.424.533.457	18.284.491.146	- 4.859.957.689	-0,15

Tabella 4 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2019 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	313.250.136	483.808.185	- 170.558.049	-0,21	76.632.926	279.533.992	- 202.901.066	-0,57
	Accumulatori ferro	8.510.152	9.051.984	- 541.832	-0,03	701.347	1.595.463	- 894.116	-0,39
	Accumulatori ioni di litio	6.388.962.610	9.503.259.637	- 3.114.297.027	-0,20	1.272.782.312	5.559.501.328	- 4.286.719.016	-0,63
	Accumulatori nickel-cadmio	420.758.494	193.764.928	226.993.566	0,37	279.525.539	77.549.485	201.976.054	0,57
	Accumulatori piombo acido	6.306.691.528	5.335.055.837	971.635.691	0,08	2.093.193.232	1.396.492.515	696.700.717	0,20
	Altri accumulatori	175.707.724	438.125.921	- 262.418.197	-0,43	68.851.066	239.495.996	- 170.644.930	-0,55
	Componentistica accumulatori	2.292.938.012	4.252.432.828	- 1.959.494.816	-0,30	1.899.235.143	3.470.834.170	- 1.571.599.027	-0,29
Energy Management	Energy Management	1.098.197.790	1.080.858.338	17.339.452	0,01	276.222.169	291.102.603	- 14.880.434	-0,03
Eolico	Generatori eolici	5.283.995.400	2.156.829.378	3.127.166.022	0,42	1.416.102.000	242.164.809	1.173.937.191	0,71
	Sistemi a torre	1.253.052.411	1.177.091.703	75.960.708	0,03	545.857.012	524.302.740	21.554.272	0,02
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	302.921.578	101.148.370	201.773.208	0,50	207.698.191	22.941.231	184.756.960	0,80
	Turbine idrauliche a bassa potenza	22.343.623	6.808.791	15.534.832	0,53	13.431.198	1.078.460	12.352.738	0,85
	Turbine idrauliche a media potenza	43.556.212	7.812.853	35.743.359	0,70	39.700.242	1.327.286	38.372.956	0,94
	Turbine idrauliche ad alta potenza	30.545.147	18.075.062	12.470.085	0,26	29.696.099	3.721.039	25.975.060	0,78
Idrogeno	Elettrolisi	612.571.181	541.715.505	70.855.676	0,06	529.425.873	491.292.693	38.133.180	0,04
Nucleare	Componentistica nucleare	1.023.594.242	1.075.843.109	- 52.248.867	-0,02	196.930.427	340.336.696	- 143.406.269	-0,27
	Reattori nucleari	3.098.003	3.213.915	- 115.912	-0,02	3.025.290	160.298	2.864.992	0,90
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	1.647.568.418	2.404.422.911	- 756.854.493	-0,19	653.360.310	1.326.093.850	- 672.733.540	-0,34
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	4.967.128.634	9.314.248.786	- 4.347.120.152	-0,30	1.022.542.272	6.215.690.681	- 5.193.148.409	-0,72
Solare termico	Solare termico	823.063.445	627.349.690	195.713.755	0,13	248.279.767	120.597.548	127.682.219	0,35
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	10.837.563.622	10.530.940.240	306.623.382	0,01	3.093.942.740	4.927.489.525	- 1.833.546.785	-0,23
	Automobili PHEV	4.962.179.611	4.651.478.985	310.700.626	0,03	1.970.024.251	1.654.502.749	315.521.502	0,09
	Veicoli BEV grande capienza	422.448.994	364.909.537	57.539.457	0,07	68.952.855	107.542.117	- 38.589.262	-0,22
	Veicoli PHEV grande capienza	5.906.701	37.624.214	- 31.717.513	-0,73	331.682	2.260.035	- 1.928.353	-0,74
Totale		49.246.553.668	54.315.870.707	- 5.069.317.039	-0,05	16.006.443.943	27.297.607.309	- 11.291.163.366	-0,26

Tabella 5 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2020 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	312.754.162	608.465.546	- 295.711.384	-0,32	81.257.672	217.309.407	- 136.051.735	-0,46
	Accumulatori ferro	7.220.616	8.940.345	- 1.719.729	-0,11	536.180	1.588.741	- 1.052.561	-0,50
	Accumulatori ioni di litio	11.071.275.456	13.910.922.920	- 2.839.647.464	-0,11	1.982.978.114	6.121.418.557	- 4.138.440.443	-0,51
	Accumulatori nickel-cadmio	344.190.122	149.467.235	194.722.887	0,39	227.365.477	63.887.282	163.478.195	0,56
	Accumulatori piombo acido	6.091.574.990	5.071.834.236	1.019.740.754	0,09	1.895.619.322	1.273.857.732	621.761.590	0,20
	Altri accumulatori	194.987.391	519.140.863	- 324.153.472	-0,45	66.345.377	334.825.795	- 268.480.418	-0,67
	Componentistica accumulatori	2.106.998.247	3.961.036.317	- 1.854.038.070	-0,31	1.667.931.366	3.207.140.193	- 1.539.208.827	-0,32
Energy Management	Energy Management	963.022.685	1.016.762.248	- 53.739.563	-0,03	210.980.151	293.142.565	- 82.162.414	-0,16
Eolico	Generatori eolici	5.255.888.633	2.102.624.447	3.153.264.186	0,43	1.759.236.701	307.082.520	1.452.154.181	0,70
	Sistemi a torre	1.279.299.891	1.156.621.314	122.678.577	0,05	554.043.682	388.763.624	165.280.058	0,18
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	243.264.964	100.129.501	143.135.463	0,42	159.261.380	20.844.020	138.417.360	0,77
	Turbine idrauliche a bassa potenza	19.713.062	8.950.820	10.762.242	0,38	10.962.464	1.196.355	9.766.109	0,80
	Turbine idrauliche a media potenza	47.032.317	7.592.546	39.439.771	0,72	36.276.041	408.806	35.867.235	0,98
	Turbine idrauliche ad alta potenza	42.673.323	8.022.133	34.651.190	0,68	42.432.845	4.163.353	38.269.492	0,82
Idrogeno	Elettrolisi	693.798.972	592.623.154	101.175.818	0,08	590.511.074	526.520.448	63.990.626	0,06
Nucleare	Componentistica nucleare	1.120.576.134	946.304.199	174.271.935	0,08	325.888.148	346.850.426	- 20.962.278	-0,03
	Reattori nucleari	452.906	782.257	- 329.351	-0,27	388.226	11.312	376.914	0,94
Solare fotovoltaico	Diode emettitori di luce, incl. diodi laser	1.419.995.052	2.045.848.623	- 625.853.571	-0,18	593.893.072	1.077.699.686	- 483.806.614	-0,29
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	5.695.818.672	10.134.419.361	- 4.438.600.689	-0,28	1.215.154.142	6.893.799.399	- 5.678.645.257	-0,70
Solare termico	Solare termico	881.568.610	645.261.257	236.307.353	0,15	247.773.767	109.669.539	138.104.228	0,39
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	17.257.879.619	16.542.036.592	715.843.027	0,02	6.172.224.747	5.261.531.063	910.693.684	0,08
	Automobili PHEV	12.403.106.533	10.445.514.076	1.957.592.457	0,09	3.546.415.405	2.112.434.850	1.433.980.555	0,25
	Veicoli BEV grande capienza	536.573.950	465.671.681	70.902.269	0,07	45.757.565	132.596.080	- 86.838.515	-0,49
	Veicoli PHEV grande capienza	9.239.018	79.586.931	- 70.347.913	-0,79	1.172.529	293.719	878.810	0,60
Totale		67.998.905.325	70.528.558.602	- 2.529.653.277	-0,02	21.434.405.447	28.697.035.472	- 7.262.630.025	-0,14

Tabella 6 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2021 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	327.088.610	679.421.583	- 352.332.973	-0,35	65.124.813	206.426.461	- 141.301.648	-0,52
	Accumulatori ferro	7.561.632	7.593.850	- 32.218	0,00	1.229.867	1.481.645	- 251.778	-0,09
	Accumulatori ioni di litio	17.712.504.204	21.316.194.737	- 3.603.690.533	-0,09	3.680.939.513	8.799.564.618	- 5.118.625.105	-0,41
	Accumulatori nickel-cadmio	360.459.356	155.869.450	204.589.906	0,40	249.079.242	60.837.382	188.241.860	0,61
	Accumulatori piombo acido	7.160.157.115	6.093.845.447	1.066.311.668	0,08	2.081.860.239	1.513.769.984	568.090.255	0,16
	Altri accumulatori	226.988.944	485.819.344	- 258.830.400	-0,36	64.382.682	287.954.579	- 223.571.897	-0,63
	Componentistica accumulatori	2.706.674.017	5.104.207.357	- 2.397.533.340	-0,31	2.080.719.157	3.866.493.040	- 1.785.773.883	-0,30
Energy Management	Energy Management	973.821.425	1.155.681.274	- 181.859.849	-0,09	219.051.576	376.148.142	- 157.096.566	-0,26
Eolico	Generatori eolici	3.290.628.471	1.283.773.921	2.006.854.550	0,44	2.088.098.102	644.146.069	1.443.952.033	0,53
	Sistemi a torre	1.273.132.989	1.324.951.741	- 51.818.752	-0,02	344.704.214	514.096.529	- 169.392.315	-0,20
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	245.470.035	101.071.395	144.398.640	0,42	147.465.303	22.587.760	124.877.543	0,73
	Turbine idrauliche a bassa potenza	36.393.591	8.188.241	28.205.350	0,63	15.752.679	2.150.972	13.601.707	0,76
	Turbine idrauliche a media potenza	36.407.568	4.578.913	31.828.655	0,78	31.226.297	315.734	30.910.563	0,98
	Turbine idrauliche ad alta potenza	32.378.723	5.688.423	26.690.300	0,70	31.280.866	5.150.188	26.130.678	0,72
Idrogeno	Elettrolisi	1.066.656.812	687.030.026	379.626.786	0,22	952.163.932	629.787.404	322.376.528	0,20
Nucleare	Componentistica nucleare	1.138.814.976	1.129.764.677	9.050.299	0,00	212.389.719	369.153.749	- 156.764.030	-0,27
	Reattori nucleari	156.655	377.144	- 220.489	-0,41	85.138	18.807	66.331	0,64
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	1.719.736.353	2.616.532.407	- 896.796.054	-0,21	669.416.604	1.391.852.824	- 722.436.220	-0,35
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	7.773.193.590	15.133.830.333	- 7.360.636.743	-0,32	1.266.323.215	9.796.124.191	- 8.529.800.976	-0,77
Solare termico	Solare termico	1.083.008.849	830.261.522	252.747.327	0,13	281.458.744	143.022.429	138.436.315	0,33
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	25.627.316.506	26.946.157.471	- 1.318.840.965	-0,03	6.882.950.301	7.849.002.913	- 966.052.612	-0,07
	Automobili PHEV	18.804.534.307	15.755.635.612	3.048.898.695	0,09	2.981.508.479	2.734.083.785	247.424.694	0,04
	Veicoli BEV grande capienza	709.166.934	845.290.847	- 136.123.913	-0,09	53.967.149	229.966.691	- 175.999.542	-0,62
	Veicoli PHEV grande capienza	8.232.785	179.955.002	- 171.722.217	-0,91	776.394	228.392	548.002	0,55
Totale		92.320.484.447	101.851.720.717	- 9.531.236.270	-0,05	24.401.954.225	39.444.364.288	- 15.042.410.063	-0,24

Tabella 7 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2022 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	327.711.007	702.621.785	- 374.910.778	-0,36	61.916.979	238.901.984	- 176.985.005	-0,59
	Accumulatori ioni di litio	27.228.261.536	37.212.397.067	- 9.984.135.531	-0,15	5.047.966.396	18.804.649.274	- 13.756.682.878	-0,58
	Accumulatori nickel-cadmio	364.232.364	175.103.034	189.129.330	0,35	255.020.716	73.631.193	181.389.523	0,55
	Accumulatori piombo acido	7.630.616.062	6.705.508.958	925.107.104	0,06	2.346.260.489	1.868.264.312	477.996.177	0,11
	Altri accumulatori	261.734.249	491.093.544	- 229.359.295	-0,30	70.467.552	225.433.356	- 154.965.804	-0,52
	Componentistica accumulatori	3.454.980.716	7.001.943.802	- 3.546.963.086	-0,34	2.650.328.557	4.455.486.223	- 1.805.157.666	-0,25
Energy Management	Energy Management	1.152.748.042	1.450.494.652	- 297.746.610	-0,11	264.855.764	572.089.833	- 307.234.069	-0,37
Eolico	Generatori eolici	2.541.450.702	1.633.504.335	907.946.367	0,22	605.580.272	756.026.442	- 150.446.170	-0,11
	Sistemi a torre	1.172.747.171	1.402.650.146	- 229.902.975	-0,09	362.136.984	648.111.204	- 285.974.220	-0,28
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	271.294.681	98.244.128	173.050.553	0,47	162.585.856	22.731.208	139.854.648	0,75
	Turbine idrauliche a bassa potenza	20.900.186	13.584.168	7.316.018	0,21	7.518.815	1.551.873	5.966.942	0,66
	Turbine idrauliche a media potenza	33.205.992	6.827.929	26.378.063	0,66	25.003.409	1.928.239	23.075.170	0,86
	Turbine idrauliche ad alta potenza	41.738.076	6.527.482	35.210.594	0,73	39.941.462	2.089.758	37.851.704	0,90
Idrogeno	Elettrolisi	1.198.567.499	810.365.013	388.202.486	0,19	1.086.693.498	754.457.522	332.235.976	0,18
Nucleare	Componentistica nucleare	1.169.519.797	1.174.985.897	- 5.466.100	0,00	332.558.451	430.139.693	- 97.581.242	-0,13
	Reattori nucleari	1.320.686	794.774	525.912	0,25	401.915	292.349	109.566	0,16
Solare fotovoltaico	Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	254.785.572	678.922.314	- 424.136.742	-0,45	30.065.557	294.293.990	- 264.228.433	-0,81
	Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	12.313.155.565	31.285.824.390	- 18.972.668.825	-0,44	757.374.300	22.311.465.347	- 21.554.091.047	-0,93
Solare termico	Solare termico	1.221.571.127	1.074.044.384	147.526.743	0,06	284.052.525	255.569.618	28.482.907	0,05
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	39.256.552.072	39.492.272.834	- 235.720.762	0,00	9.587.797.578	11.306.131.153	- 1.718.333.575	-0,08
	Automobili PHEV	20.543.292.459	18.641.786.199	1.901.506.260	0,05	3.943.009.365	4.019.280.267	- 76.270.902	-0,01
	Veicoli BEV grande capienza	875.541.612	982.209.870	- 106.668.258	-0,06	100.184.372	397.757.508	- 297.573.136	-0,60
	Veicoli PHEV grande capienza	17.465.044	134.684.623	- 117.219.579	-0,77	1.348.770	2.059.108	- 710.338	-0,21
Totale		121.353.392.217	151.176.391.328	- 29.822.999.111	-0,11	28.023.069.582	67.442.341.454	- 39.419.271.872	-0,41

Tabella 8 - Indicatori di commercio internazionale per l'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2023 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	UE-27				UE-27, al netto dello scambio tra paesi UE			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	330.011.283	698.641.959	- 368.630.676	-0,36	71.222.430	189.850.644	- 118.628.214	-0,45
	Accumulatori ioni di litio	35.326.472.903	47.694.895.791	- 12.368.422.888	-0,15	6.388.370.848	21.313.317.424	- 14.924.946.576	-0,54
	Accumulatori nickel-cadmio	397.062.511	171.543.686	225.518.825	0,40	279.723.436	75.346.825	204.376.611	0,58
	Accumulatori piombo acido	7.984.441.505	6.946.716.291	1.037.725.214	0,07	2.251.529.321	1.533.434.714	718.094.607	0,19
	Altri accumulatori	267.711.836	534.350.631	- 266.638.795	-0,33	60.552.070	182.668.252	- 122.116.182	-0,50
	Componentistica accumulatori	3.787.508.182	6.550.033.263	- 2.762.525.081	-0,27	2.961.812.912	4.625.615.091	- 1.663.802.179	-0,22
Energy Management	Energy Management	1.264.805.784	1.693.974.385	- 429.168.601	-0,15	271.863.183	667.322.056	- 395.458.873	-0,42
Eolico	Generatori eolici	2.341.991.185	1.395.163.718	946.827.467	0,25	668.674.620	258.430.168	410.244.452	0,44
	Sistemi a torre	1.654.682.755	1.543.671.926	111.010.829	0,03	788.468.766	788.041.650	427.116	0,00
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	271.977.182	114.916.806	157.060.376	0,41	174.637.871	22.225.371	152.412.500	0,77
	Turbine idrauliche a bassa potenza	17.056.953	8.180.337	8.876.616	0,35	10.601.587	1.441.884	9.159.703	0,76
	Turbine idrauliche a media potenza	30.359.245	5.057.766	25.301.479	0,71	24.131.110	315.249	23.815.861	0,97
	Turbine idrauliche ad alta potenza	36.743.204	3.790.911	32.952.293	0,81	33.255.655	1.861.834	31.393.821	0,89
Idrogeno	Elettrolisi	1.292.256.566	945.338.566	346.918.000	0,16	1.140.312.855	844.612.186	295.700.669	0,15
Nucleare	Componentistica nucleare	1.560.165.516	1.564.019.153	- 3.853.637	0,00	502.304.386	842.276.023	- 339.971.637	-0,25
	Reattori nucleari	1.045.672	985.968	59.704	0,03	238.228	91.958	146.270	0,44
Solare fotovoltaico	Celle fotovoltaiche, non assembl. in pannelli	87.219.315	436.844.376	- 349.625.061	-0,67	14.081.139	197.773.215	- 183.692.076	-0,87
	Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	11.720.137.541	28.609.632.738	- 16.889.495.197	-0,42	903.264.082	19.651.751.762	- 18.748.487.680	-0,91
Solare termico	Solare termico	1.311.639.404	1.115.253.500	196.385.904	0,08	293.642.506	255.885.396	37.757.110	0,07
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	57.902.716.552	64.643.534.207	- 6.740.817.655	-0,06	11.454.050.692	17.890.406.831	- 6.436.356.139	-0,22
	Automobili PHEV	27.456.395.045	26.041.776.805	1.414.618.240	0,03	4.486.198.650	5.390.466.662	- 904.268.012	-0,09
	Veicoli BEV grande capienza	1.104.794.933	1.353.934.874	- 249.139.941	-0,10	282.996.320	522.343.331	- 239.347.011	-0,30
	Veicoli PHEV grande capienza	33.678.782	133.540.974	- 99.862.192	-0,60	2.481.716	4.938.403	- 2.456.687	-0,33
Totale		156.180.873.854	192.205.798.631	- 36.024.924.777	-0,10	33.064.414.383	75.260.416.929	- 42.196.002.546	-0,39

Tabella 9 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2017 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	2.423.298	13.648.950	- 11.225.652	-0,70	17.294.018	104.336.246	- 87.042.228	-0,72	94.417.247	100.647.528	- 6.230.281	-0,03	537.874	8.171.953	- 7.634.079	-0,88
	Accumulatori ferro	356.383	649.477	- 293.094	-0,29	16.554	212.033	- 195.479	-0,86	715.820	719.777	- 3.957	0,00	42.172	186.906	- 144.734	-0,63
	Accumulatori ioni di litio	23.699.321	120.604.642	- 96.905.321	-0,67	110.048.155	522.908.758	- 412.860.603	-0,65	804.789.208	1.966.392.922	- 1.161.603.714	-0,42	12.365.473	102.017.433	- 89.651.960	-0,78
	Accumulatori nickel-cadmio	12.842.670	27.059.978	- 14.217.308	-0,36	94.866.919	15.825.218	79.041.701	0,71	97.964.311	36.758.738	61.205.573	0,45	7.197.502	20.065.630	- 12.868.128	-0,47
	Accumulatori piombo acido	604.336.201	557.914.621	46.421.580	0,04	500.343.648	913.934.123	- 413.590.475	-0,29	1.555.242.916	975.537.326	579.705.590	0,23	779.090.411	350.266.131	428.824.280	0,38
	Altri accumulatori	10.003.469	29.668.594	- 19.665.125	-0,50	32.618.193	76.904.769	- 44.286.576	-0,40	37.586.200	44.426.247	- 6.840.047	-0,08	8.246.097	21.706.696	- 13.460.599	-0,45
Componentistica accumulatori	119.120.249	82.219.223	36.901.026	0,18	64.870.439	132.023.224	- 67.152.785	-0,34	650.022.430	999.485.803	- 349.463.373	-0,21	13.204.180	98.786.268	- 85.582.088	-0,76	
Energy Management	Energy Management	51.317.708	166.920.694	- 115.602.986	-0,53	94.676.875	154.419.632	- 59.742.757	-0,24	29.093.091	58.935.325	- 29.842.234	-0,34	34.493.353	58.535.637	- 24.042.284	-0,26
Eolico	Generatori eolici	3.569.759	23.910.050	- 20.340.291	-0,74	1.209.512	134.041.924	- 132.832.412	-0,98	1.052.245.554	206.036.114	846.209.440	0,67	770.834.884	68.649.552	702.185.332	0,84
	Sistemi a torre	58.518.128	13.256.868	45.261.260	0,63	14.068.172	117.880.663	- 103.812.491	-0,79	139.837.835	226.681.592	- 86.843.757	-0,24	125.930.346	25.636.648	100.293.698	0,66
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	61.665.859	6.823.103	54.842.756	0,80	40.932.174	18.141.228	22.790.946	0,39	23.605.209	19.474.931	4.130.278	0,10	24.627.650	8.723.306	15.904.344	0,48
	Turbine idrauliche a bassa potenza	7.202.691	6.538.615	664.076	0,05	764.142	1.852.425	- 1.088.283	-0,42	4.670.599	85.716	4.584.883	0,96	747.145	145.462	601.683	0,67
	Turbine idrauliche a media potenza	5.959.008	1.464.300	4.494.708	0,61	789.036	743.735	45.301	0,03	5.253.783	1.953.762	3.300.021	0,46	245.451	379.872	- 134.421	-0,21
	Turbine idrauliche ad alta potenza	4.323.623	306.121	4.017.502	0,87	993.101	16.161	976.940	0,97	20.980.510	-	20.980.510	1,00	772.573	31.830	740.743	0,92
Idrogeno	Elettrolisi	90.938.527	36.625.445	54.313.082	0,43	9.741.971	60.836.786	- 51.094.815	-0,72	139.350.348	117.149.765	22.200.583	0,09	6.184.951	23.193.247	- 17.008.296	-0,58
	Componentistica nucleare	248.909	686.715	- 437.806	-0,47	63.340.542	568.676.854	- 505.336.312	-0,80	337.772.781	11.859.121	325.913.660	0,93	24.228.475	37.148.982	- 12.920.507	-0,21
Nucleare	Reattori nucleari	46	5.139	- 5.093	-0,98	1.261	47.136	- 45.875	-0,95	-	-	-	-	-	16.815	- 16.815	-1,00
	Reattori nucleari	46	5.139	- 5.093	-0,98	1.261	47.136	- 45.875	-0,95	-	-	-	-	-	16.815	- 16.815	-1,00
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	21.295.653	164.013.428	- 142.717.775	-0,77	44.245.350	108.065.307	- 63.819.957	-0,42	1.243.446.518	1.018.832.646	224.613.872	0,10	7.064.968	50.556.809	- 43.491.841	-0,75
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	282.811.571	277.720.195	5.091.376	0,01	301.882.123	462.961.790	- 161.079.667	-0,21	1.125.434.445	1.430.854.911	- 305.420.466	-0,12	38.562.016	89.402.587	- 50.840.571	-0,40
Solare termico	Solare termico	98.885.907	42.637.137	56.248.770	0,40	97.256.233	71.799.475	25.456.758	0,15	166.908.637	187.866.168	- 20.957.531	-0,06	28.376.497	24.022.022	4.354.475	0,08
	Automobili BEV	8.210.319	62.548.408	- 54.338.089	-0,77	439.770.746	248.393.825	191.376.921	0,28	734.205.142	522.968.601	211.236.541	0,17	91.041.363	100.015.656	- 8.974.293	-0,05
Veicoli a basse emissioni	Automobili PHEV	1.410.082	21.775.812	- 20.365.730	-0,88	529.611.612	195.699.368	333.912.244	0,46	2.085.921.016	204.770.549	1.881.150.467	0,82	15.058.604	49.998.952	- 34.940.348	-0,54
	Veicoli BEV grande capienza	633.500	8.359.904	- 7.726.404	-0,86	2.852.283	6.169.830	- 3.317.547	-0,37	284.216	2.948.807	- 2.664.591	-0,82	-	96.276	- 96.276	-1,00
	Veicoli BEV grande capienza	633.500	8.359.904	- 7.726.404	-0,86	2.852.283	6.169.830	- 3.317.547	-0,37	284.216	2.948.807	- 2.664.591	-0,82	-	96.276	- 96.276	-1,00
	Veicoli PHEV grande capienza	40.236	88.988	- 48.752	-0,38	828.445	79.996.109	- 79.167.664	-0,98	852.374	9.480	842.894	0,98	62.734	111.094	- 48.360	-0,28
Totale		1.469.813.117	1.665.446.407	- 195.633.290	-0,06	2.463.021.504	3.995.886.819	- 1.532.865.115	-0,24	10.350.600.190	8.134.395.829	2.216.204.361	0,12	1.988.914.719	1.137.865.764	851.048.955	0,27

Tabella 10 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2018 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	2.285.330	13.855.235	- 11.569.905	-0,72	15.968.402	130.634.828	- 114.666.426	-0,78	87.063.476	102.734.706	- 15.671.230	-0,08	492.313	7.959.322	- 7.467.009	-0,88
	Accumulatori ferro	337.948	743.677	- 405.729	-0,38	28.116	203.411	- 175.295	-0,76	683.866	382.584	301.282	0,28	25.901	106.255	- 80.354	-0,61
	Accumulatori ioni di litio	28.740.391	166.057.859	- 137.317.468	-0,70	132.423.951	738.307.886	- 605.883.935	-0,70	1.078.317.808	2.405.658.952	- 1.327.341.144	-0,38	31.124.687	138.363.435	- 107.238.748	-0,63
	Accumulatori nickel-cadmio	8.632.274	22.703.246	- 14.070.972	-0,45	102.729.173	14.214.499	88.514.674	0,76	97.065.461	35.499.640	61.565.821	0,46	3.937.195	19.946.698	- 16.009.503	-0,67
	Accumulatori piombo acido	573.615.277	562.284.980	11.330.292	0,01	565.236.843	908.652.992	- 343.416.149	-0,23	1.595.452.176	1.000.098.806	595.353.370	0,23	793.801.230	364.005.780	429.795.450	0,37
	Altri accumulatori	16.195.049	24.476.893	- 8.281.844	-0,20	33.985.868	124.799.022	- 90.813.154	-0,57	25.725.678	40.830.448	- 15.104.770	-0,23	4.746.532	26.794.474	- 22.047.942	-0,70
Componentistica accumulatori	129.039.668	104.520.702	24.518.966	0,10	87.692.436	198.581.997	- 110.889.561	-0,39	927.085.834	1.447.030.092	- 519.944.258	-0,22	26.624.444	108.287.842	- 81.663.398	-0,61	
Energy Management	Energy Management	33.710.671	290.275.524	- 256.564.853	-0,79	84.866.775	218.968.555	- 134.101.780	-0,44	29.380.915	87.636.233	- 58.255.318	-0,50	30.560.692	28.117.514	2.443.178	0,04
Eolico	Generatori eolici	891.588	41.965.324	- 41.073.736	-0,96	1.320.827	116.727.821	- 115.406.994	-0,98	1.471.857.826	704.243.565	767.614.261	0,35	640.894.107	141.480.691	499.413.416	0,64
	Sistemi a torre	60.433.269	10.422.802	50.010.467	0,71	12.991.815	158.894.812	- 145.902.997	-0,85	165.717.684	298.018.452	- 132.300.768	-0,29	264.215.148	13.766.548	250.448.600	0,90
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	59.033.266	11.703.597	47.329.669	0,67	35.712.328	14.297.491	21.414.837	0,43	16.881.201	27.132.561	- 10.251.360	-0,23	18.663.431	5.302.622	13.360.809	0,56
	Turbine idrauliche a bassa potenza	3.145.721	1.613.744	1.531.977	0,32	812.933	1.879.365	- 1.066.432	-0,40	4.243.613	163.170	4.080.443	0,93	315.452	103.720	211.732	0,51
	Turbine idrauliche a media potenza	11.516.229	4.487.041	7.029.188	0,44	1.448.077	558.146	889.931	0,44	3.788.969	2.757.940	1.031.029	0,16	153.338	5.692	147.646	0,93
	Turbine idrauliche ad alta potenza	7.769.400	-	7.769.400	1,00	5.004.820	128.888	4.875.932	0,95	14.530.827	122.850	14.407.977	0,98	523.735	3.840	519.895	0,99
Idrogeno	Elettrolisi	110.243.743	36.191.578	74.052.165	0,51	8.871.744	47.367.618	- 38.495.874	-0,68	103.985.355	106.975.730	- 2.990.375	-0,01	8.897.392	21.043.533	- 12.146.141	-0,41
	Componentistica nucleare	1.981.310	5.961.111	- 3.979.801	-0,50	202.828.769	599.143.441	- 396.314.672	-0,49	257.293.300	6.530.240	250.763.060	0,95	269.943.057	33.863.423	236.079.634	0,78
Nucleare	Reattori nucleari	17.152	17	17.135	1,00	9.520	111.569	- 102.049	-0,84	-	-	-	-	2.520	16.554	- 14.034	-0,74
	Reattori nucleari	17.152	17	17.135	1,00	9.520	111.569	- 102.049	-0,84	-	-	-	-	2.520	16.554	- 14.034	-0,74
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	17.767.947	150.523.465	- 132.755.518	-0,79	43.202.693	94.338.150	- 51.135.457	-0,37	1.160.086.990	929.597.381	230.489.609	0,11	11.845.765	60.688.304	- 48.842.539	-0,67
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	260.993.367	336.497.644	- 75.504.277	-0,13	426.597.534	464.337.509	- 37.739.975	-0,04	1.029.083.438	1.635.880.544	- 606.797.106	-0,23	27.007.401	365.740.981	- 338.733.580	-0,86

Tabella 11 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2019 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	2.767.292	12.680.381	- 9.913.089	-0,64	27.488.203	115.867.568	- 88.379.365	-0,62	91.323.042	131.863.633	- 40.540.591	-0,18	1.058.504	10.157.446	- 9.098.942	-0,81
	Accumulatori ferro	81.828	590.295	- 508.467	-0,76	30.424	289.925	- 259.501	-0,81	600.473	165.021	435.452	0,57	84.356	366.417	- 282.061	-0,63
	Accumulatori ioni di litio	53.886.590	228.832.173	- 174.945.583	-0,62	188.982.476	959.493.635	- 770.511.159	-0,67	1.599.959.870	3.305.922.691	- 1.705.962.821	-0,35	39.865.340	177.603.776	- 137.738.436	-0,63
	Accumulatori nickel-cadmio	7.558.163	19.782.812	- 12.224.649	-0,45	115.900.736	19.717.167	96.183.569	0,71	112.169.538	35.505.910	76.663.628	0,52	3.954.864	20.519.006	- 16.564.142	-0,68
	Accumulatori piombo acido	562.442.519	566.639.200	- 4.196.681	0,00	596.083.249	888.984.984	- 292.901.735	-0,20	1.625.208.379	963.035.692	662.172.687	0,26	775.076.298	393.409.750	381.666.548	0,33
	Altri accumulatori	15.395.754	28.659.667	- 13.263.913	-0,30	36.265.928	159.600.917	- 123.334.989	-0,63	25.364.767	41.348.171	- 15.983.404	-0,24	7.018.030	25.778.519	- 18.760.489	-0,57
Componentistica accumulatori	118.346.999	102.169.095	16.177.904	0,07	89.717.478	202.197.781	- 112.480.303	-0,39	1.165.495.552	1.801.118.273	- 635.622.721	-0,21	13.669.153	110.572.516	- 96.903.363	-0,78	
Energy Management	Energy Management	27.652.353	370.313.289	- 342.660.936	-0,86	95.558.823	212.066.310	- 116.507.487	-0,38	30.272.748	105.201.785	- 74.929.037	-0,55	58.215.674	35.286.647	22.929.027	0,25
Eolico	Generatori eolici	1.455.778	1.930.531	- 474.753	-0,14	2.948.258	181.833.576	- 178.885.318	-0,97	1.736.873.974	83.961.620	1.652.912.354	0,91	239.699.605	97.409.433	142.290.172	0,42
	Sistemi a torre	68.210.075	22.142.993	46.067.082	0,51	13.134.726	63.748.500	- 50.613.774	-0,66	223.805.718	252.861.846	- 28.586.128	-0,06	314.769.578	13.179.206	301.590.372	0,92
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	58.939.410	8.451.963	50.487.447	0,75	36.692.798	14.690.088	22.002.710	0,43	19.157.493	13.064.022	6.093.471	0,19	21.028.008	4.863.169	16.164.839	0,62
	Turbine idrauliche a bassa potenza	3.438.794	559.327	2.879.467	0,72	357.154	1.532.091	- 1.174.937	-0,62	4.338.127	2.046.941	2.291.186	0,36	910.286	46.447	863.839	0,90
	Turbine idrauliche a media potenza	11.739.850	1.392.180	10.347.670	0,79	417.238	189.227	228.011	0,38	7.110.886	1.334.882	5.776.004	0,68	150.695	821	149.874	0,99
	Turbine idrauliche ad alta potenza	2.781.053	389.245	2.391.808	0,75	1.046.583	397.972	648.611	0,45	19.161.878	170.756	18.991.122	0,98	213.724	119	213.605	1,00
Idrogeno	Elettrolisi	105.191.792	44.792.440	60.399.352	0,40	8.211.351	62.165.896	- 53.954.545	-0,77	99.682.481	135.668.736	- 35.986.255	-0,15	11.637.039	24.000.009	- 12.362.970	-0,35
Nucleare	Componentistica nucleare	621.371	4.571.338	- 3.949.967	-0,76	141.715.478	487.636.318	- 345.920.840	-0,55	324.229.123	7.659.611	316.569.512	0,95	188.211.880	38.833.165	149.378.715	0,66
	Reattori nucleari	197	7.395	- 7.198	-0,95	24	13.751	- 13.727	-1,00	-	-	-	-	-	580.062	- 580.062	-1,00
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	24.252.083	127.704.337	- 103.452.254	-0,68	38.427.063	95.931.413	- 57.504.350	-0,43	1.083.165.342	901.763.046	181.402.296	0,09	12.430.138	66.510.558	- 54.080.420	-0,69
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	284.745.142	409.274.992	- 124.529.850	-0,18	472.365.901	536.936.877	- 64.570.976	-0,06	1.108.383.138	1.819.730.107	- 711.346.969	-0,24	42.941.184	1.256.018.130	- 1.213.076.946	-0,93
Solare termico	Solare termico	98.922.470	45.584.124	53.338.346	0,37	97.606.021	58.489.098	39.116.923	0,25	190.442.381	205.077.056	- 14.634.675	-0,04	24.180.887	40.652.227	- 16.471.340	-0,25
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	15.246.653	244.248.699	- 229.002.046	-0,88	1.025.423.501	972.735.992	52.687.509	0,03	2.528.559.870	1.418.090.327	1.110.469.543	0,28	228.640.875	381.495.515	- 152.854.640	-0,25
	Automobili PHEV	2.719.972	115.754.693	113.034.721	-0,95	137.054.615	701.814.878	- 564.760.263	-0,67	2.989.930.782	1.654.406.074	1.335.524.708	0,29	238.418.945	235.831.044	2.587.541	0,01
	Veicoli BEV grande capienza	1.449.146	14.611.608	- 13.162.462	-0,82	8.519.614	34.243.834	- 25.724.220	-0,60	13.667.042	35.792.751	- 22.125.709	-0,45	639.566	1.649.389	- 1.009.823	-0,44
	Veicoli PHEV grande capienza	173.430	173.430	1,00	0,00	80.383	69.369	11.014	0,07	121.825	143.350	- 21.525	-0,08	16.000	29.586	- 13.586	-0,30
Totale		1.468.018.714	2.371.082.777	- 903.064.063	-0,24	3.134.028.025	5.770.647.167	- 2.636.619.142	-0,30	14.999.024.429	12.915.732.301	2.083.292.128	0,07	2.222.830.629	2.934.793.317	- 711.962.688	-0,14

Tabella 12 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2020 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	2.675.413	11.918.938	- 9.243.525	-0,63	31.893.568	67.098.543	- 35.204.975	-0,36	81.832.015	116.086.831	- 34.254.816	-0,17	1.912.608	11.922.625	- 10.010.017	-0,72
	Accumulatori ferro	10.567	475.547	- 464.980	-0,96	15.594	339.147	- 323.553	-0,91	679.517	308.889	370.628	0,37	90.198	469.854	- 379.656	-0,68
	Accumulatori ioni di litio	92.845.926	492.810.820	- 399.964.894	-0,68	204.631.401	1.125.988.452	- 921.357.051	-0,69	2.532.636.329	5.466.372.610	- 2.933.736.281	-0,37	57.729.956	404.034.862	- 346.304.906	-0,75
	Accumulatori nickel-cadmio	7.497.642	18.361.145	- 10.863.503	-0,42	75.906.180	12.856.409	63.049.771	0,71	102.816.601	33.460.033	69.356.568	0,51	3.215.007	17.467.763	- 14.252.756	-0,69
	Accumulatori piombo acido	512.959.837	531.704.436	- 18.744.599	-0,02	696.939.707	790.892.323	- 93.952.616	-0,06	1.441.790.570	894.482.023	547.308.547	0,23	734.875.211	376.752.213	358.122.998	0,32
	Altri accumulatori	8.582.932	18.558.882	- 9.975.950	-0,37	49.145.485	133.083.311	- 83.937.826	-0,46	20.557.664	39.531.549	- 18.973.885	-0,32	9.556.000	22.992.622	- 13.436.622	-0,41
Componentistica accumulatori	104.167.816	92.813.815	11.354.001	0,06	70.713.922	162.211.336	- 91.497.414	-0,39	1.056.388.193	1.372.632.375	- 316.244.182	-0,13	17.924.115	91.072.111	- 73.147.996	-0,67	
Energy Management	Energy Management	25.048.639	272.077.376	- 247.028.737	-0,83	123.321.880	195.858.578	- 72.536.698	-0,23	32.840.304	100.114.370	- 67.274.066	-0,51	41.309.439	29.966.324	11.343.115	0,16
Eolico	Generatori eolici	992.494	22.939.621	- 21.947.127	-0,92	1.851.261	125.615.218	- 123.763.957	-0,97	1.707.316.510	72.351.193	1.634.965.317	0,92	385.869.279	51.513.402	334.355.877	0,76
	Sistemi a torre	77.922.792	14.336.923	63.585.869	0,69	13.073.967	82.402.131	- 69.328.164	-0,73	211.895.611	274.236.526	- 62.340.915	-0,13	311.386.387	57.548.251	253.838.136	0,69
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	36.099.949	8.953.393	27.146.556	0,60	22.411.378	14.244.377	8.167.001	0,22	19.784.435	7.334.552	12.449.883	0,46	14.839.407	4.087.454	10.751.953	0,57
	Turbine idrauliche a bassa potenza	2.819.848	2.679.879	139.969	0,03	2.174.671	2.779.809	- 605.138	-0,12	4.006.431	1.020.186	2.986.245	0,59	1.575.262	64.370	1.510.892	0,92
	Turbine idrauliche a media potenza	13.008.473	951.357	12.057.116	0,86	3.156.571	697.516	2.459.055	0,64	7.919.493	3.023.100	4.896.393	0,45	238.750	78.515	160.235	0,51
	Turbine idrauliche ad alta potenza	773.535	101.400	672.135	0,77	1.746.878	1.182.108	564.770	0,19	29.457.082	-	29.457.082	1,00	26.118	90.248	- 64.130	-0,55
Idrogeno	Elettrolisi	96.676.236	37.602.556	59.073.680	0,44	6.565.113	53.814.392	- 47.249.279	-0,78	92.602.272	141.711.944	- 49.109.672	-0,21	10.487.812	27.558.426	- 17.070.614	-0,45
Nucleare	Componentistica nucleare	60.134	1.018.417	- 958.283	-0,89	167.830.314	471.370.369	- 303.540.055	-0,47	216.767.734	10.902.225	205.865.509	0,90	237.995.184	23.723.808	214.271.376	0,82
	Reattori nucleari	1.045	2.161	- 1.116	-0,35	992	215.441	- 214.449	-0,99	-	-	-	-	2.771	730	2.041	0,58
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	20.972.928	104.230.321	- 83.257.393	-0,66	31.643.465	78.095.202	- 46.451.737	-0,42	964.213.611	747.063.931	217.149.680	0,13	7.351.191	113.417.258	- 106.066.067	-0,88
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	350.283.846	334.817.304	15.466.542	0,02	579.476.481	692.026.456	- 112.549.975	-0,09	1.151.836.964	1.976.809.965	- 824.973.001	-0,26	160.134.628	964.649.066	- 804.514.438	-0,72
Solare termico	Solare termico	103.267.015	33.364.862	69.902.153	0,51	114.282.227	63.413.358	50.868.869	0,29	196.772.447	228.609.244	- 31.836.797	-0,07	24.661.383	26.369.866	- 1.708.483	-0,03
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	269.601.454	616.035.993	- 346.434.539	-0,39	1.658.122.242	2.063.693.407	- 405.571.165	-0,11	6.574.129.332	4.088.858.282	2.485.270.506	0,23	1.105.570.292	491.761.015	613.8	

Tabella 13 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2021 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	3.876.873	13.521.935	- 9.645.062	-0,55	26.470.901	37.353.999	- 10.883.098	-0,17	82.992.851	113.201.543	- 30.208.692	-0,15	3.966.596	13.624.592	- 9.657.996	-0,55
	Accumulatori ferro	61.670	254.835	- 193.165	-0,61	19.103	356.845	- 337.742	-0,90	578.439	544.541	33.898	0,03	158.956	489.441	- 330.485	-0,51
	Accumulatori ioni di litio	104.126.718	1.194.006.961	- 1.089.880.243	-0,84	264.341.512	1.333.953.877	- 1.069.612.365	-0,67	4.257.683.039	8.387.413.610	- 4.129.730.571	-0,33	188.842.861	860.875.111	- 672.032.250	-0,64
	Accumulatori nickel-cadmio	9.456.834	16.690.772	- 7.233.938	-0,28	86.028.739	17.734.606	68.294.133	0,66	96.659.617	37.812.575	58.847.042	0,44	5.045.750	19.920.203	- 14.874.453	-0,60
	Accumulatori piombo acido	629.832.301	635.509.359	- 5.677.058	0,00	623.597.426	940.909.269	- 317.311.843	-0,20	1.675.303.196	1.141.071.117	534.232.079	0,19	901.866.794	457.905.274	443.961.520	0,33
	Altri accumulatori	12.850.405	21.809.973	- 8.959.568	-0,26	84.366.056	88.519.730	- 4.153.674	-0,02	27.490.673	49.885.618	- 22.394.945	-0,29	8.778.175	22.138.145	- 13.359.970	-0,43
Componentistica accumulatori	129.114.474	134.682.770	- 5.568.296	-0,02	85.466.604	168.438.885	- 82.972.281	-0,33	1.256.538.650	1.861.998.324	- 605.459.674	-0,19	29.935.849	131.352.160	- 101.416.311	-0,63	
Energy Management	Energy Management	36.546.570	299.657.269	- 263.110.699	-0,78	158.126.866	180.943.415	- 22.816.549	-0,07	43.401.616	124.703.129	- 81.301.513	-0,48	33.839.049	36.648.907	- 2.809.858	-0,04
Eolico	Generatori eolici	1.293.724	128.549.055	- 127.255.331	-0,98	1.267.099	109.688.870	- 108.421.771	-0,98	1.385.705.788	86.094.015	1.299.611.773	0,88	217.132.243	57.585.160	159.547.083	0,58
	Sistemi a torre	70.967.201	34.000.327	36.966.874	0,35	33.408.034	262.822.066	- 229.414.032	-0,77	70.119.269	256.749.994	- 186.630.725	-0,57	310.087.955	88.331.995	221.755.960	0,56
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	36.722.304	11.501.229	25.221.075	0,52	19.523.756	11.118.038	8.405.718	0,27	13.727.246	9.734.860	3.992.386	0,17	23.781.879	6.244.117	17.537.762	0,58
	Turbine idrauliche a bassa potenza	2.695.972	2.434.423	261.549	0,05	5.243.276	2.134.944	3.108.332	0,42	8.051.302	618.080	7.433.222	0,86	227.876	272.179	- 44.303	-0,09
	Turbine idrauliche a media potenza	7.017.422	947.265	6.070.157	0,76	1.284.927	1.175.544	109.383	0,04	12.578.713	113.719	12.464.994	0,98	867.157	1.144	866.013	1,00
	Turbine idrauliche ad alta potenza	2.421.283	143.482	2.277.801	0,89	2.968.138	1.025.589	1.942.549	0,49	23.643.766	1.295.466	22.348.300	0,90	2	12.158	- 12.156	-1,00
Idrogeno	Elettrolisi	113.632.827	41.505.834	72.126.993	0,46	160.589.004	70.497.087	90.091.917	0,39	89.038.570	159.324.665	- 70.286.095	-0,28	20.074.622	32.875.805	- 12.801.183	-0,24
Nucleare	Componentistica nucleare	1.031.599	214.465	817.134	0,66	112.105.282	553.642.874	- 441.537.592	-0,66	295.582.403	7.773.363	287.809.040	0,95	300.057.589	17.015.576	283.042.013	0,89
	Reattori nucleari	1.506	6.566	- 5.060	-0,63	562	10.133	- 9.571	-0,89	-	1.164	- 1.164	-1,00	15.859	189.119	- 173.260	-0,85
Solare fotovoltaico	Diodi emettitori di luce, incl. diodi laser	30.400.043	147.473.933	- 117.073.890	-0,66	32.757.145	102.221.442	- 69.464.297	-0,51	1.189.146.859	963.175.661	225.971.198	0,10	8.996.823	185.855.864	- 176.859.041	-0,91
	Dispositivi fotosensibili a semiconduttore	311.808.789	786.564.255	- 474.755.466	-0,43	666.216.056	877.861.852	- 211.645.796	-0,14	1.393.796.251	2.410.129.520	- 1.016.333.269	-0,27	132.351.203	1.341.654.521	- 1.209.303.318	-0,82
Solare termico	Solare termico	136.630.385	64.923.316	71.707.069	0,36	120.623.151	73.771.591	46.851.560	0,24	221.806.852	298.038.152	- 76.231.301	-0,15	29.822.962	31.934.906	- 2.111.944	-0,03
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	782.447.715	1.530.662.205	- 748.214.490	-0,32	1.722.823.915	3.673.709.824	- 1.950.885.909	-0,36	9.742.576.617	7.549.347.321	2.193.229.296	0,13	1.624.346.254	745.782.294	878.563.960	0,37
	Automobili PHEV	45.726.880	874.054.805	- 828.327.925	-0,90	230.806.048	2.602.300.699	- 2.371.494.651	-0,84	7.467.950.313	5.141.742.315	2.326.207.998	0,18	2.853.279.902	531.646.093	2.321.633.809	0,69
	Veicoli BEV grande capienza	7.856.550	33.274.089	- 25.417.539	-0,62	39.737.299	102.084.788	- 62.347.489	-0,44	30.510.570	156.600.613	- 126.090.043	-0,67	13.952.592	25.975.631	- 12.023.039	-0,30
	Veicoli PHEV grande capienza	1.254.386	86.831.733	- 85.577.347	-0,97	397.750	26.009.619	- 26.611.869	-0,97	4.500	239.511	- 235.011	-0,96	366.434	315.073	51.361	0,08
Totale		2.477.774.431	6.059.220.856	-3.581.446.425	-0,42	4.478.168.649	11.238.285.586	- 6.760.116.937	-0,43	29.384.887.100	28.757.608.877	627.278.223	0,01	6.707.795.382	4.608.645.468	2.099.149.914	0,19

Tabella 14 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2022 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	3.789.917	18.743.885	- 14.953.968	-0,66	30.264.162	51.044.103	- 20.779.941	-0,26	91.384.507	112.696.675	- 21.312.168	-0,10	1.861.607	17.919.994	- 16.058.387	-0,81
	Accumulatori ioni di litio	179.204.257	2.445.765.436	- 2.266.561.179	-0,86	311.992.904	1.877.206.217	- 1.565.213.313	-0,71	4.704.812.350	12.929.884.549	- 8.225.072.199	-0,47	154.893.893	1.676.559.507	- 1.521.665.614	-0,83
	Accumulatori nickel-cadmio	11.224.982	23.443.622	- 12.218.640	-0,35	89.758.408	13.949.538	75.808.870	0,73	95.212.850	45.049.704	50.163.146	0,36	6.470.176	25.538.847	- 19.068.671	-0,60
	Accumulatori piombo acido	655.798.489	767.302.791	- 111.504.302	-0,08	648.821.782	984.922.509	- 336.100.727	-0,21	1.814.756.249	1.155.283.969	659.472.280	0,22	975.385.737	535.342.270	440.043.467	0,29
	Altri accumulatori	12.388.501	30.510.655	- 18.122.154	-0,42	72.514.378	85.141.633	- 12.627.255	-0,08	24.337.032	54.289.789	- 29.952.757	-0,38	8.350.215	22.650.449	- 14.300.234	-0,46
	Componentistica accumulatori	121.928.952	147.060.292	- 25.131.340	-0,09	114.355.126	186.939.856	- 72.584.730	-0,24	1.456.780.557	3.364.347.050	- 1.907.566.493	-0,40	40.861.269	136.411.052	- 95.549.783	-0,54
Energy Management	Energy Management	66.030.570	288.933.497	- 222.902.927	-0,63	232.428.702	228.806.130	3.622.572	0,01	61.369.555	155.577.574	- 94.208.019	-0,43	26.056.963	45.733.680	- 19.676.717	-0,27
Eolico	Generatori eolici	762.687	96.151.621	- 95.388.934	-0,98	2.223.825	167.044.289	- 164.820.464	-0,97	1.181.964.372	130.993.131	1.050.971.241	0,80	123.326.142	108.994.211	14.331.931	0,06
	Sistemi a torre	94.383.892	32.116.406	62.267.486	0,49	21.454.727	161.208.939	- 139.754.212	-0,77	103.705.988	323.506.303	- 219.800.315	-0,51	386.025.761	86.074.860	299.950.901	0,64
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	47.379.170	7.565.362	39.813.808	0,72	18.827.674	10.630.489	8.197.185	0,28	25.597.924	12.866.223	12.731.701	0,33	16.504.159	7.158.732	9.345.427	0,39
	Turbine idrauliche a bassa potenza	4.013.284	6.396.644	- 2.383.360	-0,23	2.019.142	2.714.705	- 695.563	-0,15	4.046.781	195.840	3.850.941	0,91	295.505	382.124	- 86.619	-0,13
	Turbine idrauliche a media potenza	7.725.714	1.734.800	5.990.914	0,63	938.546	983.041	- 44.495	-0,02	11.959.081	166.878	11.792.203	0,97	719.707	500.904	218.803	0,13
	Turbine idrauliche ad alta potenza	5.728.313	31.730	5.696.583	0,99	2.298.017	530.628	1.767.389	0,62	25.993.754	4.679.176	21.314.578	0,69	51.415	36.623	14.792	0,17
Idrogeno	Elettrolisi	111.263.781	48.899.560	62.364.221	0,39	188.740.567	74.590.376	114.150.191	0,43	129.336.456	163.038.581	- 33.702.125	-0,12	22.291.250	34.851.493	- 12.560.243	-0,22
Nucleare	Componentistica nucleare	292.578	490.815	- 198.237	-0,25	109.355.762	522.960.486	- 413.604.724	-0,65	346.213.982	14.147.752	332.066.230	0,92	333.762.764	18.396.750	315.366.014	0,90
	Reattori nucleari	24.764	208.058	- 183.294	-0,79	364	4.926	- 4.562	-0,86	-	2.421	- 2.421	-1,00	17.132	70.000	- 52.868	-0,61
Solare fotovoltaico	Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	5.057.283	20.767.838	- 15.710.555	-0,61	22.779.482	89.168.161	- 66.388.679	-0,59	1.452.738.749	4.065.204.201	- 2.612.465.452	-0,47	172.566.950	3.398.469.779	- 3.225.902.829	-0,90
	Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	81.157.128	1.557.703.407	- 1.476.546.279	-0,90	194.737.842	1.209.112.112	- 1.014.374.270	-0,72	37.839.752	250.034.609	- 212.194.857	-0,74	1.328.871	50.497.299	- 49.168.428	-0,95
Solare termico	Solare termico	182.543.527	108.190.690	74.352.837	0,26	61.421.842	120.352.083	- 58.930.241	-0,32	255.550.090	311.821.863	- 56.271.773	-0,10	40.805.417	41.680.457	- 875.040	-0,01
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	1.520.035.880	1.323.153.680	196.882.200	0,07	2.382.883.205	5.265.364.354	- 2.882.481.149	-0,38	14.133.752.264	10.403.704.500	3.730.047.764	0,15	3.647.635.320	2.068.168.135	1.579.467.185	0,28
	Automobili PHEV																

Tabella 15 - Indicatori di commercio internazionale per i principali paesi dell'Unione Europea. Valori in euro correnti. Anno 2023 (elaborazioni ENEA su dati Eurostat)

Comparto	Gruppo di prodotti	Italia				Francia				Germania				Spagna			
		Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.	Export	Import	Saldo	Saldo norm.
Accumulatori	Accumulatori a idruro di nichel-metallo	5.263.583	17.551.781	- 12.288.198	-0,54	42.592.352	45.353.524	- 2.761.172	-0,03	91.685.784	97.001.958	- 5.316.174	-0,03	2.807.065	18.430.613	- 15.623.548	-0,74
	Accumulatori ioni di litio	221.697.090	3.103.765.857	- 2.882.068.767	-0,87	461.950.166	2.318.580.148	- 1.856.629.982	-0,67	5.148.531.358	19.609.501.146	- 14.460.969.788	-0,58	199.012.691	1.330.392.856	- 1.131.380.165	-0,74
	Accumulatori nickel-cadmio	11.308.343	21.874.823	- 10.566.480	-0,32	115.629.878	17.314.102	98.315.776	0,74	106.138.555	49.756.977	56.381.578	0,36	7.224.157	26.116.927	- 18.892.770	-0,57
	Accumulatori piombo acido	744.297.521	810.578.916	- 66.281.395	-0,04	686.960.717	1.039.385.060	- 352.424.343	-0,20	1.843.505.196	1.195.422.226	648.082.970	0,21	1.058.645.069	563.707.384	494.937.685	0,31
	Altri accumulatori	14.005.255	22.393.055	- 8.387.800	-0,23	73.068.420	72.498.584	569.836	0,00	25.479.727	61.357.239	- 35.877.512	-0,41	13.552.787	26.274.209	- 12.721.422	-0,32
	Componentistica accumulatori	112.284.607	136.807.530	- 24.522.923	-0,10	117.710.356	165.478.399	- 47.768.043	-0,17	1.394.943.172	2.639.147.369	- 1.244.204.197	-0,31	47.683.265	164.797.879	- 117.114.614	-0,55
Energy Management	Energy Management	81.842.885	268.550.495	- 186.707.610	-0,53	222.058.288	259.571.769	- 37.513.481	-0,08	66.484.988	179.167.994	- 112.683.006	-0,46	31.502.533	75.616.444	- 44.113.911	-0,41
Eolico	Generatori eolici	3.823.065	80.911.912	- 77.088.847	-0,91	1.428.450	100.844.977	- 99.416.527	-0,97	1.324.032.647	196.457.449	1.127.575.198	0,74	147.946.382	44.412.404	103.533.978	0,54
	Sistemi a torre	135.121.135	74.708.794	60.412.341	0,29	24.782.728	155.061.907	- 130.279.179	-0,72	337.842.006	385.258.973	- 47.416.967	-0,07	360.343.011	85.730.078	274.612.933	0,62
Idraulico	Componentistica turbine idrauliche	44.117.933	18.186.205	25.931.728	0,42	20.927.181	13.595.333	7.331.848	0,21	50.324.921	15.994.449	34.330.472	0,52	28.001.782	7.120.054	20.881.728	0,59
	Turbine idrauliche a bassa potenza	3.843.258	3.695.117	148.141	0,02	1.749.575	1.738.010	11.565	0,00	1.263.229	228.553	1.034.676	0,69	867.806	174.636	693.170	0,66
	Turbine idrauliche a media potenza	4.088.394	2.617.092	1.471.302	0,22	289.592	860.025	- 570.433	-0,50	9.613.892	217.895	9.395.997	0,96	595.832	1.702	594.130	0,99
	Turbine idrauliche ad alta potenza	9.781.228	3.095	9.778.133	1,00	888.472	669.986	218.486	0,14	21.079.073	1.132.076	19.946.997	0,90	152.519	45.522	106.997	0,54
Idrogeno	Elettrolisi	159.874.369	61.229.861	98.644.508	0,45	190.060.878	77.556.884	112.503.994	0,42	130.052.277	199.609.493	- 69.557.216	-0,21	25.094.468	45.371.173	- 20.276.705	-0,29
	Componentistica nucleare	109.888	708.570	- 598.682	-0,73	340.132.450	524.407.189	- 184.274.739	-0,21	451.381.102	19.667.117	431.713.985	0,92	360.442.058	17.209.696	343.232.362	0,91
Nucleare	Reattori nucleari	38.734	29.464	9.270	0,14	29.835	13.961	15.874	0,36	-	2.266	- 2.266	-1,00	239.639	67.599	172.040	0,56
	Celle fotovoltaiche non assemblate in pannelli	2.884.954	21.492.854	- 18.607.900	-0,76	23.202.808	65.297.485	- 42.094.677	-0,48	1.080.574.123	3.517.073.869	- 2.436.499.746	-0,53	178.721.783	2.734.221.022	- 2.555.499.239	-0,88
Solare fotovoltaico	Celle fotovoltaiche assemblate in pannelli	79.002.506	1.961.104.664	- 1.882.102.158	-0,92	198.096.012	1.397.989.587	- 1.199.893.575	-0,75	25.177.215	145.599.571	- 120.422.356	-0,71	427.620	42.123.330	- 41.695.710	-0,98
Solare termico	Solare termico	224.701.331	75.354.662	149.346.669	0,50	94.491.667	97.761.803	- 3.270.136	-0,02	260.809.835	388.325.642	- 127.515.807	-0,20	43.174.131	32.405.684	10.768.447	0,14
Veicoli a basse emissioni	Automobili BEV	2.338.218.656	2.969.642.466	- 631.423.810	-0,12	2.634.597.069	9.404.618.353	- 6.770.021.284	-0,56	23.211.472.380	12.861.191.299	10.350.281.081	0,29	4.765.588.681	4.384.394.228	381.194.453	0,04
	Automobili PHEV	510.593.996	1.938.232.365	- 1.427.638.369	-0,58	177.899.688	4.836.499.755	- 4.658.600.067	-0,93	11.596.097.991	5.329.136.413	6.266.961.578	0,37	3.947.890.690	1.250.083.441	2.697.807.249	0,52
	Veicoli BEV grande capienza	78.124.941	205.649.047	- 127.524.106	-0,45	53.573.153	50.440.555	3.132.598	0,03	83.173.166	300.192.913	- 217.019.747	-0,57	57.561.405	56.107.320	1.454.085	0,01
	Veicoli PHEV grande capienza	1.173.546	12.993.349	- 11.819.803	-0,83	507.773	653.203	- 145.430	-0,13	219.490	578.400	- 358.910	-0,45	1.615.147	695.416	919.731	0,40
	Totale	4.786.197.218	11.808.081.974	- 7.021.884.756	-0,42	5.482.627.508	20.646.190.599	- 15.163.563.091	-0,58	47.259.882.127	47.192.021.287	67.860.840	0,00	11.279.090.521	10.905.499.617	373.590.904	0,02

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Settembre 2024