



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

# Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

I trimestre 2022



2/2022

ISSN 2531-4750

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2022

n. 2/2022

# Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2022

n. 2/2022

2022 ENEA

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

Unità Studi Analisi e Valutazioni

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

*Autori:*

*Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Alessandro Zini, (ENEA)*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: B. Baldissara
- Capitolo 5: F. Gracceva, A. Colosimo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

## Sommario

Sintesi dei contenuti.....	4
1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione .....	6
1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo .....	6
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED) .....	6
2. Variabili guida del sistema energetico .....	9
2.1. Mercati internazionali dell'energia .....	9
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	12
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia .....	13
3.1. Consumi di energia primaria .....	13
3.2. Consumi finali di energia .....	14
4. Decarbonizzazione.....	15
5. Sicurezza del sistema energetico italiano .....	17
<b>5.1. Sistema petrolifero</b> .....	17
<b>5.2. Sistema del gas naturale</b> .....	20
<b>5.3. Sistema elettrico</b> .....	24
6. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon.....	28
6.1. Prezzi dell'energia elettrica .....	28
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi .....	30
6.3. Prezzi del gas naturale .....	31



## Sintesi dei contenuti

Nella prima parte del 2022 le tensioni sui mercati dell'energia, che già nell'ultimo trimestre del 2021 avevano portato ad aumenti senza precedenti dei prezzi sui mercati all'ingrosso del gas e dell'elettricità, sono state ulteriormente rafforzate dalla guerra in Ucraina e dalle sanzioni imposte dai paesi occidentali alla Russia. I prezzi del gas, che a metà febbraio erano scesi del 40% rispetto alla media di dicembre, sono stati sospinti a nuovi massimi storici a marzo, tanto che nella media del I trimestre risultano in ulteriore aumento congiunturale del 4% (il TTF, a 98 €/MWh; +430% rispetto al I trimestre 2021). Nel contempo si è riavvicinato ai massimi storici anche il petrolio, che a marzo è tornato a superare i 100 \$/bl su base mensile (100 \$/bl la media del Brent nel I trimestre, +65% sul I trimestre 2021 e massimo dal 2014), e nuovi record ha raggiunto anche il carbone, così da determinare una crisi dei prezzi dell'energia senza precedenti per intensità e ampiezza. La crisi ha già avuto un impatto molto forte sul tasso di inflazione, a maggio salito nell'eurozona al di sopra dell'8%, e più in generale sull'attività economica, tanto che le previsioni di crescita per il 2022 sono state riviste pesantemente al ribasso. Inevitabilmente, anche la dinamica della domanda di energia ha già subito una brusca frenata: per l'Eurozona si stima nel I trimestre un aumento di poco più dell'1% rispetto a un anno prima, a fronte del +5,7% registrato nel IV trimestre 2021. Ciononostante, i prezzi record del gas e poi la rinnovata priorità assunta dalla sicurezza energetica hanno portato a una forte ripresa dei consumi di carbone nella generazione elettrica, con conseguente aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, stimate a +5,4% nel I trimestre nell'Eurozona (dopo il +4% complessivo dell'anno passato; +8% nel IV trimestre).

### *Ancora in aumento i consumi di energia primaria in Italia nei primi tre mesi 2022, oltre il +2%*

- Dopo le quattro variazioni tendenziali positive del 2021, anche nel I trimestre 2022 i consumi di energia primaria sono stimati in aumento di oltre il 2% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, anche se restano ancora inferiori di oltre 1 Mtep rispetto al livello del I trimestre 2019 (-3%).
- Il proseguire della ripresa dei volumi di traffico (per passeggeri e merci su strada tornati ormai ai livelli pre-pandemia, a differenza del traffico aereo, ancora inferiore del 30%) porta a stimare una crescita dei consumi di energia ben superiore al 2% anche nel secondo trimestre, per cui anche per l'insieme del I semestre 2022 si stima una crescita superiore al 2% sullo stesso periodo 2021. Nell'ipotesi di variazione tendenziale nulla nella seconda metà dell'anno il fabbisogno di energia del 2020 risulterebbe in aumento di oltre l'1% rispetto al 2021, e si collocherebbe su un valore solo di poco inferiore a quello pre-covid del 2019.
- Come già nel 2021, anche nel I trimestre 2022 la crescita dei consumi energetici italiani è maggiore di quella che si stima per l'insieme dell'Eurozona, dove è di poco superiore all'1%.
- Come nel 2021 buona parte della ripresa dei consumi di inizio 2022 è da ricercare nel petrolio, ancora in netto aumento (+1,6 Mtep tendenziale, +14%), sebbene resti ancora su livelli inferiori a quelli pre-covid (-5%). Modesto invece il contributo del gas naturale, in aumento di appena 0,2 Mtep (+1% tendenziale), perché alla crescita nella termoelettrica (+0,6 Mtep) si sono contrapposti i cali negli usi diretti (-8% nell'industria, -2% nel civile). Sono in forte aumento i combustibili solidi (+25% tendenziale), tornati quasi ai livelli pre-covid grazie alla forte domanda nella termoelettrica (la produzione ENEL ha superato i 4 TWh, circa il doppio rispetto allo stesso periodo 2021). Si sono invece contratte le rinnovabili, (-0,7 Mtep, -10% tendenziale), perché nonostante il risultato positivo di solare ed eolico (+11% tendenziale) la produzione idroelettrica si è fermata ad appena 5,8 TWh, quasi la metà dei 10 TWh del I trimestre 2021. In netto calo anche le importazioni nette di elettricità (-20%).
- L'andamento dei consumi di energia nei primi tre mesi del 2022 si conferma complessivamente coerente con l'andamento dei principali driver della domanda, sintetizzati nell'Indice ENEA delle variabili guida. I consumi di energia sono comunque cresciuti meno del PIL (+5,8% rispetto I trimestre 2021), per effetto del freno alla domanda venuto dal rallentamento della produzione industriale, dall'inverno mite e dai prezzi record dell'energia.
- Anche i consumi finali di energia nel I trimestre 2022 sono stimati in ripresa tendenziale di oltre il 2%, principalmente per i prodotti petroliferi nei trasporti (dove i consumi sono in aumento di quasi il 20% tendenziale). Per il trasporto stradale i consumi nell'anno scorrevole sono stimati ormai sui livelli del 2019 (in linea con la ripresa del traffico veicolare), mentre nel caso del carboturbo per aviazione restano inferiori di circa il 40%. Con l'aumento del I trimestre (+2,6% tendenziale) sono saliti al di sopra dei livelli pre-covid anche i consumi elettrici, che nell'insieme degli ultimi dodici mesi sono risultati maggiori di quelli del 2019.

### *Emissioni di CO<sub>2</sub> in aumento di oltre l'8% sul I trimestre 2021, spinte dalla termoelettrica*

- Secondo le stime ENEA le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico nazionale nel I trimestre 2022 sono aumentate di oltre l'8% rispetto a un anno prima. Si tratta di una variazione più che tripla di quella della domanda di energia primaria, dovuta all'aumento del consumo di fonti fossili (+6,7%), per di più concentrato su carbone e petrolio, più carbon intensive del gas naturale.
- La ripresa delle emissioni è riconducibile per circa il 40% ai settori non-ETS (trasporti e civile), per i quali si stima un aumento della CO<sub>2</sub> di circa il 5% tendenziale, principalmente per la ripresa dei consumi di petrolio nei trasporti; si tratta di una variazione positiva ancora rilevante ma in attenuazione rispetto alla dinamica registrata nel 2021 (+11% sul 2020).
- In controtendenza con il trend degli ultimi anni, nel trimestre hanno invece avuto un balzo le emissioni dei settori ETS (+15%), quelle della generazione elettrica in particolare, per la quale si stima un incremento tendenziale delle emissioni di oltre il 25%, la variazione tendenziale più marcata dell'ultimo ventennio. Con la ripresa del carbone nella termoelettrica l'intensità carbonica dell'elettricità prodotta – misurata in gr.CO<sub>2</sub>/kWh - è aumentata del 18% rispetto a un anno prima ed è stata superiore del 45% rispetto al minimo di metà 2020.
- Anche nel caso delle emissioni l'aumento registrato in Italia nel I trimestre 2022 è maggiore di quello dell'insieme dell'Eurozona, dove pure è in forte crescita il carbone, per la quale si stima un aumento di poco superiore al 5%.

### *Forte calo dell'indice ISPRED (-29% sul trimestre precedente), ai nuovi minimi della serie storica, penalizzato dal balzo delle emissioni e dai record dei prezzi dell'energia*

- La combinazione dei forti incrementi delle emissioni dell'ultimo anno (per di più in un contesto di obiettivi climatici sempre più ambiziosi) e di prezzi record di tutte le fonti di energia, ha determinato una nuova netta contrazione dell'indice della transizione energetica ISPRED (Indice Sicurezza Prezzi energia Decarbonizzazione), che nel trimestre si è ridotto del 29% ed è arrivato a collocarsi sul minimo assoluto della serie storica (poco al di sopra del valore di 0,2; N.B.: l'indice può variare tra 0 e 1).

- Tutti gli indicatori relativi alla decarbonizzazione sono sui valori minimi della serie storica. In particolare, per raggiungere il livello di emissioni coerente con gli obiettivi europei fissati nel pacchetto Fit for 55 (peraltro già in via di superamento) sarà necessario tagliare le emissioni previste per fine 2022 di ben oltre 100 milioni di tonnellate nei prossimi otto anni.
- Quanto ai prezzi dell'energia, i prezzi di elettricità e gas per pressoché tutte le fasce di consumo, sia per le famiglie sia per le imprese sono sui massimi storici. Nel caso dell'elettricità il prezzo medio di borsa del I trimestre 2022 ha superato i 250 €/MWh (+3% rispetto al precedente massimo storico del trimestre precedente e oltre quattro volte un anno fa), e nonostante la leggera contrazione del II trimestre la media del I semestre resterà ampiamente al di sopra dei 200 €/MWh, il doppio della media dell'intero 2021, che pure aveva visto il PUN triplicare rispetto al 2020. E' inoltre tornato a salire il differenziale tra il prezzo italiano e quello delle altre principali borse europee: rispetto alla borsa tedesca la differenza assoluta non era mai stata tanto elevata (quasi 70 €/MWh), mentre la differenza percentuale si avvicina al 40%, quasi il doppio di un anno fa.
- Gli interventi governativi hanno moderato la traslazione degli aumenti dei prezzi all'ingrosso sui consumatori, ma nel I trimestre dell'anno anche questi hanno comunque raggiunto nuovi record storici, con aumenti sul trimestre precedente del 55% per i domestici e di circa il 40% per le imprese. Nell'insieme della prima metà dell'anno si stima che queste ultime paghino un prezzo almeno doppio rispetto a dodici mesi prima. In più, i più recenti dati Eurostat evidenziano come il prezzo dell'elettricità pagato dall'impresa rappresentativa si collocasse già nel II semestre 2021 sui massimi dell'Europa occidentale, e i dati dei primi mesi del 2022 indicano che in Italia gli aumenti sono stati maggiori di quelli registrati negli altri principali paesi europei.
- Anche nel caso del gas naturale i prezzi al consumo si sono attestati nel I trimestre su nuovi massimi storici: il prezzo per il consumatore tipo ha raggiunto i 137 c€/mc, un valore quasi doppio rispetto a un anno prima, e nonostante il leggero calo nel II trimestre (e gli interventi governativi) il prezzo della prima metà dell'anno risulterà maggiore di oltre il 60% rispetto al massimo precedente (della prima metà del 2019). Nel caso delle imprese i dati Eurostat segnalano come per quasi tutte le fasce di consumo il differenziale del prezzo italiano rispetto alla media UE fosse nel II semestre 2021 ancora negativo, ma nella prima metà del 2022 l'aumento del prezzo in Italia (quasi triplicato per l'impresa tipo) è stimato maggiore di quello degli altri principali paesi UE, con conseguente contrazione di questo vantaggio competitivo italiano.
- Infine, lato sicurezza energetica si segnala il forte miglioramento degli indicatori relativi alla raffinazione, anche se il balzo dei margini di raffinazione va considerato una conseguenza dell'anomala situazione di tensione del mercato dei prodotti. Quanto al gas naturale, la scelta dei governi europei di affrancarsi rapidamente dal gas russo ha già avuto un impatto di rilievo sulle fonti di approvvigionamento italiane: nella media dei primi cinque mesi dell'anno il gas russo si è ridotto del 41% ed è sceso al di sotto del 25% dell'import totale (era al 40% negli stessi mesi del 2021), superato dal gas algerino (31%), con punte al di sotto del 20% in aprile e maggio, superato anche dal GNL. La crescita di quest'ultimo è stata d'altra parte resa possibile dai prezzi europei stabilmente maggiori di quelli asiatici. Volumi così contenuti delle importazioni di gas russo potrebbero però non essere coerenti con l'obiettivo di raggiungere il 90% di riempimento degli stoccaggi entro fine ottobre, per cui almeno nel breve periodo potrebbe risultare necessaria una qualche ripresa dell'import dalla Russia.

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

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

Nella prima parte del 2022 le tensioni sui mercati dell'energia, che già nell'ultimo trimestre del 2021 avevano portato ad aumenti senza precedenti dei prezzi sui mercati all'ingrosso del gas e dell'elettricità, sono state ulteriormente rafforzate dalla guerra in Ucraina e dalle sanzioni imposte dai paesi occidentali alla Russia. I prezzi del gas, che a metà febbraio erano scesi del 40% rispetto alla media di dicembre, sono stati sospinti a nuovi massimi storici a marzo, tanto che nella media del I trimestre risultano in ulteriore aumento congiunturale del 4% (il TTF, a 98 €/MWh; +430% rispetto al I trimestre 2021). Nel contempo si è riavvicinato ai massimi storici anche il petrolio, che a marzo è tornato a superare i 100 \$/bl su base mensile (100 \$/bl la media del Brent nel I trimestre, +65% sul I trimestre 2021 e massimo dal 2014), e nuovi record ha raggiunto anche il carbone, così da determinare una crisi dei prezzi dell'energia senza precedenti per intensità e ampiezza. La crisi ha già avuto un impatto molto forte sul tasso di inflazione, a maggio salito nell'eurozona al di sopra dell'8%, e più in generale sull'attività economica, tanto che le previsioni di crescita per il 2022 sono state riviste pesantemente al ribasso.

Inevitabilmente, anche la dinamica della domanda di energia ha già subito una brusca frenata: per l'Eurozona si stima nel I trimestre un aumento di poco più dell'1% rispetto a un anno prima, a fronte del +5,7% registrato nel IV trimestre 2021. Ciononostante, i prezzi record del gas e poi la rinnovata priorità assunta dalla sicurezza energetica hanno portato a una forte ripresa dei consumi di carbone nella generazione elettrica, con conseguente aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, stimate a +5,4% nel I trimestre nell'Eurozona (dopo il +4% complessivo dell'anno passato; +8% nel IV trimestre).

Anche in Italia la "tempesta perfetta" sui mercati dell'energia ha già portato a una frenata dell'attività economica e alla revisione al ribasso delle previsioni di crescita per quest'anno (da oltre il 4% al 2,4%, peraltro probabilmente già da considerare ottimistico) e per il prossimo. Di conseguenza ha subito un rallentamento anche la dinamica dei consumi di energia, aumentati comunque nel I trimestre di oltre il 2% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (mentre nell'ultimo trimestre 2021 l'aumento era stato del 6%). Una crescita anche leggermente maggiore è prevista nel II trimestre, per cui per l'insieme del I semestre si stima un aumento tendenziale dei consumi compreso tra il 2 e il 3%. Nell'ipotesi di variazione tendenziale nulla nella seconda metà dell'anno il fabbisogno di energia del 2020 risulterebbe in aumento di oltre l'1% rispetto al 2021, riportando i consumi su un valore solo di poco inferiore a quello pre-covid del 2019.

Dato rimarchevole è che anche nel I trimestre 2022, come già avvenuto nel 2021, tanto la crescita dei consumi di energia quanto quella delle emissioni di CO<sub>2</sub> sono risultate in Italia maggiori di quelle stimate per l'insieme dell'Eurozona.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

	DATI STORICI		STIME		PREVISIONI	REVISIONI
	2014-2019	2020	2021	I trim. 2022	2022	2022
Eurozona						
PIL	+2,0%	-6,4%	+5,4%	+5,4%	+2,7%	↓↓
Energia primaria (PEC)	+0,3%	-10,3%	+4,3%	+1,3%	-	
Emissioni CO <sub>2</sub>	-0,4%	-13%	+4,3%	+5,4%	-	
Italia:						
PIL	+1,0%	-8,9%	+6,6%	+5,8%	2,4%	↓↓
Produzione industriale beni intermedi	+2,0%	-11%	+15%	+0,0%	-	↓↓
Gradi giorno riscaldamento (HDD)	-	-3,5%	+9,5%	+1,5%	-	
Energia primaria (PEC)	+0,5%	-9,9%	+9,2%	+2,4%	+1% / +2%	↓↓
Emissioni CO <sub>2</sub>	-0,6%	-11,2%	+8,6%	+8,4%	+3% / +4%	↓↓

Nota: per i dati 2014-2020 dati Eurostat e ISTAT, per le previsioni economiche dati ISTAT e Commissione Europea, per i dati 2021, I trimestre 2022 le previsioni di consumi di energia e emissioni di CO<sub>2</sub> stime ENEA.

## 1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)<sup>1</sup>

**Ancora un forte calo dell'indice ISPRED (-29% sul trimestre precedente), ai nuovi minimi della serie storica**

Nel primo trimestre 2022 l'indice della transizione energetica ISPRED segna il quinto calo consecutivo su base congiunturale. In soli cinque trimestri l'ISPRED è passato dal valore massimo della serie storica raggiunto alla fine del 2020 (sebbene condizionato allora dal crollo di consumi ed emissioni conseguente alla pandemia) al minimo storico del I trimestre 2022. Nel I trimestre 2022 l'ISPRED ha perso il 29% rispetto al trimestre precedente e il valore di 0,23 su cui si colloca rappresenta un calo del 60% rispetto a un anno prima. Segnale evidente della particolare difficoltà per il sistema di riuscire a seguire una traiettoria di transizione energetica equilibrata e virtuosa, cioè in grado di combinare gli obiettivi di decarbonizzazione, sicurezza energetica, economicità e accessibilità dell'energia.

<sup>1</sup> L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione - utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle dimensioni del cosiddetto trilemma energetico, con le sue complessità e interdipendenze.

L'andamento degli indici sintetici relativi alle tre componenti dell'ISPRED (Figura 1-2) aiuta a meglio interpretare questi dati, ed evidenzia anche le caratteristiche salienti della traiettoria seguita dal sistema.

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

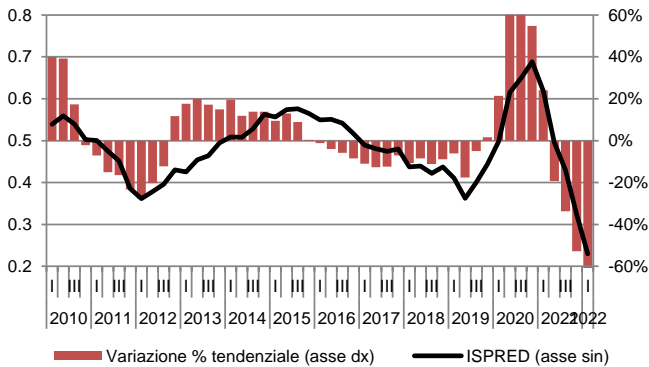
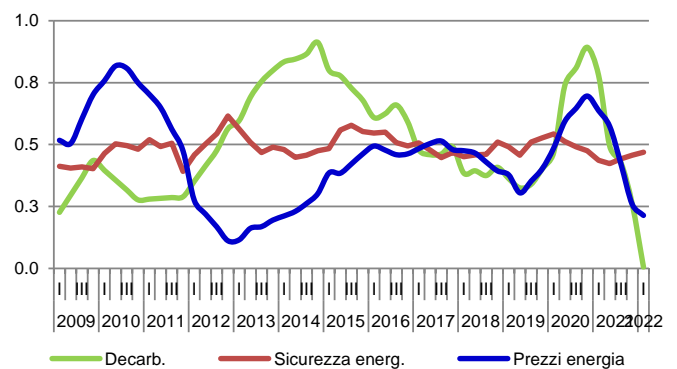


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



**Si fanno più difficili gli obiettivi di decarbonizzazione, indice settoriale ora sui minimi della serie storica**

Il drastico calo dell'ISPRED rispetto a un anno fa è dovuto ai peggioramenti nelle due dimensioni decarbonizzazione e prezzi dell'energia, solo marginalmente compensati dal modesto miglioramento lato sicurezza energetica. Anche nell'ultimo trimestre il primo driver dell'ISPRED è rimasta comunque la dimensione decarbonizzazione, il cui indice sintetico si colloca ormai vicino allo zero, a indicare la fase di difficoltà della transizione, spiegabile con la combinazione di aumenti delle emissioni nell'ultimo anno, prima per la ripresa dell'economia e poi anche per la ripresa del carbone nella termoelettrica, e di contemporanea revisione al rialzo degli obiettivi di decarbonizzazione con la fissazione dell'obiettivo di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030. Ora, per raggiungere quest'ultimo obiettivo, che per di più dovrebbe essere ulteriormente superato a seguito del pacchetto REPowerEU, si può ora stimare che nei prossimi otto anni sarà necessario tagliare le emissioni previste per fine 2022 di ben oltre 100 milioni di tonnellate. Inoltre, la proiezione al 2030 costruita sull'ipotesi di continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione al 2030 sostanzialmente allineati agli attuali (Figura 1-3).

Sebbene nell'ultimo trimestre siano riprese ad aumentare le emissioni della generazione elettrica, un trend che è presumibile continui ancora nei prossimi mesi, sostenuto dalle conseguenze della guerra in Ucraina, sono soprattutto le emissioni dei settori non-ETS a risultare molto superiori al valore previsto per quest'anno nella traiettoria coerente con gli obiettivi (Figura 1-4).

Figura 1-3 – Emissioni di CO<sub>2</sub> (Mt) da usi energetici – dati storici, proiezione business as usual e traiettorie verso gli obiettivi 2020 e 2030

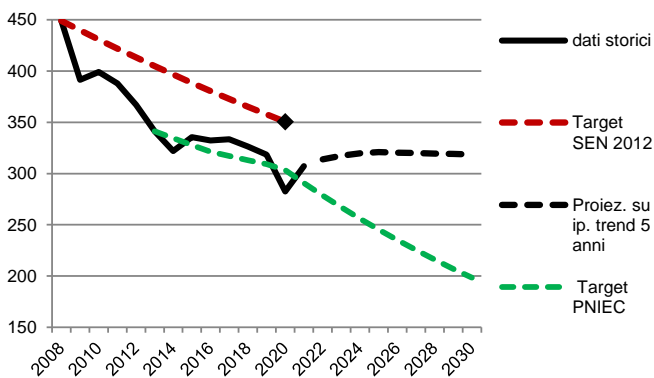
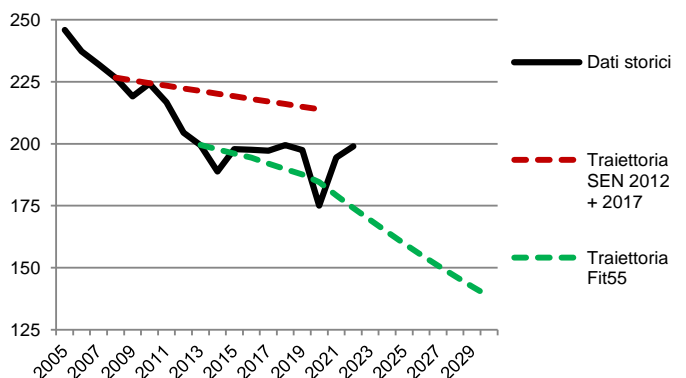


Figura 1-4 – Emissioni di CO<sub>2</sub> (Mt) da usi energetici dei settori non-ETS – dati storici e traiettorie verso gli obiettivi 2020 e 2030



**Torna a migliorare l'indice rappresentativo della sicurezza energetica dopo sei cali tendenziali consecutivi**

L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo trimestre il primo peggioramento tendenziale dopo sei cali consecutivi, anche se come sempre questo esito è in realtà la risultante di andamenti molto differenti dei diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema, per sua natura caratterizzata da una molteplicità di mercati e orizzonti temporali. Rispetto a un anno fa sono in peggioramento gli indici sintetici relativi alla sicurezza del sistema petrolifero e del sistema elettrico, mentre sono in peggioramento quelli relativi al gas naturale.

Nel sistema petrolifero si segnala il forte miglioramento degli indicatori relativi alla raffinazione, ma va considerato che il balzo dei margini di raffinazione (e quindi dell'utilizzo degli impianti) è una diretta conseguenza dell'anomala situazione di tensione del mercato dei prodotti, con crack spread su benzina e soprattutto diesel su livelli senza precedenti. Anche i miglioramenti di alcuni indicatori del sistema elettrico vanno considerati con cautela e letti alla luce dell'eccezionale contingenza attuale: ad esempio gli elevatissimi clean spark spread degli ultimi due trimestri (a oltre 30 €/MWh nel I trimestre 2022, +260%).



Nel sistema elettrico, nonostante il miglioramento degli indicatori relativi alle necessità di flessibilità per il bilanciamento del sistema restano le criticità relative ai margini di adeguatezza del sistema, perché sono prevedibili rischi per l'adeguatezza in caso di ridotta disponibilità di importazioni o indisponibilità non pianificata di impianti di generazione maggiore della norma. Problemi di adeguatezza sono inoltre prevedibili nel caso di scenario "extremely dry", cioè con forte riduzione della produzione idroelettrica e indisponibilità di impianti termoelettrici che usano acqua per raffreddamento. ENTSO-E evidenzia inoltre il persistente rischio di carenza di risorse per la downward regulation in giorni di bassa domanda ed elevata generazione da risorse inflessibili: "the worst weeks for downward regulation are expected to be the central weeks of August, the starting and the ending part of the summer period (June and September)". Tra le azioni che Terna può intraprendere si segnala il taglio della generazione inflessibile. Se quest'ultima tipologia di rischio è limitata a un periodo di tempo relativamente breve, la scarsa disponibilità di importazioni è invece un fattore di rischio sempre presente, accentuato dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese e quest'anno dalla produzione idroelettrica su livelli eccezionalmente bassi.

Quanto al gas naturale, la scelta dei governi europei di affrancarsi rapidamente dal gas russo ha già avuto un impatto di rilievo sulle fonti di approvvigionamento italiane: nella media dei primi cinque mesi dell'anno il gas russo si è ridotto del 41% ed è sceso al di sotto del 25% dell'import totale (era al 40% negli stessi mesi del 2021), superato dal gas algerino (31%), con punte al di sotto del 20% in aprile e maggio, superato anche dal GNL, la cui crescita è stata d'altra parte resa possibile dai prezzi europei stabilmente maggiori di quelli asiatici. Sebbene tutto ciò abbia prodotto un miglioramento degli indicatori di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, a complicare il quadro vi è da un lato la notevole volatilità dei prezzi, con lo spread PSV-TTF tornato in media ad allargarsi, dall'altro la riduzione della flessibilità residua del sistema a causa dei limiti alla piena disponibilità dei diversi punti di entrata, problema ora acuito dall'enorme incertezza circa la disponibilità del gas russo. I volumi contenuti delle importazioni di gas russo nelle ultime settimane potrebbero infatti non essere sostenibili a lungo, almeno nell'attuale fase di riempimento degli stoccaggi, perché potrebbero risultare non coerenti con l'obiettivo di raggiungere il 90% di riempimento entro fine ottobre. E l'analisi su base giornaliera mostra che, se la punta di domanda avvenisse a fine inverno, la sua copertura richiederebbe la disponibilità di una capacità di erogazione dagli stoccaggi dell'ordine dei 190 milioni di metri cubi, corrispondenti all'ipotesi di erogazione massima a fine inverno.

*Nuovo peggioramento sia congiunturale sia tendenziale per la dimensione prezzi nonostante l'intervento del regolatore. Tutti i prezzi sono sui massimi storici*

Quanto alla dimensione dei prezzi dell'energia, il drastico peggioramento degli indicatori rispetto al I trimestre 2021 è chiaramente l'esito inevitabile del fatto che i prezzi di elettricità e gas per pressoché tutte le fasce di consumo, sia per le famiglie sia per le imprese sono oggi sui massimi storici.

Nel caso dell'elettricità il prezzo medio di borsa del I trimestre 2022 ha superato i 250 €/MWh (+3% rispetto al precedente massimo storico del trimestre precedente e oltre quattro volte un anno fa), e nonostante la leggera contrazione del II trimestre la media del I semestre resterà ampiamente al di sopra dei 200 €/MWh, il doppio della media dell'intero 2021, che pure aveva visto il PUN triplicare rispetto al 2020. E' inoltre tornato a salire il differenziale tra il prezzo italiano e quello delle altre principali borse europee: rispetto alla borsa tedesca la differenza assoluta non era mai stata tanto elevata (quasi 70 €/MWh), mentre la differenza percentuale si avvicina al 40%, quasi il doppio di un anno fa.

Gli interventi governativi hanno moderato la traslazione degli aumenti dei prezzi all'ingrosso sui consumatori, ma nel I trimestre dell'anno anche questi hanno comunque raggiunto nuovi record storici, con aumenti sul trimestre precedente del 55% per i domestici e di circa il 40% per le imprese. Nell'insieme della prima metà dell'anno si stima che queste ultime paghino un prezzo almeno doppio rispetto a dodici mesi prima. In più, i più recenti dati Eurostat evidenziano come il prezzo dell'elettricità pagato dall'impresa rappresentativa si collocasse già nel II semestre 2021 sui massimi dell'Europa occidentale, e i dati dei primi mesi del 2022 indicano che in Italia gli aumenti sono stati maggiori di quelli registrati negli altri principali paesi europei.

Anche nel caso del gas naturale i prezzi al consumo si sono attestati nel I trimestre su nuovi massimi storici: il prezzo per il consumatore tipo ha raggiunto i 137 c€/mc, un valore quasi doppio rispetto a un anno prima, e nonostante il leggero calo nel II trimestre (e gli interventi governativi) il prezzo della prima metà dell'anno risulterà maggiore di oltre il 60% rispetto al massimo precedente (della prima metà del 2019). Nel caso delle imprese i dati Eurostat segnalano come per quasi tutte le fasce di consumo il differenziale del prezzo italiano rispetto alla media UE fosse nel II semestre 2021 ancora negativo, ma nella prima metà del 2022 l'aumento del prezzo in Italia (quasi triplicato per l'impresa tipo) è stimato maggiore di quello degli altri principali paesi UE, con conseguente contrazione di questo vantaggio competitivo italiano.

## 2. Variabili guida del sistema energetico

### 2.1. Mercati internazionali dell'energia

#### Prezzo del greggio oltre i 100 \$/bl nel primo trimestre (+65%)

- Nel primo trimestre del 2022 il greggio Brent ha registrato una quotazione media di 100,3 \$/bl, in aumento del 65% rispetto ai 61 \$/bl del primo trimestre del 2021 (quando i consumi petroliferi ancora risentivano della crisi pandemica) e del 26% rispetto ai 79,6 \$/bl dell'ultimo IV trimestre 2021. Visto il deprezzamento subito dall'euro negli ultimi mesi, la quotazione del greggio in euro ha subito aumenti anche maggiori, registrando nel I trimestre una media di 89,5 €/bl (+77% su un anno prima).
- Le quotazioni hanno seguito un trend decisamente rialzista già dal dicembre 2021, sostenuto prima dalla tendenziale scarsità di offerta (la domanda petrolifera è risalita ai livelli pre-covid e le scorte globali sono scese al livello più basso dal 2014) e poi dall'escalation della crisi tra Ucraina e Russia e infine la guerra iniziata il 24 febbraio. Dopo la quale i prezzi hanno infatti subito un balzo, fino ai 128 \$/bl dell'8 marzo, massimo dal 2008, per la riduzione delle importazioni dalla Russia e la grande incertezza circa la portata dell'estensione al settore energetico delle sanzioni economiche verso la Russia. Dopo un temporaneo ritracciamento ad aprile rispetto, anche per la scelta dell'UE di non adottare un embargo all'import del petrolio russo, i prezzi del petrolio sono comunque tornati ad aumentare a maggio, quando il Brent ha registrato un prezzo medio di 113 \$/bl (equivalenti a 107 €/bl, +90% su maggio 2021).

#### Domanda sui livelli 2019 nel I trimestre, ma in flessione nel secondo

- Dopo aver superato i 97 Mb/g nel 2021 (+6% sul 2020 ma ancora -3,5% rispetto al 2019), con l'ulteriore allentamento delle misure restrittive anti Covid nel primo trimestre dell'anno la domanda globale di petrolio è tornata sui livelli del I trimestre 2019, superando i 99 Mb/g (+5% rispetto a un anno prima), una dato anche superiore rispetto alle previsioni di inizio anno dell'Agenzia Internazionale dell'Energia; Oil Market Report di febbraio).
- Le misure seguite alla nuova recrudescenza del Covid in Cina e l'impatto sulla domanda degli alti prezzi del petrolio e della guerra in Ucraina, hanno però poi portato ad un deciso rallentamento della ripresa della domanda globale di petrolio, che nelle ultime previsioni dell'AIE è ora attesa fermarsi nel II trimestre a poco più di 98 Mb/g, quasi 2 Mb/g in meno rispetto alle attese di inizio anno.
- Per l'intero 2022 la domanda è ora attesa a circa 99,5 Mb/g (grazie a un quarto trimestre al di sopra dei 100 Mb/g), circa 1 milione di barili al giorno in meno rispetto alle attese di inizio anno sia rispetto al livello pre-covid del 2019. Ora il superamento dei livelli pre-pandemici della domanda petrolifera mondiale è spostato al 2023, grazie alla ripresa della Cina e dei paesi non Ocse

#### In difficoltà la ripresa della produzione sia OPEC sia non-OPEC

- Nei primi tre mesi dell'anno l'OPEC+ ha proseguito nel suo piano di aumenti mensili della produzione molto gradualmente (+400 kb/g), nella pratica risultati per di più molto inferiori per la difficoltà di diversi paesi a raggiungere la propria quota. La produzione del cartello nel resto dell'anno è inoltre soggetta all'estrema incertezza relativa alla produzione russa, oltre che alle possibilità di ripresa di quella libica.
- Il blocco alle importazioni russe da parte di Stati Uniti, Canada e Regno Unito, e più in generale la scelta di molti operatori del settore di ridurre il ricorso al greggio russo, per il rischio di sanzioni e la difficoltà a ottenere garanzie sulle compravendite con la Russia, hanno già avuto un forte impatto sulle esportazioni russe, che forniva al mercato globale circa 5 Mb/g.
- Ma è anche l'offerta non-Opec+ che sta crescendo molto meno della attese: rispetto ai quasi 3 Mb/g in più attesi per il 2022 all'inizio di quest'anno, le previsioni più recenti vedono una crescita all'incirca dimezzata (nel I trimestre la produzione USA è scesa del 2% sull'ultimo trimestre 2021, dopo che nel 2021 era rimasto su un livello leggermente inferiore al 2020).
- Per fronteggiare questa situazione i paesi membri dell'AIE hanno deciso a marzo di rilasciare oltre 180 milioni di barili di scorte di emergenza, da rendere disponibili in soli due mesi, la misura di emergenza più importante adottata nella storia dell'Agenzia.

#### Possibile ritorno all'eccesso di offerta nella seconda metà dell'anno

- In questo contesto di incertezza massima i fattori che hanno riportato il petrolio su un trend fortemente rialzista sembrano destinati a restare prevalenti almeno fino a metà anno, anche se dal secondo trimestre la flessione della domanda dovrebbe portare a un lieve eccesso di offerta. In questo scenario si avrebbe dapprima una stabilizzazione dei prezzi su livelli ben superiori ai 100 \$/bl, poi un graduale leggero ritracciamento a partire dalla fine dell'anno.

Figura 2-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni EIA Short-Term Energy Outlook

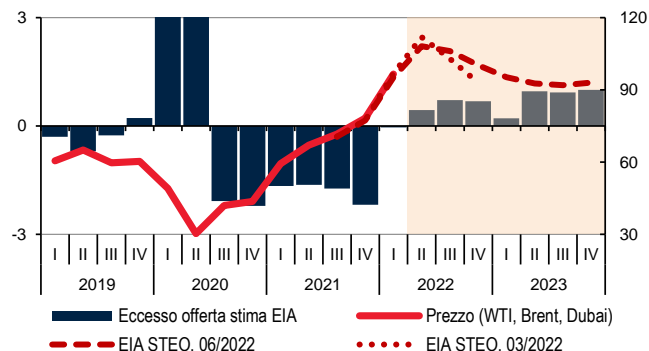


Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bl, asse dx)

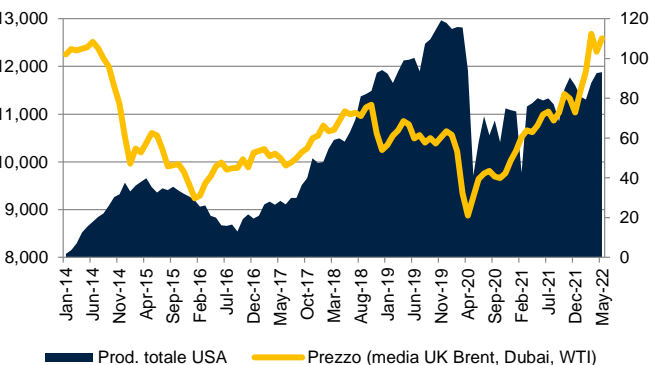
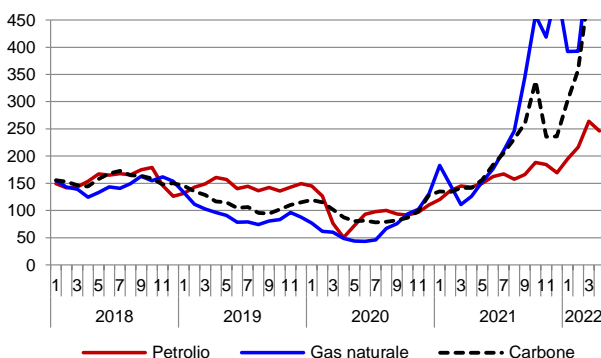


Figura 2-3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



### Prezzi del gas in ulteriore aumento nel I trimestre

- Nel primo trimestre 2022 il prezzo del gas sui mercati all'ingrosso europei ha fatto registrare un ulteriore leggero aumento congiunturale (+4% sul trimestre precedente il TTF, a 98 €/MWh, pari al +430% rispetto al I trimestre 2021). Il prezzo al TTF, che nell'ultimo trimestre del 2021 aveva registrato una media di 94 €/MWh (con il record storico su base mensile di 113 €/MWh a dicembre), nei primi due mesi dell'anno aveva subito una correzione al ribasso fino al -40% a metà febbraio rispetto alla media di dicembre, ma con il precipitare della crisi tra Russia e Ucraina è stato sospinto a nuovi massimi storici a marzo, quando la media mensile ha superato i 130 €/MWh, un valore pari a circa sei volte la media di lungo periodo.
- Il prezzo ha di nuovo subito una correzione al ribasso ad aprile e ancora a maggio, fino a 90 €/MWh, ma in un contesto di incertezza estrema circa la possibile estensione delle interruzioni dei flussi di gas dalla Russia, finora limitata a pochi paesi che non hanno aderito alla richiesta di pagamento in rubli.
- Sui mercati asiatici, che per l'intero 2021 hanno fatto da driver mondiale, con spread positivo rispetto ai prezzi sugli hub europei, i prezzi del gas hanno anch'essi toccato nuovi record, seguendo la traiettoria europea, ma dall'inizio della guerra in Ucraina sono quotati costantemente a sconto rispetto ai prezzi europei, più elevati per la necessità di dirottare il GNL verso l'area di domanda oggi in maggiore criticità.
- Un dato rimarchevole degli ultimi mesi è che anche all'Henry Hub degli Stati Uniti si è assistito a un inedito rally dei prezzi, all'unisono con quanto avvenuto sugli altri mercati, a dimostrazione della crescente integrazione del mercato globale del gas e del ruolo sempre più centrale che in esso ha il GNL USA. Sebbene su livelli ancora incomparabili con quelli europei e asiatici, il prezzo all'Henry Hub ha comunque raggiunto nuovi massimi storici, spingendosi a maggio verso i 30 €/MWh, circa tre volte la media di lungo periodo.

### La domanda inizia a subire gli effetti di alti prezzi e crisi Ucraina

- Dopo il +4,5% registrato a consuntivo nel 2021, sufficiente a più che compensare la caduta del 2020, i consumi globali di gas naturale secondo la revisione più recente, sono ora previsti in lieve calo (pari a circa 50 miliardi di metri cubi) nel 2022 (contro il precedente +1% ipotizzato a gennaio).
- La revisione al ribasso riflette fattori preesistenti al precipitare degli eventi in Ucraina, come i prezzi record e la difficoltà dell'offerta di tenere il passo della domanda. Già nella seconda metà del 2021 il ritmo di aumento dei consumi globali aveva rallentato, dall'8% del secondo trimestre al 3% del terzo fino all'1% del quarto.
- I maggiori impatti sui consumi sono ora previsti sulle aree continentali che maggiormente dipendono dalle importazioni di gas: Europa, dove è stimata una diminuzione di circa il 6%, ed Asia, dove l'aumento è ridimensionato ad il 2% rispetto alla precedente stima più che tripla (circa il 7%). Americhe, Africa e Medio Oriente dovrebbero invece risentire in misura minore dell'impatto del conflitto in corso, potendo contare sul determinante supporto delle rispettive produzioni nazionali, sebbene anch'esse colpite dagli effetti indiretti della guerra in corso, tra cui in primis gli aumenti generalizzati dei prezzi delle materie prime e la frenata dell'economia globale.
- La domanda di gas proveniente dall'area Asia-Pacifico appare dopo la pandemia comunque strutturalmente orientata a una crescita, essendo aumentata nel 2021 di circa il 6%, un ritmo (stimato) doppio rispetto alla media del quinquennio precedente, e tradottosi in un incremento dell'import pari a circa il 15% (circa 33 miliardi di metri cubi)

di cui i due terzi coperti attraverso il GNL e soltanto il rimanente da gasdotti. La Cina ha svolto in ciò un ruolo del tutto trainante, anzi determina in pratica da sola l'intero incremento della regione asiatica, con un aumento dei consumi del 12% e dell'import pari al 20% (sebbene in misura maggiore da gasdotti rispetto al GNL): sebbene anche i consumi cinesi siano in netto rallentamento nell'inverno '21-22, tuttora si ritiene che i lockdown attualmente varati in risposta ai rigurgiti del Covid 19, oltre alle ragioni climatiche di un inverno mite, costituiscano un fattore di zavorramento della domanda solo temporaneo. I consumi di India e Paesi asiatici emergenti crescono in misura più modesta, mentre per Giappone e Corea sono previsti cali sostanziali.

- A livello settoriale i maggiori impatti sono previsti sulla domanda industriale: per l'Europa la IEA prevede una domanda di gas industriale vicina ai livelli pandemici del 2020, ma valori anche notevolmente inferiori nel caso di uno scenario recessivo come quello reso plausibile e realistico dalle restrizioni di politica monetaria attuate dalle banche centrali per contrastare la fortissima inflazione innescata nel volgere di pochi mesi dagli squilibri e dalle tensioni tra domanda e offerta sui vari mercati, anche per effetto del conflitto ucraino.

Figura 2-4 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)

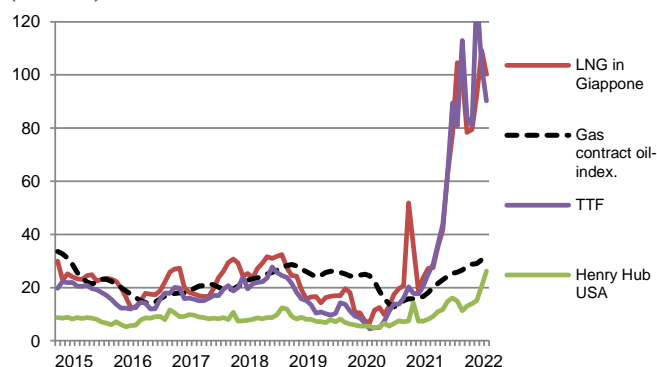
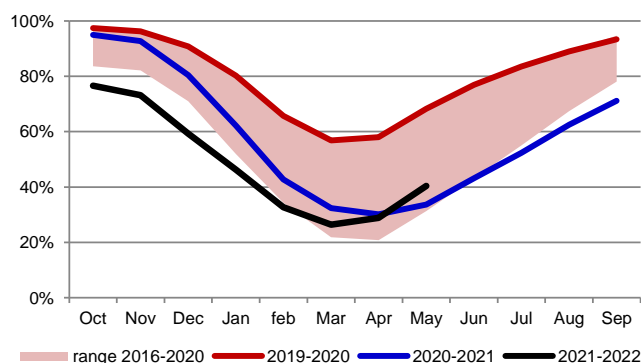


Figura 2-5 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



**Il nuovo contesto del mercato del GNL, principale fonte di crescita dell'offerta**

- Il conflitto in Ucraina ha costituito l'elemento nuovo e determinante sui nuovi assetti del mercato globale, potenziale game changer in grado di ridefinire per lungo tempo gli equilibri sul mercato globale del gas, estremizzando le fragilità preesistenti eredità della fase pandemica. In Europa il rallentamento delle forniture di gas russo a seguito delle sanzioni economiche verso la Russia si sono sommate al calo della produzione interna in atto già da tempo e alla già eccezionale carenza degli stoccaggi, una combinazione negativa di eventi appena temperata nei suoi effetti soltanto dall'inverno relativamente mite.
- I flussi dai gasdotti russi stimati per il 2022, nonostante attualmente non ci siano (né siano previste) restrizioni legalmente vincolanti all'import, sono drasticamente ridotti in considerazione sia del calo già osservato, sia dell'azzeramento delle consegne a pronti già registrato, sia soprattutto della dichiarata esplicita volontà politica di perseguire un affrancamento il più possibile ampio e rapido, compatibilmente con le tempistiche oggettivamente richieste, dalla dipendenza dal gas russo, espressa all'inizio di marzo nel Piano RePowerEU formulato dall'Unione Europea riprendendo quello elaborato poco prima dalla IEA, per ridurre la suddetta dipendenza di 2/3 entro l'anno. La fattibilità concreta di questi obiettivi resta però da verificare.
- Il nuovo contesto di razionamento del GNL tra le diverse aree importatrici, già antecedente al conflitto ucraino, appare comunque sempre più strutturale alla luce del nuovo ruolo "sostitutivo" dei mancati afflussi dai gasdotti assunto da questa fonte; così come il ruolo svolto dai prezzi e dagli stoccaggi nel determinarne ed orientarne i flussi dai Paesi esportatori (a loro volta, in primis gli Usa, condizionati dalla domanda interna).
- In questo senso, lo sbilanciamento a favore della regione asiatica potrebbe riassorbirsi già nel 2022, essenzialmente grazie a un riequilibrio (al rialzo) dei differenziali dei prezzi. Questo ribaltamento dei ruoli nell'import di GNL si è già visto ad esempio nel primo trimestre dell'anno, nel quale quello europeo di GNL è cresciuto del 70%, "a scapito" dell'area asiatico-pacifica che ne ha invece registrato una diminuzione dell'8%. A consuntivo dell'anno, è stimata una crescita del primo di ben il 25% a fronte di appena il 3% della seconda (peraltro tutta imputabile alla Cina), pari in termini assoluti rispettivamente a circa 25 e 9 miliardi di m3. Gli Stati Uniti restano il Paese indiscusso driver sia dell'incremento produttivo (65%) sia dell'export di GNL (19%) a livello globale.
- Mentre nel 2021 il commercio mondiale ha visto un rimbalzo pari al 6%, leggermente al di sotto del tasso medio di crescita del quinquennio 2015-2020 ma molto maggiore dell'incremento dell'1% registrato nel 2020, i volumi commerciati nel 2022 subiranno l'effetto combinato della scarsità di offerta, dell'incremento sostitutivo di domanda dovuta ai mancati apporti dei gasdotti russi, ma anche gli effetti di retroazione (negativa) che le conseguenti tensioni sui prezzi dovrebbero comportare e, prim'ancora, quelli derivanti dall'eventuale avvio di una fase globale recessiva o stagflattiva, perlomeno sulla parte di domanda industriale; a questi si aggiungeranno, per la parte residenziale, gli effetti della variabile climatica.
- Per quanto concerne gli stoccaggi, la stagione europea di riscaldamento invernale '21-22 è stata caratterizzata da un avvio nettamente deficitario rispetto alle medie quinquennali (per circa 15 miliardi di m3, pari a -17%), del quale metà ascrivibile a siti posseduti o controllati da Gazprom. La ridotta domanda residenziale dovuta a temperature invernali particolarmente miti, unita al maggior import di GNL (circa +60%) hanno consentito di ridurre i

prelievi e di dimezzare a fine stagione il deficit (a "soli" 8 miliardi m3). La Commissione Europea ha fissato l'obiettivo di raggiungere nuovamente il riempimento degli stoccaggi all'80% entro il 1° novembre (inizio della stagione 2022-23).

Figura 2-6 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m3, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

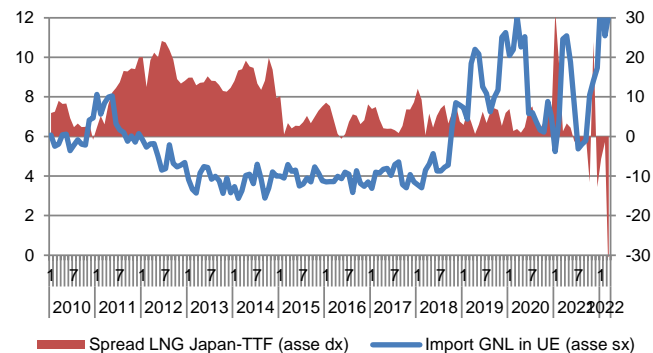
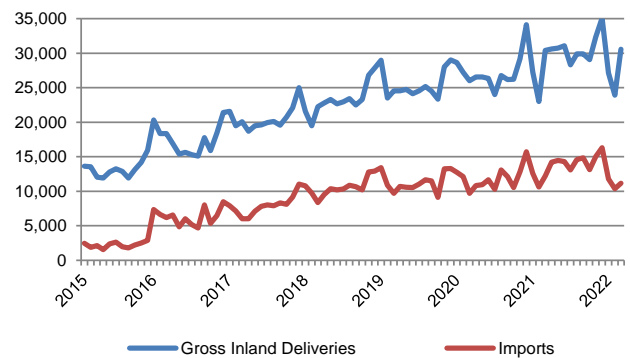


Figura 2-7 – Consumo interno lordo e importazioni di gas naturale in Cina (milioni di Sm³)





## 2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

*Nel I trimestre 2022 dal PIL una spinta all'aumento dei consumi di energia, un freno ai consumi dalle altre variabili guida*

Nel I trimestre 2022 i principali driver dei consumi energetici hanno fornito una spinta ancora positiva alla domanda di energia. L'indice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia, che sintetizza l'andamento dei diversi driver<sup>2</sup>, risulta infatti aumentato di circa il 2% rispetto allo stesso periodo del 2021, un dato che fa seguito alle variazioni tendenziali positive dei quattro trimestri del 2021 (sempre oltre il 3% tendenziale), tra le quali quella registrata nel II trimestre, quando l'indice era aumentato di quasi un quarto rispetto alla primavera 2020 (Figura 2-8). Sui primi tre mesi dell'anno in corso ha inciso in modo determinante l'impulso positivo del PIL, solo in parte ridimensionato da quello negativo dei prezzi, dal clima mite e dalla frenata della produzione industriale. Più nel dettaglio:

- Secondo le stime preliminari ISTAT (del 29 aprile 2022), nel I trimestre 2021 il PIL è aumentato del 5,8% in termini tendenziali (dati destagionalizzati e corretti per effetto calendario, valori concatenati con anno di riferimento 2015). La variazione è invece negativa (-0,2%) rispetto al trimestre precedente (dopo quattro variazioni positive): la crescita dell'agricoltura è infatti stata compensata dalla riduzione del settore dei servizi, mentre è rimasta stabile l'industria. Lato domanda, a fronte del contributo positivo della componente interna, è stata negativa la domanda estera netta. La variazione acquisita per l'intero 2022 è in ogni caso positiva e pari al 2,2%.
- Nell'insieme del I trimestre la produzione industriale ha fatto segnare un nuovo aumento tendenziale, di circa il 2,5% in media (ma è stato marginale l'aumento per i soli beni intermedi), un valore però inferiore rispetto al +5% della seconda metà dello scorso anno (dati grezzi, Figura 2-9). Nonostante la variazione tendenziale positiva, in termini congiunturali si rileva tuttavia una fase di flessione del comparto, in calo di circa l'1% rispetto al trimestre precedente (dati destagionalizzati): dopo il calo di gennaio e il parziale recupero a febbraio, l'ISTAT indica per marzo una variazione nulla sul mese precedente dell'indice della produzione (dati destagionalizzati e corretti per effetto di calendario). Il CSC (nota di aprile 2022) indica tra le cause i fattori limitativi alla produzione, quali i rincari delle commodity e delle materie prime e la scarsità di materiali, che si sarebbero accentuati nel mese di marzo per il conflitto Russia Ucraina. Secondo la nota del CSC, *il peggioramento congiunturale trova conferma nel calo di fiducia delle imprese registrato a marzo, a 105,4 da 107,9 di febbraio, e nella flessione del PMI manifatturiero (a 55,8 da 58,3 del mese scorso).*
- Nel complesso è stato marginale fornito ai consumi di energia dal fattore clima: se a gennaio le temperature più miti (rispetto al gennaio 2021) hanno favorito il calo della domanda di gas per usi riscaldamento, i successivi due mesi sono invece risultati mediamente più rigidi degli omologhi 2021 (marzo in particolare, circa 1° in meno), spingendo i consumi di gas su reti di distribuzione.
- Infine, a contenere i consumi energetici hanno in qualche misura contribuito i prezzi delle commodity energetiche, che hanno registrato un nuovo aumento congiunturale di oltre il 30% in media (+80% in termini tendenziali). Per il periodo gennaio - marzo si rileva infatti un aumento dei prezzi di gas ed elettricità rispettivamente del 42% e 55% sul trimestre precedente, più contenuto invece il rialzo del gasolio (+12%).

Figura 2-8 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

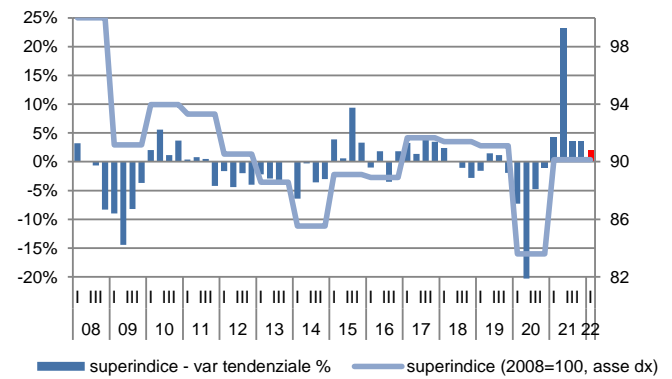


Figura 2-9 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale, dati grezzi)

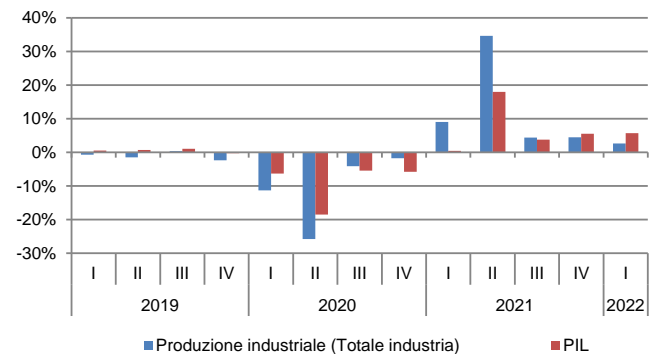
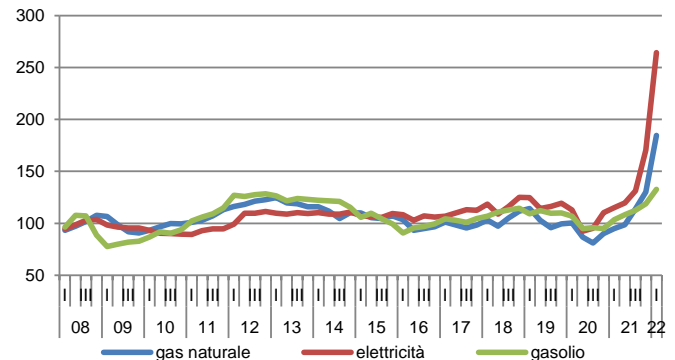


Figura 2-10 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)



<sup>2</sup> L'indice ENEA delle variabili guida è un indice composito che combina l'evoluzione di PIL, produzione industriale, gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, prezzi dell'energia, ed è utile per misurare il grado di

disaccoppiamento tra l'evoluzione dei consumi energetici e quello dei driver.



### 3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

#### 3.1. Consumi di energia primaria

*Nel I trimestre 2022 ancora in ripresa i consumi di energia primaria (oltre il 2% tendenziale), ma inferiori ai livelli pre covid*

Secondo le stime ENEA nel corso del I trimestre 2022 i consumi di energia primaria si sarebbero assestati poco al di sotto dei 44 Mtep, in aumento di oltre il 2% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Si tratta della quinta variazione tendenziale positiva, dopo gli incrementi della II metà del 2021 (superiori al 6%), e quelli più sostenuti del II trimestre (+24% sulla primavera 2020, quella maggiormente colpita dalla pandemia, Figura 3-1).

Nonostante la variazione tendenziale positiva, a inizio 2022 la domanda di energia risulterebbe tuttavia ancora inferiore di oltre 1 Mtep rispetto al fabbisogno del I trimestre 2019 (-3%), in buona parte per la domanda di petrolio nei trasporti e di gas nell'industria e sulle reti distribuzione.

La stima dei consumi di energia nei primi tre mesi dell'anno in corso risulta inoltre complessivamente coerente con l'andamento dei principali driver della domanda, anche se lievemente più sostenuta rispetto al Superindice, dato l'aumento dei volumi di traffico, rappresentato solo in modo indiretto nel Superindice ENEA. Dalla Figura 3-2 emerge come anche nel precedente biennio la domanda di energia si fosse mossa in modo coerente con il Superindice, pur mostrando cali più marcati nel 2020 ed una ripresa più decisa nel 2021, anche in quel caso per l'andamento dei consumi di petrolio nei trasporti, in riduzione a ritmi più sostenuti rispetto alle attività economiche e produttive nel 2020, in ripresa più netta nel 2021. In termini di commodity, nel I trimestre 2022 i maggiori consumi di petrolio, gas e solidi (complessivamente oltre 2 Mtep in più rispetto al I trimestre 2021), sono stati solo in parte ridimensionati dal calo di FER ed import. Nel dettaglio (Figura 3-3):

- I consumi di petrolio sono risultati ancora in netto aumento (+1,6 Mtep, +14% su un anno prima), per il proseguire della ripresa dei trasporti, ma sono ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid (-5%);
- E' aumentata anche la domanda di gas naturale, di 0,2 Mtep (+1% rispetto allo stesso trimestre 2021): il deciso incremento nella termoelettrica (+0,6 Mtep, +12%, Figura 3-4) è stato in larga parte ridimensionato dai cali negli usi diretti.
- Sono in deciso aumento anche i solidi, di oltre un quarto in termini tendenziali, e oggi solo lievemente inferiori ai livelli pre covid; il ricorso al carbone è stato particolarmente marcato nella generazione elettrica (+80% sul I trimestre 2021; Figura 3-4); la sola produzione ENEL da carbone nei primi tre mesi dell'anno ha superato i 4 TWh, il doppio rispetto allo stesso periodo 2021, e maggiore di circa il 14% rispetto ai livelli pre covid del I trimestre 2019.
- Sono in calo invece i consumi da FER (oltre 0,7 Mtep in meno (-13% tendenziale, Figura 3-4): nonostante il risultato positivo delle fonti intermittenti (+11% rispetto allo stesso trimestre 2021), la produzione idroelettrica si è fermata ad appena 5,8 TWh, quasi la metà rispetto ai 10 TWh dello stesso periodo di un anno fa, e un livello che è inferiore di oltre un terzo rispetto alla media dei primi tre mesi dei precedenti 10 anni.
- Dopo i decisi rialzi dello scorso anno, nel I trimestre 2022 sono in calo le importazioni nette di elettricità, di circa il 20% in termini tendenziali, che si fermano ad appena 9,5 TWh, uno dei valori più bassi dal 2007 (erano state ancora minori nel I trimestre 2017).

Figura 3-1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2008=100, dx)

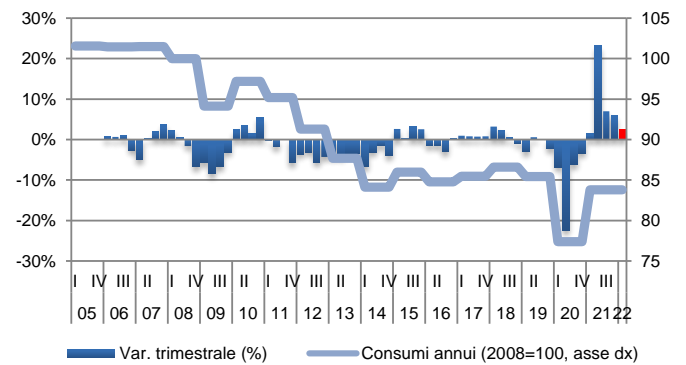


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

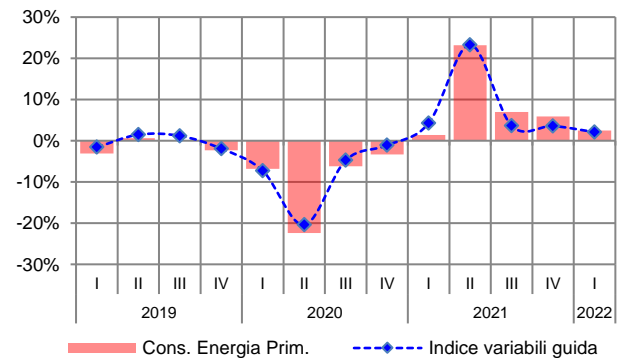


Figura 3-3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

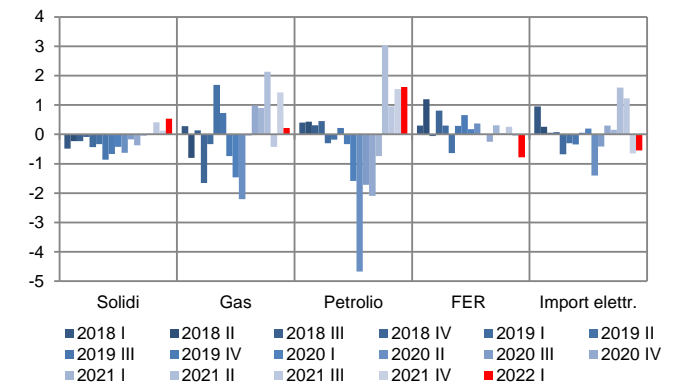
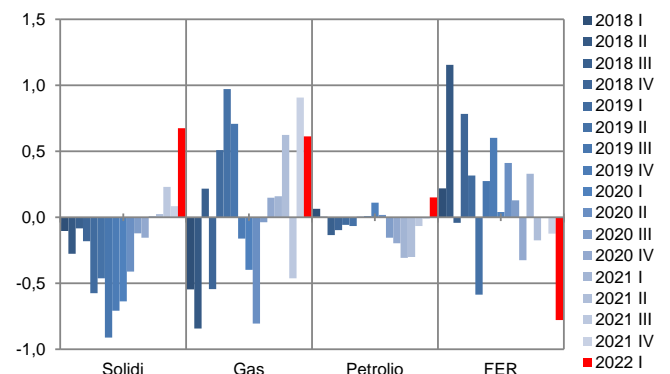


Figura 3-4 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)



### 3.2. Consumi finali di energia

*Prosegue la ripresa dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti, primo driver dell'aumento dei consumi finali di energia anche nel I trimestre 2022*

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia nel I trimestre 2022 sono ancora in ripresa tendenziale, di oltre il 2%, pur restando inferiori ai livelli del 2019 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili).

Tale dato fa seguito alle variazioni positive del III e IV trimestre 2021, di circa il 7% in media, e alla netta ripresa del II trimestre (oltre il 25% rispetto allo stesso periodo 2020), dopo il modesto incremento di inizio 2021 (Figura 3-5).

Diversamente da quanto registrato nel corso dello scorso anno, l'aumento tendenziale dei consumi finali di energia nel trimestre in esame risulta sostanzialmente coerente con quello dei consumi primari, dal momento che la domanda di elettricità è cresciuta ad un ritmo solo di poco inferiore rispetto all'insieme di gas e petrolio (+3% sul I trimestre 2021).

La ripresa dei consumi a inizio anno, circa 1 Mtep in più rispetto al I trimestre 2021, è da ricercare quasi esclusivamente nei prodotti petroliferi, che fanno registrare la principale variazione tendenziale positiva, +1,3 Mtep (+12%), confermando dunque il trend di ripresa registrato nel corso del 2021 (+11% sul 2020, quando erano crollati del 18%), restando in ogni caso ancora al di sotto dei livelli pre covid di oltre il 5%.

In aumento anche i consumi elettrici, del 2,6% tendenziale, tornati anche oltre i livelli pre covid, dopo i decisi cali del 2020 (-5,8%) e la ripresa dello scorso anno (+5,6%). A trainare la domanda sulla rete a inizio 2022 è stato soprattutto il settore dei servizi, mentre per il comparto industriale Terna stima un incremento solo marginale dell'IMCEI, dopo la crescita più sostenuta del 2021 (si veda Analisi Trimestrale 1/2022).

Tra gennaio e marzo 2022 sono invece in calo i consumi di gas naturale per usi diretti, di circa mezzo Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-3%, dati SNAM). Il calo è maturato per metà sulle reti di distribuzione e per metà negli usi industriali (a febbraio e marzo in calo tendenziale del 10%).

- In termini di contributi settoriali (Figura 3-6), l'aumento dei consumi è da ricercare quasi esclusivamente nei trasporti, in aumento di quasi il 20% tendenziale, in linea con il risultato dello scorso anno (+17%). Come emerge dalla Figura 3-7, mentre per il trasporto stradale a fine marzo 2022 i consumi calcolati sull'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) sono stimati in recupero quasi completo rispetto ai livelli del 2019, i consumi di carboturbo destinati all'aviazione sono pari ad appena 2,5 Mtep, circa la metà rispetto ai 4,5 Mtep del 2019.
- E' stato invece marginale l'aumento nel settore civile, perché il calo della domanda di gas è stato bilanciato dalla maggiore richiesta di elettricità nei servizi. Secondo i dati SNAM, la richiesta di gas su reti di distribuzione è diminuita in modo deciso a gennaio, favorita anche da temperature mediamente meno rigide rispetto a gennaio 2021, è aumentata invece a marzo, in modo coerente con la temperatura più rigida di circa 1°.
- Stimata in lieve riduzione invece la domanda di energia nel comparto industriale, in linea con la frenata della produzione industriale (in particolare per i soli beni intermedi), in primis per la minore domanda di gas (oltre il 5% in meno rispetto ai primi tre mesi 2021, dati SNAM), minori invece i consumi elettrici, +1% tendenziale secondo l'IMCEI Terna. La Figura 3-5 mostra inoltre come con la ripartenza delle attività produttive e degli spostamenti i consumi finali di energia su base annua calcolati a fine marzo 2022 siano appena inferiori rispetto ai livelli pre covid 2019 e ben oltre i livelli minimi del 2014, dopo che nel 2020 la pandemia li aveva bruscamente riportati nettamente al di sotto di tale soglia (meno 7 Mtep).

Figura 3-5 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tend. (asse sx, Mtep)

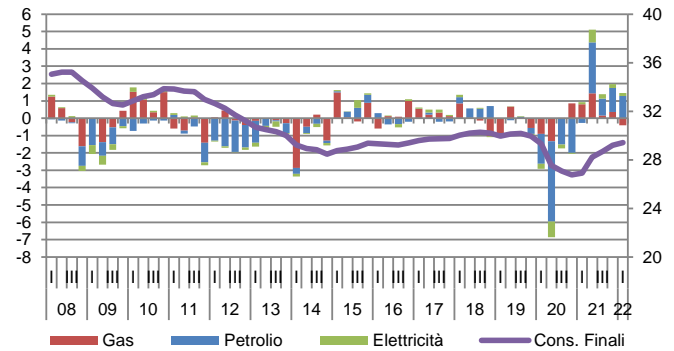


Figura 3-6 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

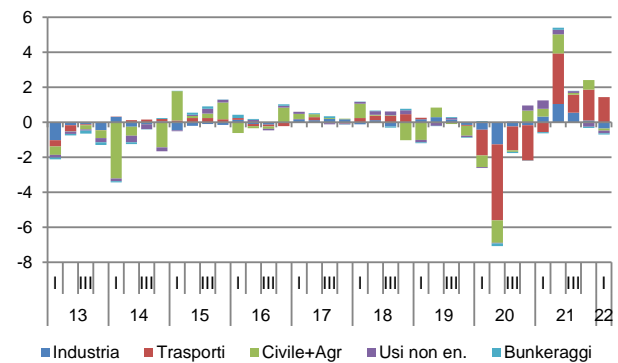
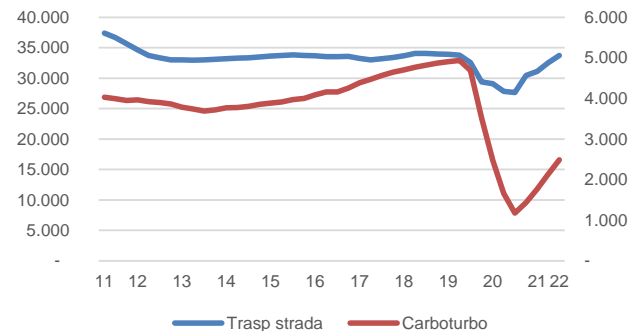


Figura 3-7 - Consumi di energetici per trasporto stradale ed aereo (asse dx, ktep)



## 4. Decarbonizzazione

*Emissioni di CO<sub>2</sub> a inizio 2022 ancora in deciso aumento tendenziale (+8%); in recupero quasi completo rispetto ai livelli pre covid*

- Secondo le stime ENEA le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico nazionale nei primi tre mesi 2022 sono aumentate di oltre l'8% rispetto al primo trimestre 2021 (Figura 4-1), in linea con la decisa variazione positiva di fine 2021 (+10%) e dopo il forte rimbalzo del II trimestre (+25%, coerente con il dato dei consumi di energia).
- Complessivamente a fine marzo 2022 le emissioni calcolate su base annua sarebbero in aumento tendenziale di oltre il 10%, e solo marginalmente inferiori rispetto ai livelli pre-covid del 2019, dopo che nel 2020 erano diminuite crollate dell'11% sul 2019 e a fine 2021 erano risalite a -4% rispetto al 2019.
- Il deciso aumento tendenziale delle emissioni del I trimestre 2022 risulta almeno tre volte maggiore di quello della domanda di energia primaria: nel trimestre, a fronte del calo di FER ed import elettrico, le fonti fossili sono infatti stimate in aumento di oltre il 6%, e solidi e petrolio, maggiormente carbon intensive, sono aumentate nell'insieme di circa il 15%.

*Decisivo il contributo dei settori ETS, in aumento tendenziale a doppia cifra, spinti dal risultato della generazione elettrica; crescono anche le emissioni dei settori non ETS*

- L'aumento tendenziale delle emissioni del I trimestre 2021 è riconducibile per circa il 40% ai settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora), per i quali si stima un aumento della CO<sub>2</sub> di circa il 5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (Figura 4-2), principalmente per la ripresa dei consumi di petrolio nei trasporti. Si tratta di una variazione positiva ancora forte ma inferiore rispetto a quella registrata nel 2021 (oltre il +10% sul 2020).
- Dati gli aumenti già registrati nei precedenti tre trimestri, a fine marzo 2022 le emissioni dei settori non-ETS calcolate sull'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) sono stimate in aumento di circa il 10% in termini tendenziali, con un recupero quasi completo dei livelli 2019. Tale ripresa, tra l'altro non pienamente "esaurita" se si considera che il traffico (specie aereo) è ancora decisamente inferiore ai livelli pre covid, porta la traiettoria delle emissioni settoriali ad allontanarsi dai target al 2030, recentemente rivisti a rialzo dal pacchetto Fit for 55 (per i non-ETS la quota assegnata all'Italia è -43,7% rispetto al 2005, un aumento di oltre 10 p.p. rispetto al target precedente, Figura 4-3).
- Nel trimestre in esame si è registrata una risalita anche più marcata delle emissioni dei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica), + 15% circa sul I trimestre 2021; i settori ETS hanno contribuito a circa il 60% dell'aumento complessivo delle emissioni. Il risultato di inizio 2022 porta le emissioni settoriali (in aumento di oltre il 10% se calcolate sull'anno) poco al di sotto dei livelli pre covid del I trimestre 2019, dopo il crollo del 2020 (-12%) e il rimbalzo dell'anno successivo (Figura 4-2). A incidere in modo deciso su tale risultato è il settore della generazione elettrica, in cui tutti i fattori hanno spinto le emissioni di CO<sub>2</sub> (aumento della domanda, calo delle importazioni, minor ricorso alle FER, incremento dei solidi).
- Alla luce dei dati di fine 2021 e di inizio 2022 è tornata ad allargarsi la distanza della traiettoria delle emissioni settoriali dai nuovi target 2030 (per i settori ETS fissati al -61% rispetto al 2005).

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

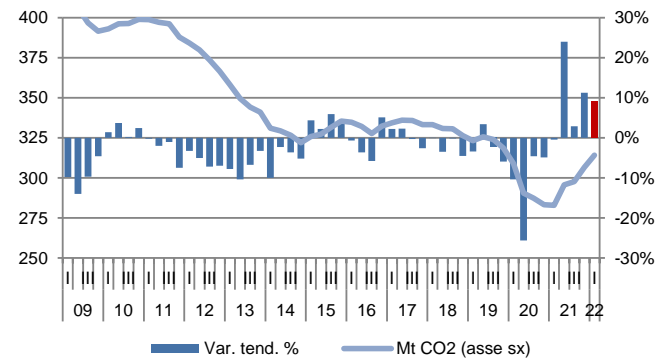


Figura 4-2 - Emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> nei settori ETS e non-ETS (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

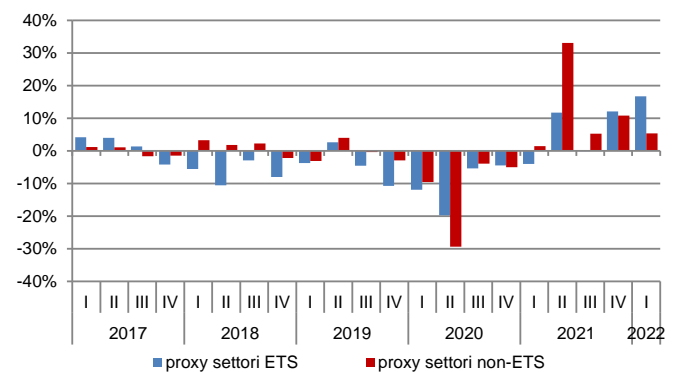
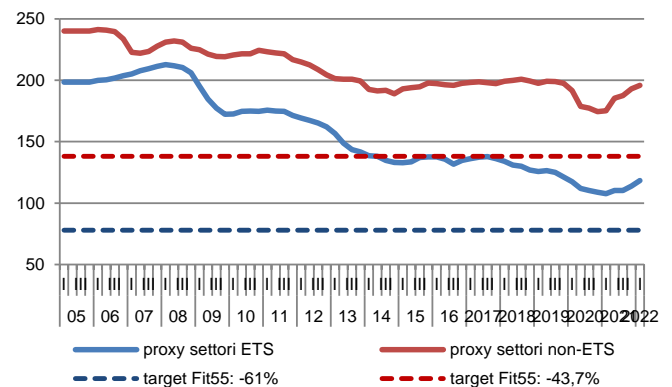


Figura 4-3 - Stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e non-ETS nell'anno scorrevole (somma degli ultimi quattro trimestri, Mt) e obiettivi 2030



- In termini di settori (Figura 4-4), l'incremento tendenziale delle emissioni nei primi mesi dell'anno in corso è da ricercare per circa i 2/3 nel risultato della trasformazione, per il resto nella ripresa dei consumi nel settore dei trasporti, mentre sono stimati negativi, anche se minori, i contributi di civile e industria.
- Nel corso del 2021 oltre la metà dell'incremento delle emissioni era imputabile ai trasporti (responsabile di oltre il 50% del calo del 2020), un quarto circa al civile, il resto alla ripresa dei consumi per attività produttive e generazione elettrica (responsabili del 40% delle riduzioni del 2020).

#### Balzo delle emissioni della generazione elettrica

Nel I trimestre 2022 le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore della generazione elettrica sono stimate superiori di oltre il 25% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, la variazione tendenziale più marcata dell'ultimo ventennio. Dalla Figura 4-5 emerge come già nel corso del II e IV trimestre dello scorso anno si fossero registrati incrementi tendenziali di rilievo (a doppia cifra): il risultato del trimestre in esame porta le emissioni settoriali calcolate su base annua in aumento tendenziale superiore al 10%, e poco sotto ai livelli pre covid del 2019, dopo il crollo del 2020 (-11%) e il -3% medio annuo del periodo 2016-19.

Per analizzare l'andamento delle emissioni del settore, in Figura 4-5 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, della quota di produzione termica sul totale e dell'intensità carbonica della produzione termica. Emerge come nel trimestre in esame tutte le componenti abbiano fornito un contributo alla riduzione della CO<sub>2</sub>, anche se i contributi più rilevanti sono arrivati dalla quota di produzione termica e dall'intensità carbonica della produzione termica. Nel dettaglio:

- la produzione nazionale nel I trimestre 2022 è cresciuta di quasi 4,5 TWh (+6,7% tendenziale), spinta da un lato dall'aumento della domanda di elettricità sulla rete (+2 TWh), dall'altro dal calo delle importazioni nette (-2,5 TWh), e ha fornito dunque un netto impulso all'aumento delle emissioni settoriali (quantificabile in oltre il 6%). Anche nel 2021 questa componente aveva fornito un impulso positivo alle emissioni (+2,5 % in media), anche perché era in forte ripresa la domanda elettrica sulla rete, che si era contratta nel 2020.
- Nel trimestre in analisi la produzione termica nazionale risulta in aumento più che doppio rispetto alla produzione complessiva, e pari al +18% tendenziale, spinta dal deciso calo della produzione da FER (-13%). La quota di produzione termica sul totale, pari a circa il 73% (il dato più elevato da inizio 2017), è quindi in deciso incremento rispetto allo scorso anno, e rappresenta la causa principale dell'aumento delle emissioni settoriali nel trimestre in esame (+10%). Anche nel 2021 questa componente aveva fornito una spinta all'aumento delle emissioni, anche se decisamente più contenuta.
- Nei primi tre mesi dell'anno in corso anche l'intensità carbonica della produzione termica (gCO<sub>2</sub> per kWh<sub>el</sub> prodotto) è stimata in aumento tendenziale, dato il deciso incremento della produzione da solidi, maggiore di quello del gas naturale, fornendo quindi una spinta all'aumento delle emissioni settoriali pari al 6% circa. Nel 2021 da questa componente era invece arrivato un contributo complessivamente negativo, seppur marginale rispetto a quello positivo delle altre due componenti, dato l'aumento della quota di gas nel mix di produzione (a scapito del petrolio). Il dato di inizio 2022 pare quindi confermare e peggiorare il dato del 2021, già in attenuazione rispetto al trend del precedente biennio (-7% in media), quando si registrava una decisa accelerazione del phase out del carbone.

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

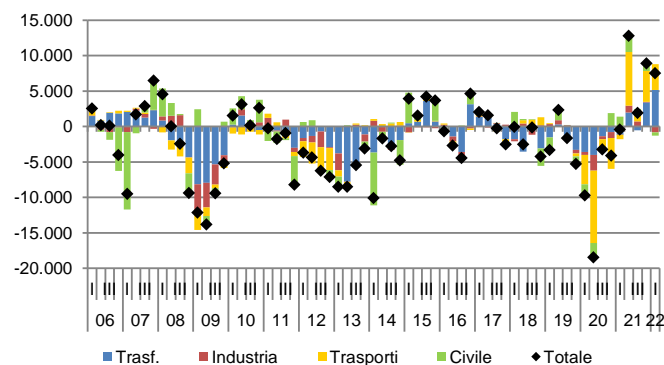
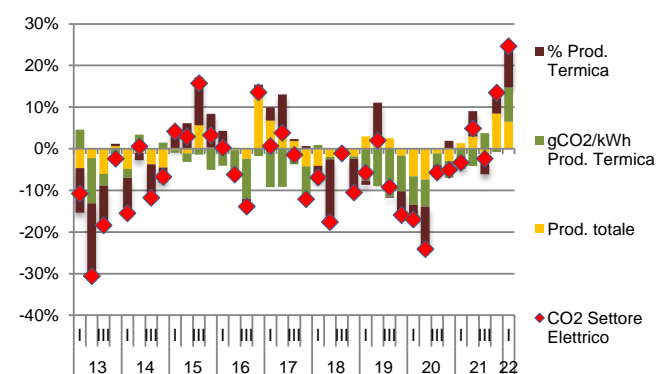


Figura 4-5 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale





## 5. Sicurezza del sistema energetico italiano

### 5.1. Sistema petrolifero

*Si conferma in crescita la quota OPEC sulla produzione mondiale*

- Nella seconda metà del 2021 e ancora nel I trimestre 2022, con la lenta ripresa della produzione non OPEC, i paesi del cartello hanno rappresentato la prima e più importante fonte di ripresa dell'offerta, con aumenti sull'anno precedente dell'ordine di circa 3 Mb/g in ciascuno degli ultimi tre trimestri, tali da riportare la produzione OPEC ai livelli di inizio 2020. Per la prima volta da molti anni la quota OPEC sul mercato petrolifero mondiale è dunque tornata dunque a salire nel 2021, e una crescita ulteriore di questa quota, anche di dimensioni maggiori, è al momento prevista per il 2022 (Figura 5-1).
- Per il 2022 si prevede un aumento tendenziale della produzione di circa 2,5 Mb/g nei paesi OPEC, tale da riportare la loro produzione media annua poco al di sotto di quella del 2019, mentre restano lenti gli aumenti produttivi non OPEC. In particolare è rimarchevole come nel 2021 la produzione USA sia rimasta su un livello perfino (marginalmente) inferiore a quello del 2020, e la più recente previsione dell'Energy Information Administration per la prima metà del 2022 è ora di un aumento di appena 400 kb/g rispetto al 2021.

*Quinto aumento consecutivo dell'import di greggio in Italia*

- Nel primo trimestre 2022 le importazioni italiane di greggio hanno fatto registrare la quarta variazione tendenziale positiva consecutiva, dopo le forti variazioni negative registrate nei cinque trimestri precedenti, che nel 2020 le avevano ridotte in media annua del 20% rispetto al 2019. Le importazioni nette di greggio sono salite nell'ultimo trimestre di circa 1,4 milioni di tonnellate rispetto al I trimestre 2021 (+12%).
- Le importazioni degli ultimi dodici mesi risultano superiori di circa 8 Mt rispetto a quelle complessive del 2020, ma ancora inferiori di circa 5 Mt rispetto a quelle del 2019.
- Riguardo alla distribuzione dei fornitori di greggio italiano, la dinamica del mix non è coerente con il dato globale, che vede un aumento del peso dei paesi OPEC, mentre in Italia la quota OPEC è costante su una quota di circa il 44% dell'import totale. La variazione più significativa dei primi tre mesi dell'anno ha riguardato invece il greggio statunitense, aumentato di quasi cinque volte, tanto da arrivare praticamente alla quota del 10% delle importazioni italiane.
- In forte aumento anche l'import dal Kazakistan, soprattutto a marzo anche in sostituzione del gas russo, che nello stesso mese ha subito un drastico ridimensionamento.
- Nonostante flussi in calo l'Azerbaijan resta il primo fornitore italiano (al 20% del totale), così come la Libia resta il secondo fornitore (al 17%), l'Iraq il terzo (al 14%) e la Russia il quarto (al 13%), mentre gli USA sono risultati il quinto fornitore doppiando la quota dell'Arabia Saudita.

*In calo la produzione interna di greggio*

- Nel I trimestre 2022 la produzione italiana di greggio è diminuita di altre 280 kt (-20% sul I trimestre 2021). Nell'anno scorrevole (ultimi quattro trimestri) la produzione italiana (circa 1,2 Mt) resta superiore ai livelli medi dell'ultimo quinquennio, ma inferiore di quasi 200 kt rispetto ai circa 1,4 Mt della prima metà del decennio scorso.
- Nel I trimestre la produzione interna di greggio è diminuita in tutti i principali paesi europei, con un calo del 18% nella media UE, quarto calo tendenziale consecutivo.

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2022 proiezioni IEA e EIA-DOE)

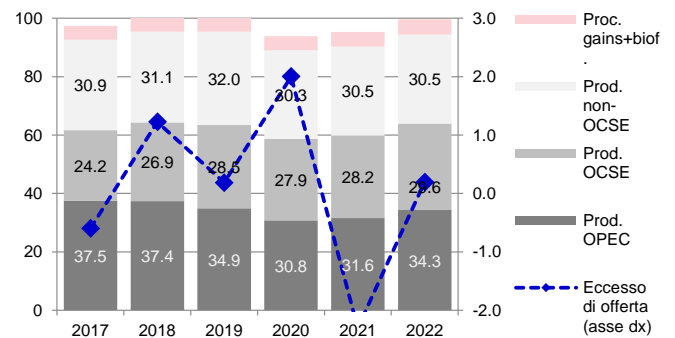


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

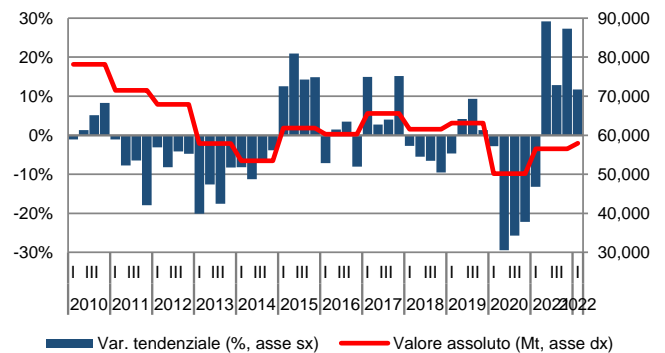


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

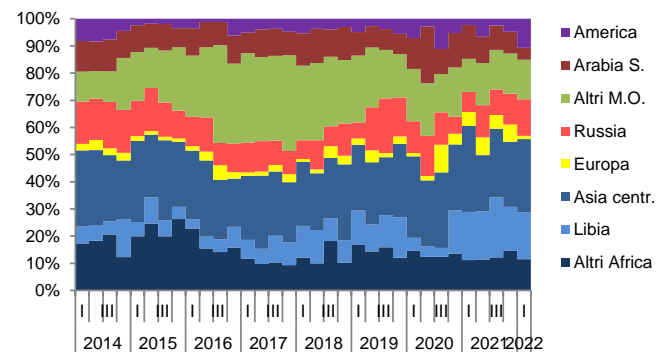
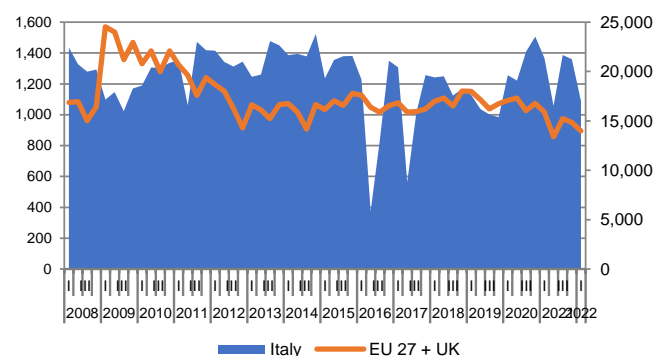


Figura 5-4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)





### Balzo dei crack spread dei prodotti su livelli record

Nel primo trimestre del 2022 il deciso miglioramento registrato dai margini dei principali prodotti petroliferi nella seconda parte del 2021, grazie alla conferma delle aspettative di ripresa della domanda, si è evoluto in un rally senza precedenti, per l'emergere di una crescente carenza di distillati medi in particolare, in un mercato globale in cui equilibri sono stati sconvolti dagli effetti del conflitto Russia-Ucraina. Quest'ultimo ha in pratica accelerato ulteriormente le dinamiche già in atto, aggiungendo ulteriore tensione a un mercato già teso, con alta volatilità e prospettive estremamente incerte.

- I margini sui distillati medi, che per tutto il 2021 erano rimasti ancora inferiori a quelli della benzina, sono balzati a livelli record. Il crack del diesel sul mercato continentale è arrivato a una media di oltre 35 \$/bl (era a 7 \$/bl un anno prima, sebbene in uno scenario profondamente diverso, ancora penalizzato dalla lenta ripresa dei consumi di diesel dopo la pandemia). Nei primi due mesi dell'anno i margini del diesel erano risultati in realtà di poco superiori a quelli di fine 2019, in coerenza con una domanda ormai tornata ai livelli pre-covid. A fine febbraio, con l'inizio del conflitto in Ucraina, il crack spread è improvvisamente balzato a livelli senza precedenti, costantemente superiori ai 60 \$/bl a marzo e nei due mesi successivi, per il venir meno della tradizionale fonte di offerta in grado di compensare la carenza di distillati medi in Europa. A questo si è aggiunta la difficoltà di molte raffinerie europee a sostituire i grezzi sour Urals.
- Andamento simile ha avuto nel trimestre il crack della benzina, nei primi due mesi dell'anno sui livelli di fine 2021, poi balzato da marzo su livelli record, sebbene inferiori a quelli del diesel. La media del I trimestre è stimata in questo caso superiore ai 20 \$/bl, ma da marzo anche il crack della benzina ha registrato aumenti molto forti, sebbene l'Europa sia storicamente un esportatore netto di benzina.
- Anche il crack del jet fuel è tornato su buoni livelli nei primi mesi dell'anno, grazie al consolidamento della ripresa del traffico aereo, e con la guerra in Ucraina ha ricevuto ulteriore supporto dalle tensioni sui distillati medi.
- Margini in aumento ha registrato anche VLSFO, dapprima per il trend di aumento del traffico marittimo e per una qualche sostituzione dell'olio combustibile al gas naturale nella termoelettrica a seguito degli alti prezzi del gas. Con la guerra in Ucraina il crack del VLSFO ha seguito il trend dei distillati medi.

### Balzo dei margini di raffinazione, in Italia inferiore che altrove

- I margini di raffinazione di tutte le aree, che già dalla metà del 2021 avevano beneficiato dei miglioramenti della marginalità dei prodotti, fino ad agosto combinata anche con una fase ancora ribassista dei prezzi del greggio, hanno registrato un ulteriore deciso miglioramento nel primo trimestre 2022, balzando su livelli elevatissimi a partire da marzo, a seguito dei su descritti aumenti dei crack spread dei prodotti (e nonostante l'aumento dei prezzi del greggio).
- Nel primo trimestre 2022 l'Italia ha rappresentato una parziale eccezione al trend di forte aumento dei margini, perché nella media trimestrale i margini sono rimasti più contenuti che altrove, perfino ancora negativi nel caso del margine dichiarato da ENI e del margine "EMC benchmark" calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo), anch'esso ancora negativo in media trimestrale (a -0,5\$/bl). In parziale controtendenza il margine dichiarato da Saras, a +8,4 \$/bl.
- I margini di tutte le aree, Italia compresa, hanno poi registrato un balzo ancora più notevole a partire da marzo, tanto che ad aprile sia il margine ENI sia l'EMC benchmark risultava vicini ai 20 \$/bl, valori comunque inferiori a quelli dell'Europa Nord-occidentale.

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

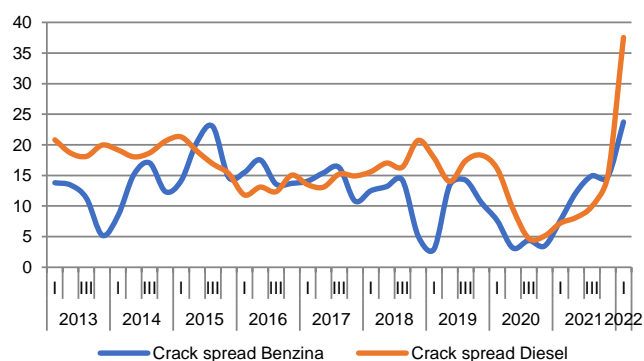


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)

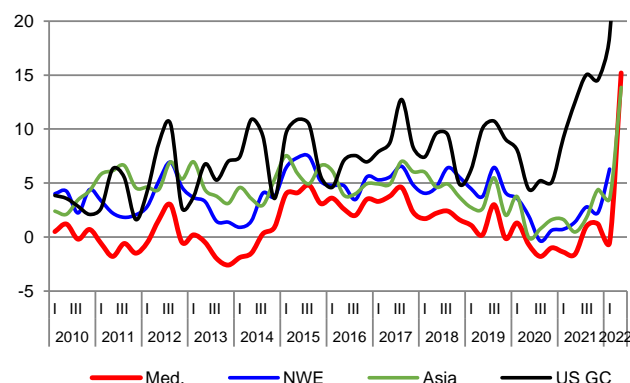


Figura 5-7 - Differenziale tra i greggi Ural e Brent (\$/bl)

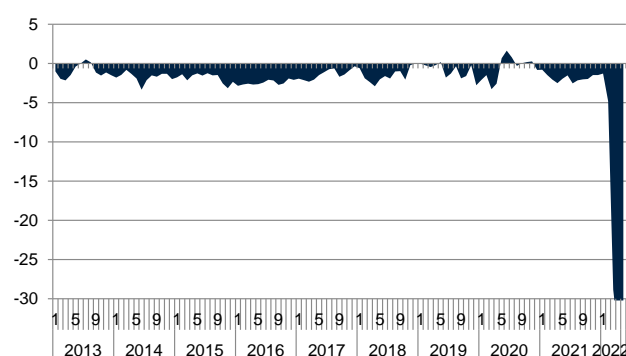
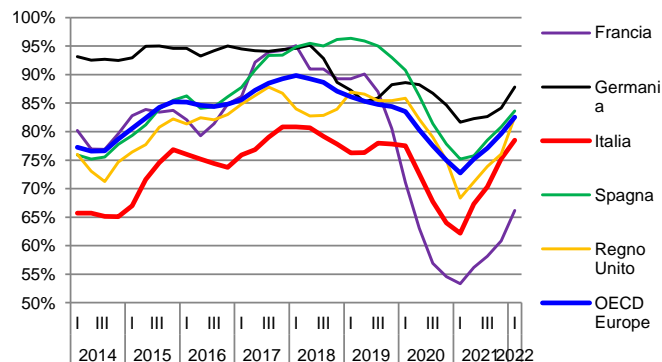


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (media degli ultimi 4 trimestri, %)



**Crollo della domanda di Ural, ora quotato a sconto record sui greggi leggeri**

Negli ultimi mesi del 2021 e nei primi del 2022 i margini di raffinazione avevano beneficiato anche dell'allargamento del differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet. In particolare le raffinerie più complesse, i cui profitti sono legati all'acquisto di materia prima di qualità medio-bassa, avevano sofferto i tagli produttivi OPEC+, che hanno tolto dal mercato una grande quantità di greggi medio-pesanti e ad alto contenuto di zolfo, generando un calo dell'offerta ed un conseguente aumento del loro prezzo.

Con l'estensione delle sanzioni alla Russia e il crollo della domanda di greggio Urals lo sconto di quest'ultimo rispetto ai greggi leggeri è salito a livelli senza precedenti, tanto che già nella media primo trimestre del 2022 lo sconto medio è stato superiore ai 10 \$/bl (era stato di circa 1 \$/bl nel quarto trimestre del 2021). E da marzo in poi è balzato a circa 30 \$/bl.

**Tasso di utilizzo degli impianti e lavorazioni di greggio presumibilmente in forte aumento dalla fine del I trimestre**

- Il miglioramento delle condizioni di mercato aveva portato nel 2021 a un lento incremento dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione europei. Per il primo trimestre 2022 sono disponibili dati ancora molto parziali, con segnali di rallentamento in particolare in Italia, anche a causa di manutenzioni. Nella media degli ultimi quattro trimestri il tasso di utilizzo degli impianti in Italia è comunque stimato a circa il 78%, ben 16 punti percentuali in più rispetto al minimo fatto registrare nei quattro trimestri seguiti all'inizio della pandemia.
- La risalita dai minimi è stata relativamente omogeneo nei diversi Paesi europei, tanto che la posizione ciascuno ha mantenuto la posizione relativa che aveva prima della pandemia, con l'eccezione della Francia, che sembra essere stata particolarmente colpita dalla crisi e che risulta ora il Paese con il minore tasso di utilizzo degli impianti
- Nel secondo trimestre, però, con l'eccezionale situazione del mercato determinata dalla guerra è prevedibile un utilizzo degli impianti, e quindi delle lavorazioni di greggio, su valori massimi possibili, in modo da beneficiare dei margini senza precedenti.

**In forte riduzione l'export netto di prodotti raffinati**

- Nel primo trimestre 2022 è tornato a ridursi drasticamente l'export netto italiano di prodotti petroliferi (Figura 5-10). Rispetto al trimestre precedente due forti contrazioni hanno riguardato il gasolio (-600 kt), l'olio combustibile (quasi 1 Mt in meno) e gli altri distillati pesanti (-200 kt), mentre le esportazioni di benzina hanno registrato una flessione più contenuta.
- D'altro canto le importazioni di carboturbo, che nel IV trimestre 2021 avevano avuto un balzo, sono tornate sui livelli del II trimestre dello scorso anno, ma restano in deciso aumento rispetto al primo trimestre 2021 (+200%).
- Nel trimestre è tornato a scendere verso l'unità il rapporto tra produzione e consumo di gasolio, che comunque nella media degli ultimi quattro trimestri si colloca al di sopra del minimo decennale, pari a 1, registrato a metà 2021.

Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

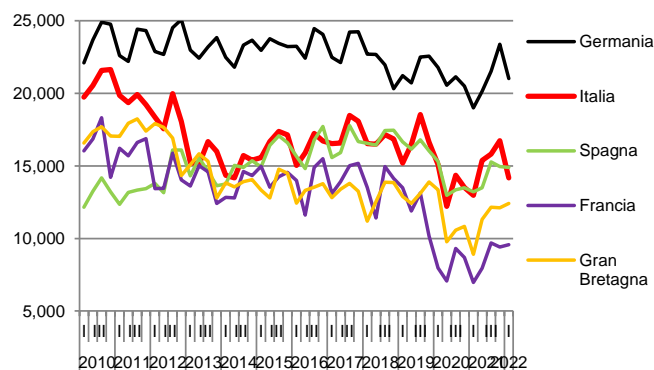


Figura 5-10 – Importazioni nette di prodotti petroliferi (kt)

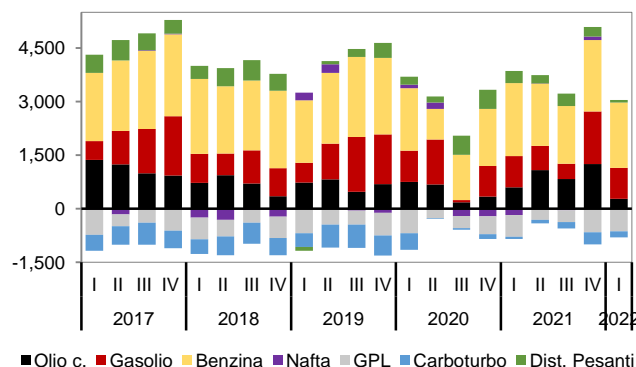


Figura 5-11 – Rapporto tra produzione e consumo di gasolio – media mobile a 4 termini

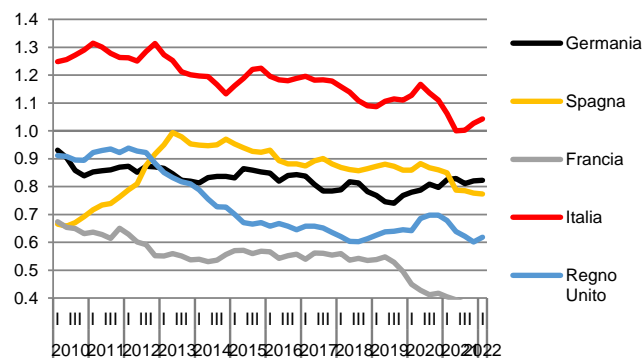
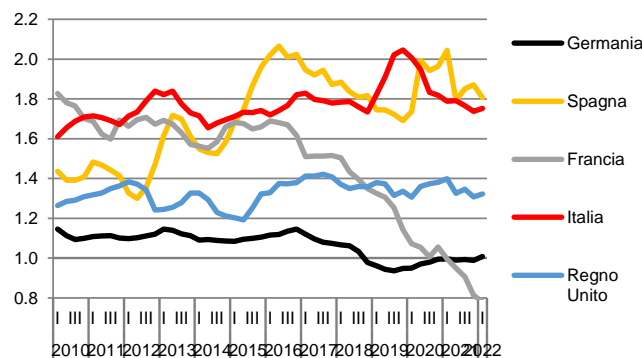


Figura 5-12 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina – media mobile a 4 termini



## 5.2. Sistema del gas naturale

### Consumi europei di gas in calo nel I trimestre 2022

Nel primo trimestre 2022 la domanda europea di gas naturale è diminuita complessivamente del 9,2% rispetto a un anno prima (15,5 mld m<sup>3</sup> in valore assoluto). La variazione è stata in realtà marginale nel caso della generazione elettrica (-1,4 miliardi di m<sup>3</sup>, -4,5%), mentre la domanda degli usi diretti ha perso 14,1 mld di m<sup>3</sup>, da 137 a 122,9, pari al -10,3%), frenata dall'inverno mite che ha ridotto i consumi del residenziale.

Rispetto al forte rimbalzo post pandemico avvenuto nel primo semestre 2021, si può individuare da allora un certo trend neutro-negativo di riassorbimento dei consumi di gas naturale che si è manifestato nelle vistose contrazioni avvenute soprattutto nel terzo trimestre 2021 (in particolare per la generazione elettrica, dove si è assistito alla sostituzione del gas con il carbone, ripresa a ritmi ancora maggiori con la guerra in Ucraina; Figura 5-14) e poi appunto nel primo del 2022, che hanno riportato i consumi sui valori del primo trimestre 2020, ossia agli esordi della pandemia Covid 19. Il trend di riflusso dei consumi si evidenzia con la persistente tendenza degli ultimi trimestri a rimanere al di sotto della media decennale: questo vale maggiormente per gli altri usi rispetto a quelli, più stabili, della generazione elettrica (Figura 5.14).

L'andamento dei consumi di gas conferma il disaccoppiamento rispetto alla crescita economica già evidenziato nell'ultimo trimestre 2021: i PIL dell'area euro e dell'EU27 hanno registrato nel primo trimestre 2022, secondo le ultime stime Eurostat, un aumento congiunturale rispettivamente dello 0,6% e dello 0,7%, in accelerazione rispetto all'ultimo trimestre 2021 (0,2 e 0,5%). Rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, la crescita è stata del 5,4% nell'area euro e del 5,6% nell'EU27. La divaricazione tra consumi e PIL non solo conferma la perdita di competitività economica del gas naturale dovuta agli elevatissimi livelli dei prezzi, ma lascia anche supporre una progressiva erosione della vera e propria sopportabilità di tali livelli: in altri termini, l'intrinseca rigidità della domanda ai prezzi riesce sempre più a fatica a compensare il loro aumento, per cui i consumi mostrano di divenire sempre più limitati all'essenziale. Inoltre, in prospettiva, anche la stessa crescita economica appare minata nel resto dell'anno a causa degli effetti del conflitto russo-ucraino: le stime più recenti per l'Eurozona hanno ridotto le previsioni di crescita al 2,7% per il 2022 (dal 4%) e al 2,3% (dal 2,8%) per il 2023.

### Importazioni di GNL in Europa in fortissima crescita

Le importazioni europee di GNL hanno subito nel primo trimestre 2022 una fortissima accelerazione, salendo a 36,7 mld di m<sup>3</sup> (con una media mensile pari a 12,2 mld di m<sup>3</sup>), in crescita sia rispetto al trimestre precedente (+39%) sia - in misura ancora maggiore - rispetto allo stesso trimestre 2021 (+60%). In termini assoluti questi valori rappresentano i massimi storici - superiori a quelli del primo trimestre 2020 (32,5 mld m<sup>3</sup>). In ciascun mese del trimestre si sono mantenuti costantemente al di sopra del range della media decennale (Figura 5-15).

Nell'ultimo triennio si possono individuare alcune fasi distinte nell'evoluzione dell'import europeo di GNL e nelle relazioni di causa-effetto ad esse associate. Nella prima, precedente al Covid 19 e culminata al suo esordio ad inizio 2020, la crescita pluriennale dell'import di GNL aveva trovato un doppio traino: da un lato la correlazione diretta alla crescita economica e, dall'altro, la convenienza derivante dai prezzi - sia assoluti, sia relativi - sempre più bassi e dovuti al contesto di eccesso strutturale di offerta. Nella seconda fase (l'intera parte centrale del 2020), corrispondente allo stadio più acuto della pandemia e al conseguente crollo dell'attività economica a causa dei lockdown, la forte diminuzione della domanda (soprattutto industriale) è stata compensata dalla fortissima ulteriore diminuzione dei prezzi che ha supportato la domanda

residenziale contribuendo dunque ad una tenuta complessiva dell'import. Successivamente nella parte finale del 2020 e in quella iniziale del 2021 l'import di GNL è stato nuovamente supportato dalla ripresa economica nel forte rimbalzo globale post Covid, ma proprio questo, unito sia alle difficoltà logistiche di una filiera di fornitura globale colta impreparata e in deficit di investimenti, sia ad una domanda repentinamente aumentata per ragioni congiunturali climatiche particolarmente fredde, aveva determinato un ribaltamento della struttura del mercato con un fortissimo aumento dei prezzi, un contesto di razionamento delle forniture e un dirottamento di queste ultime verso i mercati asiatici: di qui il crollo dell'import europeo, sostanzialmente interpretabile come domanda insoddisfatta. Quest'ultimo deficit è stato recuperato e riassorbito nella primavera del 2021, quando la domanda si è mostrata talmente forte - per ragioni sia economiche, sia climatiche, sia per livelli degli stoccaggi ridotti nettamente sotto la media - da risultare rigida e resistente al pur alto livello dei prezzi, attirando import verso l'Europa. Nella seconda parte del 2021 è poi seguito un nuovo pesante ridimensionamento dovuto a un'ulteriore crescita dei prezzi del gas tale da minarne la competitività sia in termini assoluti, sia in termini relativi, sia in termini ambientali (ossia al netto dei vantaggi correlati alla minor intensità carbonica e ai risparmi sui costi delle emissioni).

Infine, a inizio 2022 e poi con il conflitto ucraino l'import è balzato ai massimi, contestualmente a prezzi record del TTF, necessari per sottrarre il GNL al mercato asiatico al fine di sostituire i flussi di gas russo, che l'UE ha scelto di ridurre drasticamente. Si tratta di un cambiamento di regime per il mercato europeo, non più acquirente marginale di GNL, a diretto competitore del mercato asiatico.

Figura 5-13 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m<sup>3</sup>) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

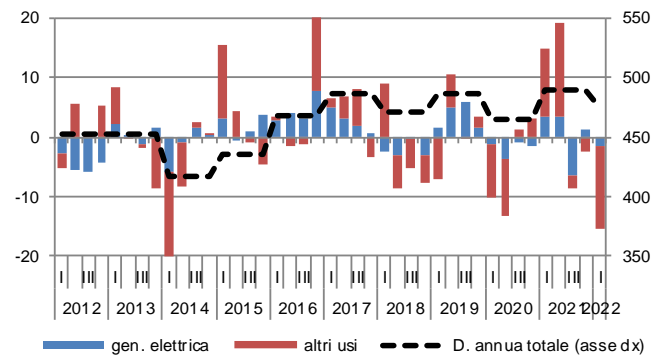
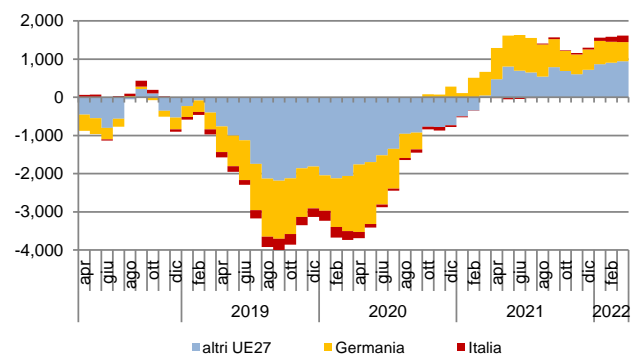


Figura 5-14 – Consumi di carbone nella generazione elettrica in Germania, Italia e altri UE – media mobile a 3 mesi, var. rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (Mtep)



### Export Usa in forte espansione

Il forte aumento dei carichi di GNL in Europa nel primo trimestre 2022 è legato in primo luogo all'export degli Stati Uniti, che ha subito una nettissima accelerazione, portandosi a 18,8 mld m<sup>3</sup>, pari all'86% in più rispetto al trimestre precedente e a +162% in termini tendenziali. L'andamento delle esportazioni verso l'Italia ricalca fedelmente quello europeo, portandosi da 304 a 786 mln m<sup>3</sup> (+158% a/a). Si tratta nel complesso di valori ormai quasi doppi dei massimi toccati in precedenza a fine 2019 e a fine 2021, con l'intermezzo della pandemia Covid 19 in seguito alla quale si erano drasticamente ridotti nel terzo trimestre 2020 in corrispondenza dei minimi storici toccati dai prezzi del gas. Tali valori confermano e dimostrano il cambiamento della struttura di mercato a livello globale, dove si è passati da una funzione di bilanciamento degli eccessi di offerta assunta per lungo tempo dal mercato europeo grazie all'utilizzo degli stoccaggi ad un ruolo driver da parte degli Stati Uniti di compensazione degli eccessi di domanda (da parte dei mercati asiatici e della stessa Europa).

### Domanda di gas in Italia stabile, ma con andamenti differenziati a livello settoriale

- I consumi trimestrali di gas naturale in Italia sono ammontati nel primo trimestre 2022 a 25,6 mld m<sup>3</sup>, sostanzialmente stabili rispetto a quelli di un anno prima (25,3 mld) e in aumento di circa l'11% rispetto al trimestre precedente. Questo rappresenta un certo elemento di differenziazione rispetto alla situazione europea, che ha visto invece
- A livello settoriale nel primo trimestre 2022 spicca un'evidente divaricazione. Da un lato si registra la forte discesa della domanda industriale, attestata complessivamente a 25 mln m<sup>3</sup> in meno rispetto alla media decennale con un picco negativo nel mese di gennaio che rappresenta di gran lunga la peggior contrazione storica. Si evidenzia così la forte sensibilità della domanda industriale a prezzi del gas che, riflettendosi drammaticamente sui costi di produzione, hanno raggiunto livelli tali da metterne in discussione la materiale sostenibilità economica; ed è altresì possibile affermare che la crescita dei prezzi del gas, dopo averne provocato il disaccoppiamento dei consumi rispetto al PIL a causa della competitività economica divenuta drasticamente minore, sia tale da aver iniziato a determinare una contrazione del Pil stesso.
- Allo stesso tempo rimane invece abbastanza sostenuta la domanda della termoelettrica, che nel mese di marzo ha raggiunto un notevole scostamento storico positivo (+42,8 mln m<sup>3</sup> rispetto alla media decennale), superiore a quello di novembre 2021, e in grado di compensare così il deficit della domanda industriale.

Figura 5-15 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m<sup>3</sup>)

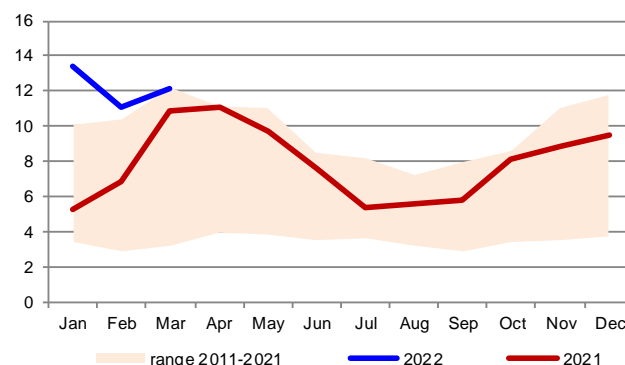


Figura 5-16 – Esportazioni di GNL USA in Europa e Italianel resto del mondo (milioni di m<sup>3</sup>)

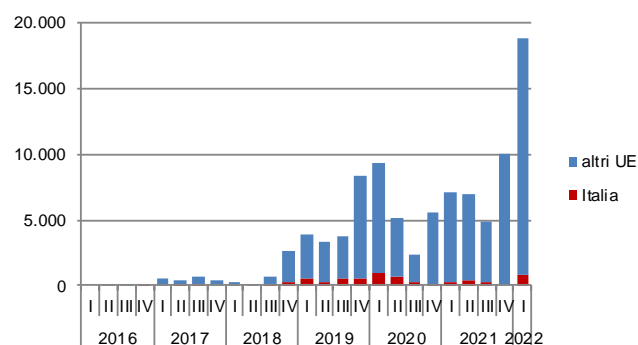


Figura 5-17 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm<sup>3</sup>)

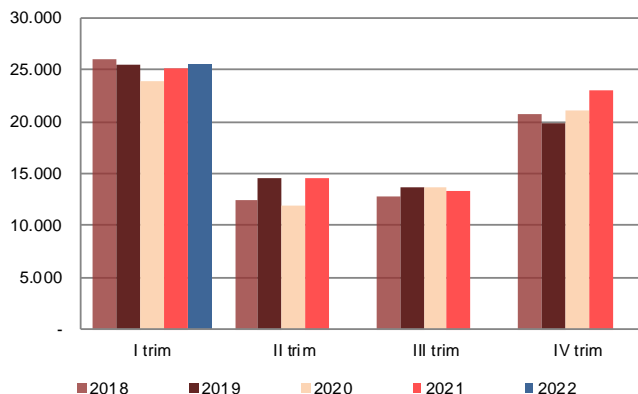
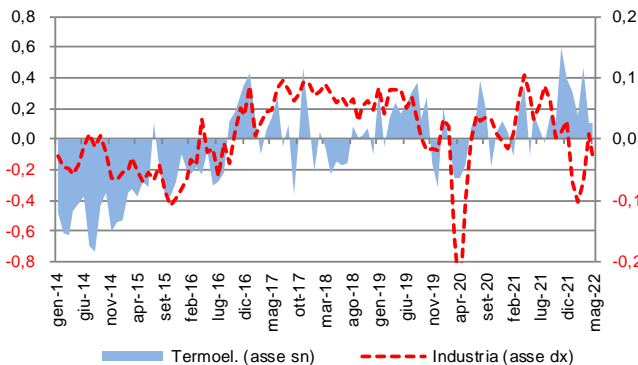


Figura 5-18 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m<sup>3</sup>)





**Approvvigionamenti: l'import russo crolla ai minimi storici e cede al gas algerino il ruolo di prima fonte**

- Per quanto riguarda le importazioni, il valore complessivo del primo trimestre 2022 è pari a circa 18 mld m3, in aumento di circa il 4,4% rispetto al corrispondente trimestre 2021. La variazione più rilevante riguarda l'import di gas russo, che per effetto del conflitto in Ucraina crolla al valore più basso dal terzo trimestre 2014 ma in realtà al minimo stagionale assoluto della serie storica, sotto la soglia dei 5 mld m3 (4,97), pari a una diminuzione tendenziale del 27,6%, mai registrata, ed inferiore al precedente minimo storico relativo al primo trimestre (5,3 mld) risalente addirittura al 2010. Per questa ragione la Russia cede anche per la prima volta il ruolo di principale fonte di approvvigionamento, che passa al gas algerino con ovvie notevoli implicazioni anche sul fronte degli indicatori di sicurezza. Il gas algerino, divenuto appunto nuova prima fonte, dopo aver ripreso fortemente quota a fine 2021 si mantiene su livelli elevati (5,63 mld m3) pur in leggera riduzione tendenziale a/a (-3%). Il GNL, che era stato molto penalizzato nel quarto trimestre 2021 proprio dal forte recupero del gas algerino toccando i valori assoluti più bassi dall'inverno 2017-18 (1,78 mld m3), nel primo trimestre 2022 rimbalza a 3 mld (+68,8% sul trimestre precedente; +30,7% tendenziale a/a), a sua volta sostenuto dai mancati apporti del gas russo. Il contributo del Tap si stabilizza intorno ai 2,3 mld m3 (in linea con i due trimestri precedenti), mentre dà segni di ripresa l'import dal Nord Europa, che raddoppia da un trimestre all'altro toccando 1,63 mld m3, il valore maggiore dal terzo trimestre 2020 quando era arrivato quasi ad azzerarsi. Rimangono marginali gli apporti della Libia (al nuovo minimo storico a 500 mln m3) e quello della produzione nazionale, sempre collocata poco sotto gli 800 mln.
- In ottica di lungo periodo si registra nel primo trimestre 2022 la netta diminuzione delle immissioni medie giornaliere dalla Russia, scese a 48 mln m3 rispetto a una media nel 2021 pari a 77 (e a medie pressochè analoghe negli anni precedenti): va precisato che si tratta di valori suscettibili di subire variazioni ancora più drastiche alla luce della tormentata situazione geopolitica in corso che attualmente vede contrapposta la Russia a tutti gli altri Stati europei e nel cui contesto proprio le forniture di gas sono utilizzate come uno strumento di pressione.
- Il gas algerino fa registrare medie giornaliere di immissione pari a 63 mln m3, in sensibile aumento rispetto ai 58 della media 2021 ed ancor più rispetto alla media decennale, pari a 43. Il GNL risale a 38 mln m3 giornalieri dai 27 del 2021 e rispetto ai 23 della media decennale. Si riprendono anche le immissioni dal Nord Europa, risalendo a 21 mln m3, in prossimità della media decennale (25) dagli appena 6 a cui erano precipitate nel corso del 2021. Il TAP, infine, fa registrare una media di immissioni giornaliere per 27 mln di m3.
- Lo spread PSV-TTF, che proprio il TAP entrando a regime aveva contribuito a comprimere per l'intero 2021 (fino ad arrivare a inediti valori negativi nel periodo estivo), in scia alla ripresa di fine 2021 si è portato ad inizio 2022 al livello di 5,14 €/MWh, il più alto dal dicembre 2017. Si tratta di una dinamica antecedente al conflitto russo-ucraino, dunque indipendente da esso e meritevole di attenzione. Rispetto invece al GNL, in scia al TTF anche lo spread tra PSV e GNL importato in Giappone si è ribaltato a cavallo nella stagione invernale 2021-22, segnando valori nettamente positivi (circa 16 ed 11 €/MWh rispettivamente a dicembre 2021 e gennaio 2022).

Figura 5-19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm<sup>3</sup>)

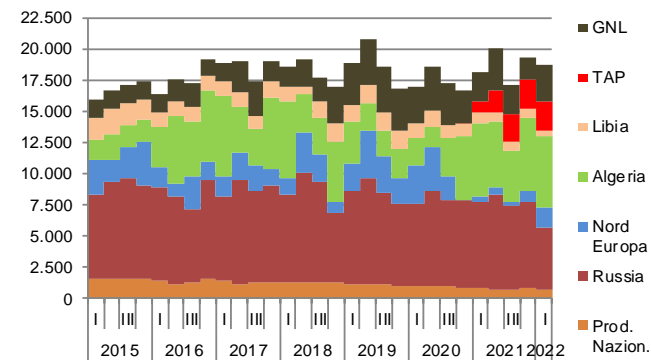


Figura 5-20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm<sup>3</sup>)

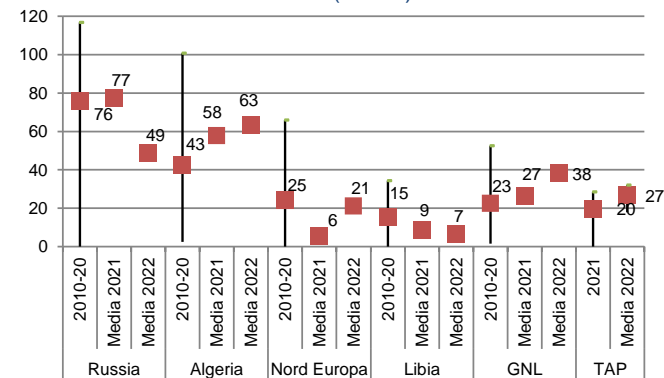


Figura 5-21 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

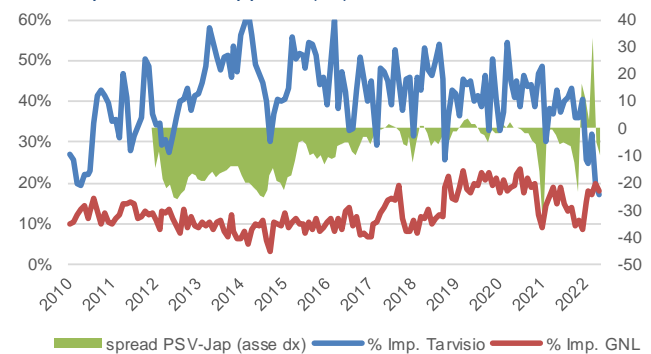
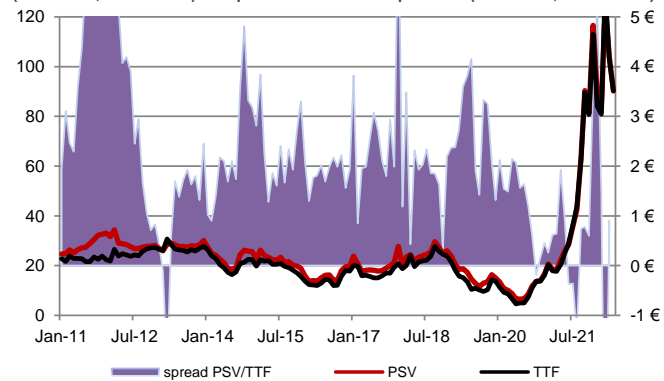


Figura 5-22 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)





**Indicatori di sicurezza in assenza del gas russo. Il margine di capacità alla punta richiede la piena operatività degli stoccaggi**

Per comprendere l'estrema complessità dell'operazione di completa eliminazione in tempi brevi dei flussi di gas russo verso l'Italia, tanto che lo stesso governo la stima realizzabile non prima del 2024, è utile considerare non solo il bilancio domanda-offerta su base annuale, ma anche e soprattutto quello su base giornaliera, tenendo per di più conto del contesto di estrema tensione sul mercato globale del gas, con prezzi su livelli multipli rispetto ai precedenti massimi storici e carenza di offerta di GNL.

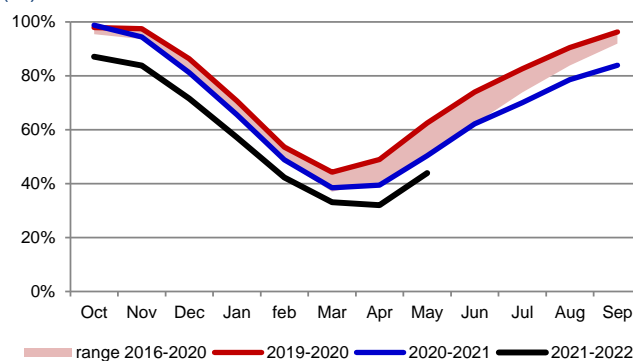
L'analisi della capacità in eccesso rispetto alla punta di domanda fa emergere il ruolo essenziale degli stoccaggi. Nell'ipotesi di una punta di domanda pari a 425 mln di m<sup>3</sup>/g, valore massimo registrato negli ultimi cinque anni (ma comunque inferiore ai 438 mln di m<sup>3</sup>/g utilizzati per le valutazioni del Piano di Azione Preventiva italiano del 2019), se la punta di domanda avvenisse a fine inverno la sua copertura richiederebbe l'effettiva disponibilità di una capacità di erogazione dagli stoccaggi dell'ordine dei 190 milioni di metri cubi, corrispondenti all'ipotesi di erogazione massima a fine inverno (Figura 5-25). Questo spiega l'obiettivo imperativo definito dal governo di raggiungere entro fine ottobre (inizio della stagione delle erogazioni) una quota di almeno il 90% della capacità di stoccaggio italiana. Una soglia che diviene però tanto più difficile da raggiungere quanto più si riduce il ricorso al gas russo nei mesi a venire.

Con la rinuncia al gas russo diviene inoltre decisamente sfidante la possibilità di rispettare la regola N-1, uno degli indicatori principali utilizzato da molti anni dalla Commissione Europea per valutare il livello di sicurezza dei sistemi del gas degli Stati Membri (e che questi devono calcolare nei loro periodici Risk Assessment).

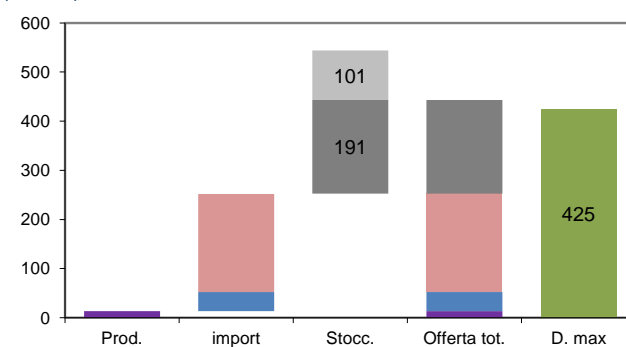
L'indice N-1, che valuta la capacità del sistema di far fronte alla domanda in condizioni climatiche eccezionali e indisponibilità della maggior infrastruttura d'import, cioè fino ad oggi il punto di interconnessione di Tarvisio, mostra come il sistema gas italiano sia conforme allo standard infrastrutturale definito a livello europeo (vedi (vedi Analisi trimestrale n. 4/2021)

Nell'ipotesi che la maggiore infrastruttura di import divenga Mazara, e di disponibilità giornaliera di gas russo ridotta anche solo ad 1/3 della massima, in mancanza di nuova disponibilità di GNL si determinerebbe una situazione nella quale a fine inverno (con massima erogazione dagli stoccaggi pari a 191 mln di m<sup>3</sup>/g) la regola N-1 non sarebbe rispettata, perché l'offerta sarebbe pari a meno del 90% della punta di domanda (Figura 5-24).

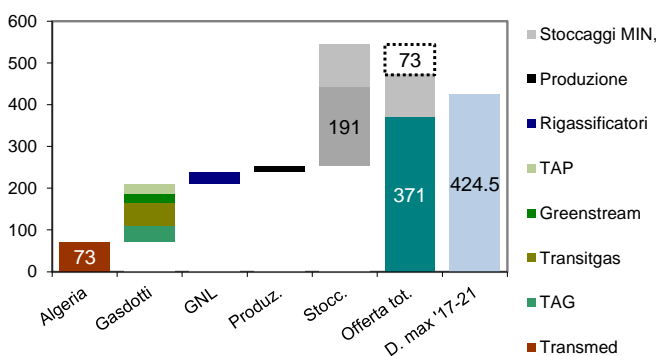
**Figura 5-23 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)**



**Figura 5-24 – Margine di capacità alla punta di domanda (MSm<sup>3</sup>)**



**Figura 5-25 – Indice N-1 per l'Italia a fine inverno in uno scenario pessimistico (MSm<sup>3</sup>)**



### 5.3. Sistema elettrico

#### Domanda elettrica ancora in aumento tendenziale (+2,6%), nel I trimestre sui livelli del 2019

- Nel I trimestre 2022 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 80,3 TWh, in aumento del 2,6% rispetto allo stesso periodo 2021, e su un livello pressoché identico a quello del I trimestre 2019. In tutti e tre i primi mesi dell'anno, e poi ancora ad aprile e maggio, la richiesta è stata superiore allo stesso mese dell'anno precedente. Come già nel 2021 nella prima parte dell'anno la richiesta mensile è rimasta comunque su livelli piuttosto vicini ai minimi del decennio precedente la crisi del 2020 (Figura 5-26).
- Negli ultimi dodici mesi la richiesta di energia elettrica "osservata" è sempre risultata all'interno dell'intervallo di previsione (al 95%) ad un passo avanti derivante da un modello econometrico.
- I consumi dei settori industriali energivori sono cresciuti nel I trimestre meno dei consumi complessivi: l'Indice Mensile dei Consumi Elettrici Industriali elaborato da Terna è aumentato dell'1,1% rispetto al I trimestre 2021, e l'indice ha presentato variazioni negative sia a gennaio sia a marzo (e poi ancora ad aprile), compensate dalla forte variazione positiva di febbraio. Si tratta di dati coerenti con l'andamento della produzione industriale, in deciso rallentamento nei primi mesi dell'anno, con la produzione dei beni intermedi che ha presentato una chiara variazione positiva solo a febbraio. Nel 2021 l'indice IMCEI di Terna aveva presentato variazioni tendenziali positive a due cifre fino ad agosto, poi la crescita sull'anno precedente si era progressivamente ridotta fino al +1,4% di dicembre. La variazione negativa di gennaio 2022 è dunque la prima dal febbraio 2021. (che si confrontava ancora con l'ultimo mese pre-pandemia).
- In termini di potenza prelevata, nel I trimestre 2022 il picco di domanda mensile è stato pari a 52,4 GW, raggiunti l'8 marzo alle ore 10, un valore superiore di circa 0,6 GW rispetto al massimo del I trimestre 2021 e vicino al massimo decennale (di marzo 2018). La Figura 5-28 mostra la punta di domanda mensile sia stata superiore al 2021 solo a marzo, perché nei primi due mesi dell'anno è rimasta in realtà sui livelli del 2021, ed è poi scesa sotto al dato 2021 ad aprile.

#### In forte aumento la produzione termoelettrica

- Nonostante la buona performance di solare ed eolico, i I trimestre dell'anno ha visto un deciso aumento della produzione termoelettrica (+18%), che ha dovuto compensare il crollo della produzione idroelettrica, scesa a un nuovo minimo storico trimestrale (inferiore a 6 TWh, -14% rispetto al minimo precedente del I trimestre 2012).
- Nel complesso la produzione da Fonti Rinnovabili è rimasta su valori molto inferiori a quelli del 2021 (meno di 24 TWh, -13%), fermandosi ad una quota di poco inferiore al 30% della richiesta. A marzo e aprile la quota di produzione da FER si è fermata su valori inferiori e appena superiori ai minimi mensili registrati nella seconda metà del decennio scorso (Figura 5-29).
- La produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) è invece aumentata dell'11% rispetto a un anno prima e la sua quota sulla richiesta totale ha superato il 15%, nuovo massimo storico per il primo trimestre dell'anno. Si segnala inoltre il nuovo record mensile registrato ad aprile, quando la produzione da FRNP ha rappresentato il 21,9% della richiesta (il massimo precedente era il 20,4% di maggio 2021), un livello per la prima volta non distante dal target fissato dal PNIEC per il 2025 (che si riferisce però alla media annua, ed è da rivedere al rialzo alla luce dei nuovi target europei).

Figura 5-26 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

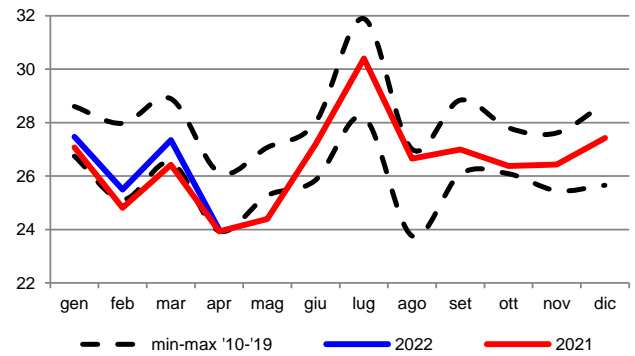


Figura 5-27 - Richiesta di energia elettrica osservata negli ultimi dodici mesi (punti in rosso), con intervallo di previsione al 95% mediante modello ad un passo in avanti. Dati in GWh.

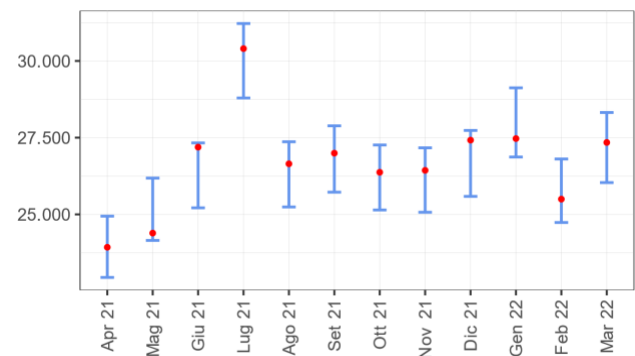


Figura 5-28 - Punta mensile di domanda in potenza (GW)

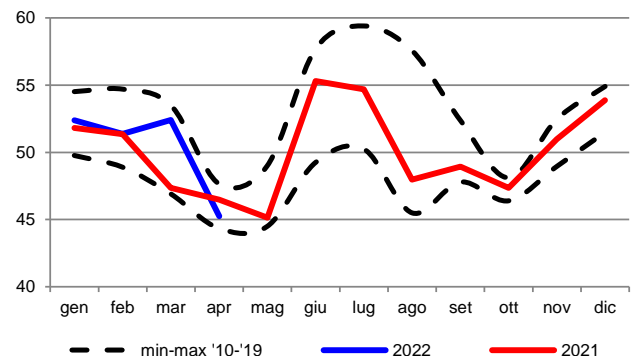
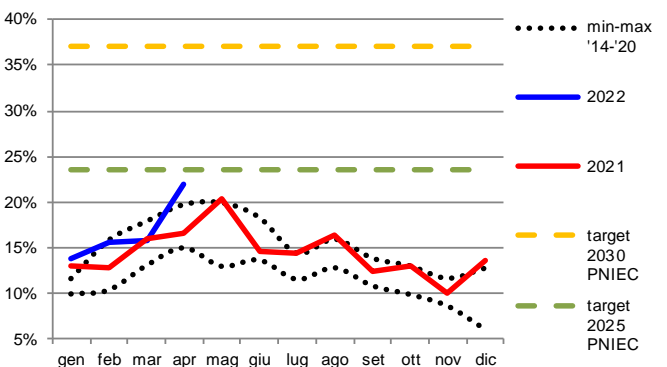


Figura 5-29 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



**In aumento i valori di massima variazione oraria della produzione da fonti intermittenti**

- Nel primo trimestre del 2022 i valori di massima penetrazione oraria sia delle fonti rinnovabili sia delle sole rinnovabili intermittenti sono rimasti al di sotto dei livelli del 2021 (massimi storici), collocandosi rispettivamente al di sotto del 60% e poco sopra il 50%.
- Per il primo trimestre 2022 si stima invece che si sia attestata sui massimi storici (relativamente a quel trimestre dell'anno) la massima variazione oraria della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Il valore della penetrazione oraria corrispondente al 97,5° percentile (cioè corrispondente al 2,5% delle ore di ciascun periodo) risulta pari al 7,5% della richiesta di energia elettrica di quell'ora, mentre il massimo assoluto risulta pari al 13% della richiesta di quell'ora (le 8 di mattina del 13 marzo, quando la produzione da fotovoltaico è aumentata di oltre 3 GW).
- I valori massimi della variazione oraria della produzione da FRNP restano comunque quelli registrati nella primavera del 2020, in occasione del crollo della domanda causato dalla pandemia, quando la variazione oraria della produzione intermittente aveva superato il 10% del carico nel 2,5% delle ore del trimestre, l'indicatore in questione sia tornato già nel 2021 su livelli appena superiori a quelli pre covid.

**Si confermano i segnali di ribasso del costo dei servizi del dispacciamento**

- Nel I trimestre 2022 i volumi movimentati da terna sul mercato sei servizi di dispacciamento (MSD) circa 2 TWh, il 60% in meno rispetto a un anno prima (meno della metà sul trimestre precedente).
- Anche i costi associati alle transazioni su MSD sono risultati in calo, in quanto di poco superiori ai 500 milioni di euro a fronte dei circa 560 milioni di euro del I trimestre 2021.
- La tendenza a un calo dei costi di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento si riflette nell'andamento del corrispettivo unitario uplift<sup>3</sup> calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema. La componente di costo (art. 44 lettera b) che fa riferimento all'attività specifica di compravendita che Terna svolge in fase di programmazione (MSD ex-ante) e di bilanciamento in tempo reale (MSD ex-post nel Mercato di Bilanciamento MB) si è attestata a 0,85 c€/kWh nel I trimestre 2022 (-11% sull'anno prima), a 0,56 c€/kWh nel II trimestre 2022 (-30%).
- Nel I trimestre è invece ancora in aumento tendenziale il valore dell'uplift totale, a 0,84 c€/kWh (+24% tendenziale), anche se nel II trimestre risulta inferiore del 9% rispetto a un anno prima.

Figura 5-30 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

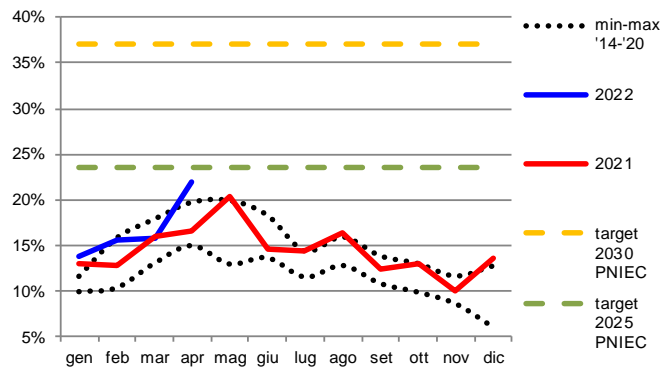


Figura 5-31 – Massima variazione oraria della produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrispondente al 97,5° percentile

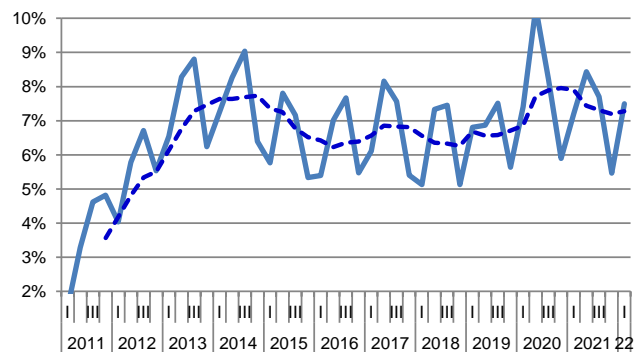
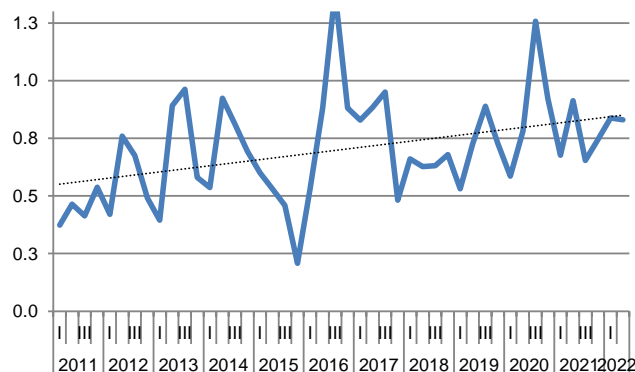


Figura 5-32 - Corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€/kWh)



<sup>3</sup> Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite

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

**Adeguatezza del sistema sempre legata alle importazioni**

- La prima parte del 2022 non registra variazioni significative del margine di adeguatezza del sistema elettrico, che negli ultimi anni si è progressivamente ridotto sottoponendo il sistema ormai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti.
- Nel I trimestre 2022 il margine di capacità "effettivo", cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione) nell'1% delle ore di maggiore criticità (1° percentile), è stato pari a meno di 4 GW, circa il 7% della domanda.
- I valori minimi sono stati registrati quasi tutti a gennaio, tutti in corrispondenza di valori elevati della richiesta di elettricità sulla rete e di livelli molto bassi di importazioni, inferiori a 1 GW.
- Come confermato in tutti i recenti Outlook di ENTSO-E in Italia le importazioni hanno un ruolo essenziale per garantire sufficienti margini di adeguatezza rispetto alla punta di domanda, ruolo sempre più accentuato dalla periodica indisponibilità di parte della produzione nucleare francese e dalla scarsa produzione idroelettrica di quest'anno.

**PUN sempre sui massimi storici, su livelli quadrupli rispetto ad un anno fa**

- Nel I trimestre 2022 il prezzo medio di borsa ha superato i 250 €/MWh (+3% rispetto al precedente massimo storico del trimestre precedente e oltre quattro volte un anno fa), e nonostante la leggera contrazione del II trimestre la media del I semestre resterà ampiamente al di sopra dei 200 €/MWh, il doppio della media dell'intero 2021, che pure aveva visto il PUN triplicare rispetto al 2020.
- La dinamica del PUN ha rispecchiato fedelmente quella dei costi di generazione termoelettrica, determinata dalle quotazioni del gas naturale (vedi cap. 2). I prezzi sul mercato del giorno avevano subito una contrazione in gennaio e febbraio (-20% e -6% sul mese precedente), per il clima mite che ha ridotto le quotazioni del gas, ma a marzo hanno avuto un nuovo balzo (+45% su febbraio) in concomitanza con il precipitare della crisi in Ucraina: il prezzo medio di marzo è stato pari a cinque volte quello di un anno prima.
- In questo quadro ha avuto un ruolo decisamente meno rilevante l'andamento della quota di mercato della generazione termoelettrica (posizionata più in alto nell'ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili e dunque normalmente correlata positivamente con i prezzi). Nel trimestre l'elevata quota della termoelettrica (al 65%, della richiesta) ha comunque fornito un ulteriore supporto ai prezzi.
- L'aumento dei prezzi non è stato omogeneo nei diversi gruppi di ore, perché l'aumento risulta maggiore nelle ore notturne e serali, con conseguente riduzione del rapporto F1/F3.

Figura 5-33 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 1° percentile)

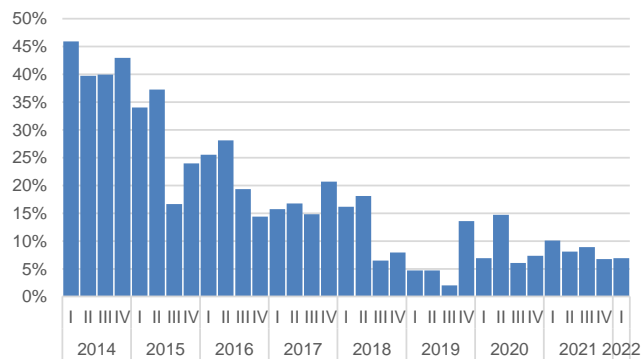


Figura 5-34 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

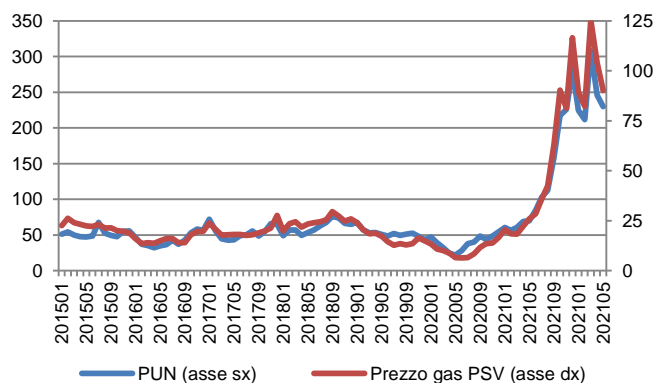
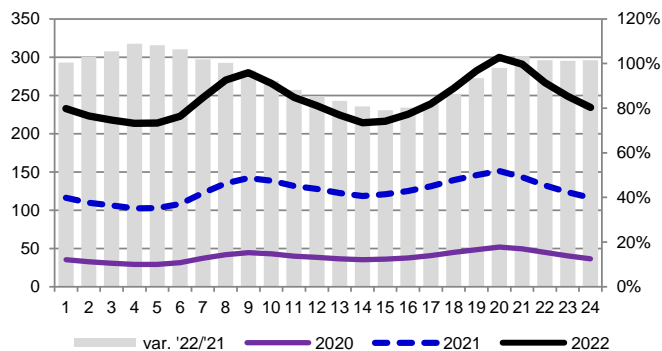


Figura 5-35 - Prezzo Unico Nazionale - Medie orarie (€/MWh, asse sx) e variazioni percentuali 2022/2021 (asse dx)



### Redditività dei cicli combinati su livelli record

- I prezzi record dell'elettricità hanno innalzato a livelli record la redditività degli impianti a gas, nel I trimestre 2022 stimata pari a circa 30 €/MWh, un valore che nell'ultimo decennio è inferiore solo ai 35 \$/MWh dell'ultimo trimestre 2021 e pari a quasi quattro volte il livello del primo trimestre 2021.
- La Figura 5-39 evidenzia come dai minimi di metà 2021 il clean spark spread sia progressivamente impennato fino ai livelli record degli ultimi due trimestri.

### Si conferma la risalita del premio dei prezzi della Borsa elettrica italiana rispetto alle Borse tedesca e francese

- I prezzi sugli altri mercati europei hanno registrato negli ultimi mesi variazioni al rialzo sostanzialmente simili a quelle italiane, sia in termini congiunturali che tendenziali.
- Il mercato francese, penalizzato dalle numerose interruzioni per interventi di manutenzione al parco di impianti nucleari, ha registrato una media di 232 €/MWh (+340%) rispetto allo stesso periodo del 2021,
- Il mercato tedesco, favorito da una buona produzione eolica, ha registrato una quotazione media pari nel trimestre a 185 €/MWh (+272%).
- Il confronto con Germania e Francia evidenzia una tendenza di medio periodo ad un nuovo allargamento del differenziale tra il PUN e i prezzi all'ingrosso tedesco e francese (Figura 5-37). In particolare, il differenziale tra il prezzo italiano e quello registrato sulla borsa tedesca ha raggiunto un valore assoluto che non era mai stato tanto elevato (quasi 70 €/MWh). La differenza percentuale si avvicina al 40%, quasi il doppio di un anno fa, sebbene in anni passati sia arrivata su livelli anche molto maggiori (nel 2015 era stata del 65%).

Figura 5-36 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

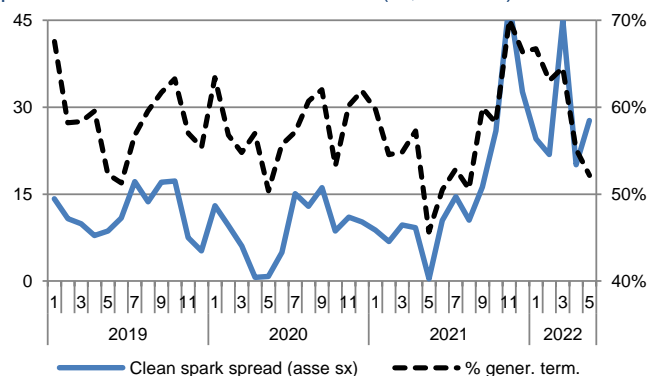
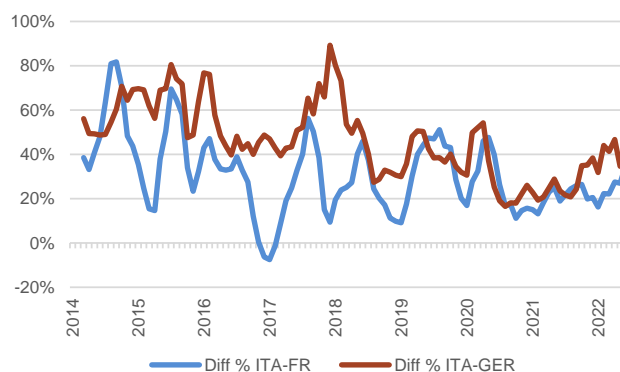


Figura 5-37 – Differenza % fra il prezzo di borsa tra Italia e Germania e Italia e Francia – media mobile a 3 termini





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

### 6.1. Prezzi dell'energia elettrica

*Record storico del livello dei prezzi raggiunto nel primo trimestre dell'anno. Gli aumenti per i consumatori non domestici in soli tre mesi vengono stimati tra il 38% e il 45%, secondo le diverse classi di consumo. Per le imprese della classe più bassa dal secondo trimestre 2020 i prezzi sono aumentati di due volte e mezza.*

L'aumento del costo di generazione riflesso nel PUN e quello del prezzo dei diritti d'emissione incidono in misura ancora più rilevante. Per le imprese si stima una variazione su base congiunturale compresa tra il 38% circa e il 45% circa, mentre rispetto a dodici mesi prima il livello dei prezzi è ben più che raddoppiato (Figura 6-1). Si può stimare che un utente non domestico medio-piccolo, con un consumo annuo tra 300 e 1.200 MWh, paghi un prezzo per la fornitura di energia elettrica pari a 32 c€/KWh, contro i 12 circa del secondo trimestre 2020, che costituisce il punto di minimo. La causa principale degli aumenti, il costo delle materie prime internazionali, non riflette ancora gli echi del conflitto ucraino, essendo le tariffe ARERA, sulle quali si basano le presenti stime, aggiornate al termine del 2021. La voce energia cresce del 55% tra il quarto trimestre 2021 e il primo 2022 (Figura 6-3), mentre appare in crescita anche la voce di dispacciamento (+60% la variazione congiunturale, ma in questo caso partendo da una base già bassa). Gli interventi governativi si concentrano sulla attenuazione degli effetti sul sistema economico produttivo, operando sulla progressiva riduzione, fino all'azzeramento degli oneri generali di sistema. Per un'impresa classificabile come medio-piccola si può quantificare un risparmio nell'ordine di 6 cent. di euro per KWh, rispetto a quanto sostenuto un anno prima. Da registrare nel trimestre anche una lieve riduzione della componente per trasmissione, distribuzione e misura.

*Dopo sei trimestri consecutivi i prezzi per le imprese sembrano fermare la rincorsa (-12% su base congiunturale), grazie ad un rallentamento dei costi della materia prima ed agli interventi governativi di compensazione.*

Dopo la corsa che si apre con la seconda metà del 2020, caratterizzata da un'ulteriore accentuazione a partire dal terzo trimestre del 2021, si assiste nell'intervallo aprile-giugno ad una discesa dei prezzi per i consumatori non domestici, quantificabile intorno al 12% su base congiunturale (Figura 6-1). A compensare in misura robusta gli effetti delle tensioni sui mercati internazionali sono ancora una volta gli interventi governativi, concentrati sul mantenimento dell'azzeramento degli oneri di sistema, ma anche sul contenimento del prezzo di dispacciamento e del prezzo energia (Figura 6-2). La riduzione della componente degli oneri di sistema determina peraltro l'azzeramento dello sconto per le imprese energivore (Figura 6-3).

Il secondo trimestre dell'anno incorpora nella formulazione delle tariffe anche gli effetti della guerra, che vanno ad accentuare un preesistente trend al rialzo del costo della materia prima, accompagnato oltremodo da una estrema volatilità. L'andamento del PUN riflette tale dinamica, con il raggiungimento di un valore di 688 € per MWh il giorno 8 marzo, alle ore 20. Nell'intervallo compreso tra gennaio e giugno le quotazioni del prezzo di borsa rasentano un livello medio inimmaginabile nello stesso periodo di un anno fa (248 € per MWh, contro 62 € per MWh), ed una variazione infra-giornaliera (misurata dal coefficiente di variazione) anch'essa in aumento. L'incidenza delle specifiche tecnologie di generazione dell'energia elettrica nella formulazione del prezzo marginale può essere approssimata esaminando il valore medio del PUN orario che si registra in corrispondenza del loro

impiego e la relativa frequenza di utilizzo nelle diverse ore dell'anno (Figura 6-4).

Figura 6-1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh).

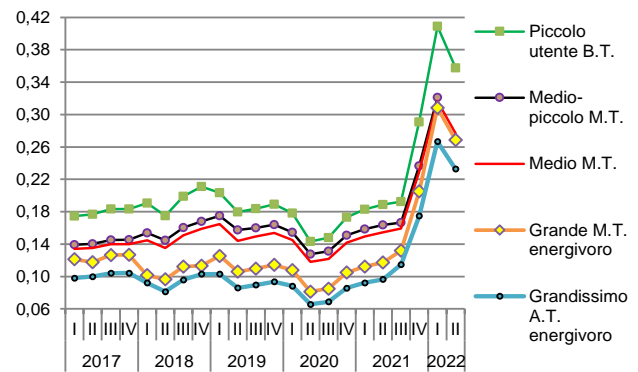


Figura 6-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

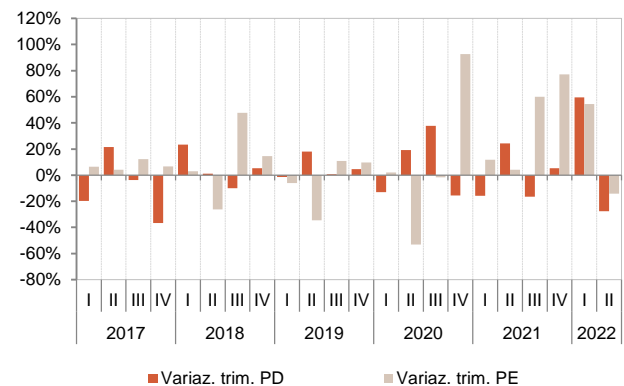


Figura 6-3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/KWh).

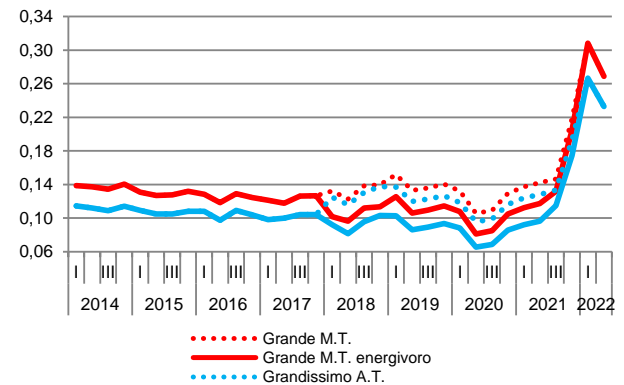
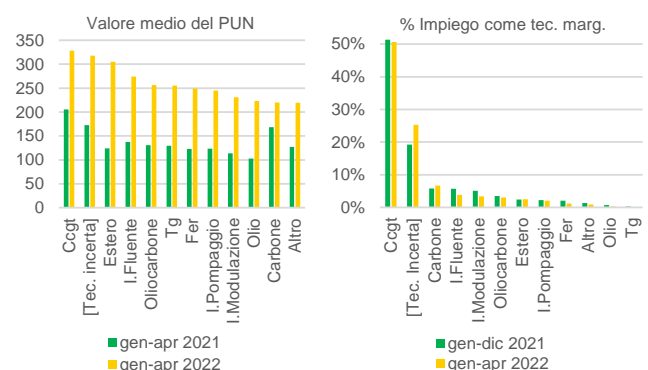


Figura 6-4 - Valore medio del PUN orario (€/MWh) in corrispondenza della specifica tecnologia marginale impiegata e percentuali di impiego.



**Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nei primi quattro mesi dell'anno continua la tendenza al peggioramento del differenziale dei prezzi all'ingrosso italiani rispetto a quelli tedeschi.**

Alla tendenza all'aumento del prezzo di borsa in Italia, quale si evidenzia dalla seconda metà del 2020, fa il paio il peggioramento del differenziale rispetto alla Germania (Figura 6-5), a denotare una maggior debolezza del sistema italiano. Se intorno a luglio del 2020 il livello del PUN corrispondeva ad una maggiorazione rispetto alle omologhe quotazioni tedesche pari a poco meno di un quinto, intorno ad aprile del 2022 la maggiorazione supera il 40%. Si tratta di una tendenza che di fatto interrompe quella che appariva come una dinamica di convergenza tra i prezzi all'ingrosso all'interno delle principali nazioni europee.

**Il confronto internazionale per le utenze non domestiche. Nel secondo semestre dell'anno passato il prezzo per la tipologia d'impresa più rappresentativa è pari a quasi un quarto in più rispetto alla media UE.**

Il maggior costo del prezzo all'ingrosso dell'energia, rispetto agli anni scorsi, ma anche rispetto ad una buona parte degli altri paesi, si riflette in un prezzo per le imprese italiane, al netto dei costi recuperabili, in ulteriore maggiorazione. Se si esprime il dato in termini di parità di potere d'acquisto, all'interno dell'area occidentale in Italia si rileva il prezzo più elevato. Secondo la rilevazione Eurostat più recente, nel secondo semestre 2021, relativamente alla classe di consumo corrispondente a 500-2.000 MWh per anno, il costo per le imprese è pari a 18,7 c€ per KWh (Figura 6-6). Rispetto alla media dell'Unione Europea a 27 paesi un'impresa italiana paga l'energia elettrica circa il 23% in più.

**Il confronto internazionale per le utenze domestiche. Costo della bolletta per le famiglie italiane in netta accelerazione nei primi mesi dell'anno, ad un passo superiore rispetto alla media dell'Unione Europea. La componente energia incide per l'80%, molto più che nella generalità degli altri paesi dell'Unione.**

Il dato Eurostat relativo alla rilevazione dei prezzi al consumo, aggiornato al mese di marzo del corrente anno, tradisce una volta di più come i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici siano in tutta l'Unione in crescita più elevata che per la generalità dei beni di consumo (Figura 6-7). Tale dinamica è notevolmente amplificata per le famiglie italiane. Anche per i consumatori domestici italiani, così come visto per le imprese, si deve quindi notare come l'aumento dei costi in bolletta sia stato maggiore, nonostante i rilevanti interventi governativi volti all'azzeramento degli oneri di sistema. A completare il quadro relativo ai prezzi al consumo comparati si riporta anche il dato sulla bolletta delle famiglie nelle capitali europee di cui alla rilevazione campionaria Household Energy Price Index (HEPI). Come evidenziato in Figura 6-8, a Roma si paga una bolletta più cara rispetto a Parigi e a Madrid, ma minore rispetto a Berlino e soprattutto Londra. La rilevazione HEPI è aggiornata al mese di aprile 2022 e riporta aumenti relativi per Roma superiori a quelli delle altre capitali. Rispetto a dicembre dell'anno passato, in quattro mesi l'aumento a Roma è pari all'83%, mentre è pari al 66% per Londra e tra il 9% e il 16% circa per Parigi, Madrid e Berlino. Rispetto al mese di marzo, in soli trenta giorni nella capitale italiana si rileva un aumento record del 26% circa. Ancora stando all'indagine HEPI, ad aprile l'81% del costo della bolletta per il campione che rappresenta le famiglie italiane è imputabile alla componente energia. Tra le capitali europee soltanto Riga possiede caratteristiche analoghe.

Figura 6-5 - Trend relativo al differenziale, espresso in termini percentuali, tra i prezzi di borsa di Italia e Germania.

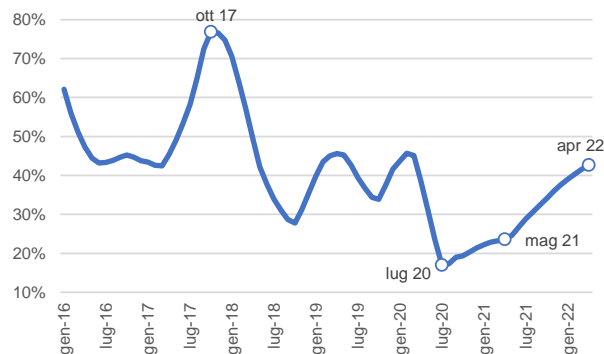


Figura 6-6 - Prezzi dell'energia elettrica (c€/KWh in parità di potere d'acquisto) per utenti non domestici nel II semestre 2021, fascia di consumo 500 – 2.000 MWh/a

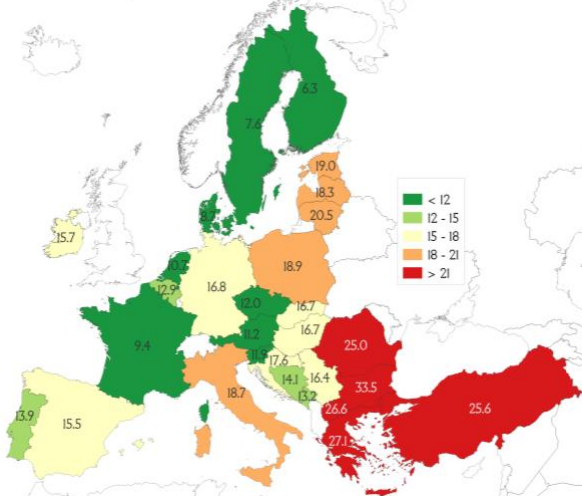


Figura 6-7 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.

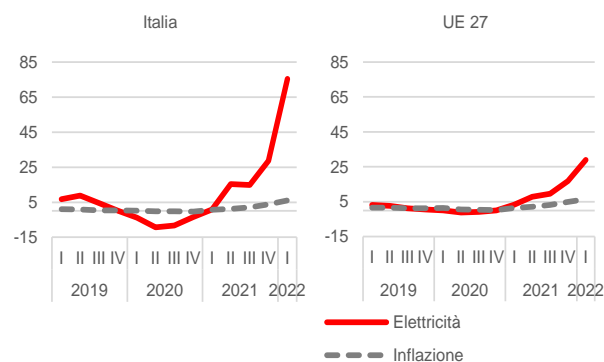
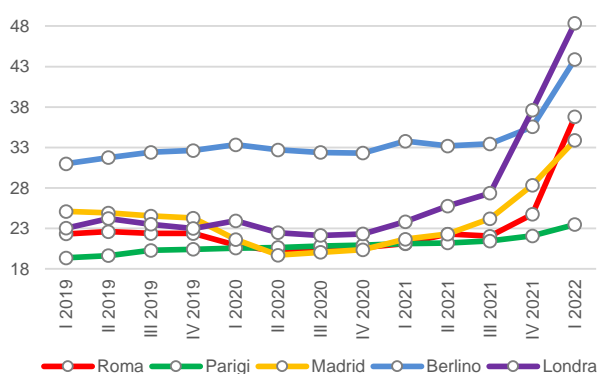


Figura 6-8 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



## 6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

*Prosegue l'aumento dei prezzi del gasolio, in Italia nel I trimestre +12% congiunturale; il trend rialzista porta i prezzi oltre soglia dei 2 €/litro, ben oltre i livelli massimi del 2012*

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del I trimestre del 2022 è stato pari a circa 1,78 €/litro, in aumento di quasi il 12% sul trimestre precedente e di oltre il 28% rispetto allo stesso periodo 2021. Come emerge dalla Figura 6-9, si tratta del quinto incremento congiunturale consecutivo, dopo il +9% del I trimestre 2021, +4% medio del II e III, 6% di fine anno: complessivamente nel corso dello scorso anno il prezzo medio del gasolio è stato infatti pari ad 1,49 €/litro, il 13% più elevato rispetto all'1,32 €/litro del 2020, quando era diminuito dell'11% sul 2019, per la brusca contrazione della primavera 2020.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-9), dopo il trend di aumento quasi costante dai livelli minimi del 2016 (1,28 €/litro) fino ai massimi del 2018 (1,49 €/litro), ed un 2019 complessivamente stabile, il prezzo medio del gasolio in Italia è poi rapidamente diminuito nella prima parte del 2020 (a metà maggio 1,25 €/litro), per poi stabilizzarsi nella II parte a 1,28 €/litro. I decisivi rialzi del 2021 hanno riportato a prezzi a livelli anche più elevati di fine 2018, ma il trend rialzista è proseguito in modo anche più deciso nei primi mesi 2022, spinti anche dalle tensioni geopolitiche, arrivando nella seconda metà di marzo a superare i 2 €/litro, ben oltre i livelli massimi del 2012. La ripresa dei prezzi è stata naturalmente diffusa anche a livello UE, dove il prezzo nei primi tre mesi dell'anno nuovo è stato pari in media a 1,7 €/litro, in incremento congiunturale del 14%, quindi più sostenuto rispetto a quello italiano, così come osservato per l'intero 2021 (+17% in UE sul 2020, rispetto al +13% in Italia). Dopo il progressivo incremento del divario tra prezzi italiani e medi UE fino a metà 2020 (+15,8% nel II trimestre 2020), nell'ultimo anno e mezzo c'è stata una progressiva riduzione di tale divario, arrivato nel I trimestre 2022 al di sotto del 5%.

*Prezzo industriale in aumento congiunturale di oltre un quinto*

Nel I trimestre 2022 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,88 €/litro, ancora in deciso aumento in termini congiunturali (+28%), dopo i rialzi del 10% medio dei precedenti tre trimestri e del 21% dei primi tre mesi 2021. L'inizio del 2022 conferma quindi quanto osservato nel corso dello scorso anno, quando il prezzo (in media pari a 0,6 €/litro), era cresciuto del 30% rispetto a quello medio del 2020 (0,46 €/litro, -22% sul 2019). La Figura 6-10 mostra inoltre come lo scarto tra il prezzo industriale nazionale e quello medio UE sia andato progressivamente diminuendo, passando dai valori positivi del 2014 (più elevato in Italia), a scostamenti negativi a fine 2019 (meno 3%), un trend rafforzato nel successivo biennio: -5% nel 2020, -8,4% a fine 2021, in marginale attenuazione a inizio 2022 (-7%).

*In netta riduzione il peso delle tasse (51%), che resta decisamente superiore rispetto alla media UE (+7 p.p.)*

Nel corso di primi mesi del 2022, così come registrato nell'insieme del 2021, in Italia (come del resto in UE), si è registrata una ripresa congiunturale del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo, l'incidenza della tassazione è pertanto in riduzione, passando dal 66% di fine 2020 a 57% di fine 2021, scendendo sotto la soglia del 51% nei primi tre mesi del 2022. Tale dato è maturato nel corso del mese di marzo - durante il quale l'incidenza delle tasse è rapidamente diminuita passando dal 53,5% di fine febbraio al 37,8% di fine marzo - ed è il risultato delle misure adottate dal Governo per contrastare il caro carburanti derivante dalla crisi ucraina, che prevedevano il taglio delle accise sui carburanti di 20 centesimi (oltre alla contestuale riduzione dell'Iva).

Dalla Figura 6-11 emerge come, dopo il lungo periodo di incrementi fino ai livelli massimi di inizio 2016 (69%), e la riduzione nel successivo biennio (58,3% a fine 2018), l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia è tornata su un trend di crescita prima moderato nel 2019 (59,8% in media), poi più marcato nel 2020, assestandosi nella seconda metà dell'anno oltre il 66,5%, per tornare a diminuire nel 2021. Nel confronto internazionale (Figura 6-11), la tassazione nel nostro Paese anche a inizio 2022 risulta ben al di sopra dell'incidenza media in UE (44,4%), di quasi 7 punti percentuali, un gap lievemente inferiore rispetto a quanto registrato nel 2021, ma più sostenuto rispetto sia al triennio 2017-19 (+5,4 pp), che al divario registrato nel corso del 2020 (+6 pp).

Figura 6-9 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

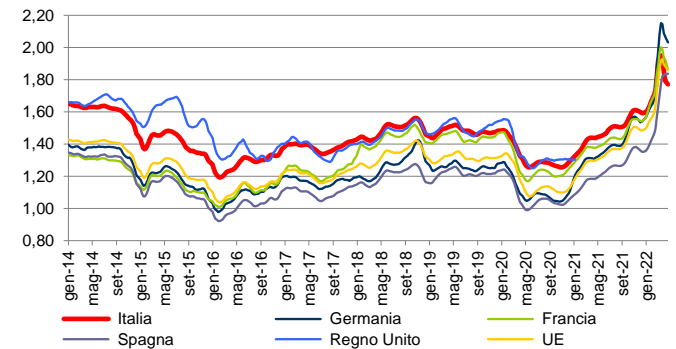


Figura 6-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

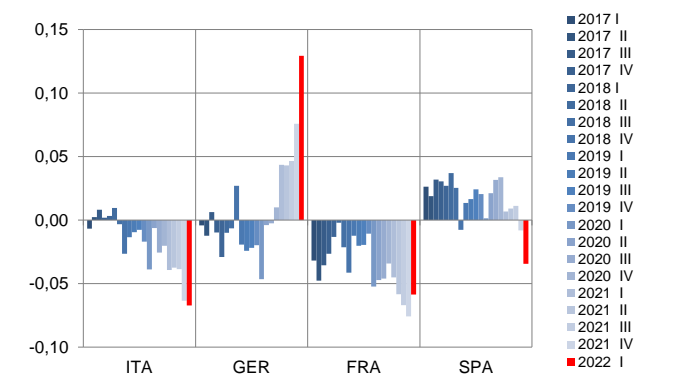
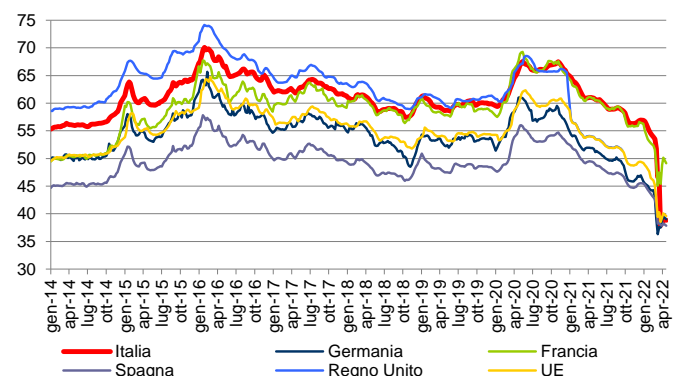


Figura 6-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)





### 6.3. Prezzi del gas naturale

*Ulteriore aumento dei prezzi nel primo trimestre del 2022, a toccare il record storico. Per l'impresa rappresentativa il gas arriva a sfiorare i 28€ per GJ. Il livello registrato oggi si stima pari a tre volte quello di un anno fa.*

Persistono nel primo trimestre dell'anno i fattori che spingono al rialzo il prezzo internazionale della materia prima. Gli effetti sulla stima dei prezzi sono evidenti, nel segno della conferma del trend al rialzo, se possibile con una ulteriore accelerazione (Figura 6-13). Si stima che in un anno il prezzo del gas per le utenze industriali della classe di consumo 1.000-10.000 GJ annuo sia passato da circa 9 €/GJ ad oltre 27 €/GJ. Il clima di incertezza si riflette anche nell'accelerazione del trend rialzista, come segnalato dalle variazioni congiunturali degli ultimi quattro trimestri (rispettivamente, 7%, 25%, 43% e 56%). Si stima che la componente del costo medio efficiente del mercato sia aumentata di più di quattro volte rispetto al primo trimestre 2021 (Figura 6-14). L'80% del prezzo del gas è ormai imputabile ai servizi di vendita, mentre le altre voci sono in chiara diminuzione (Figura 6-15). In dettaglio, in termini assoluti, soltanto la voce "trasporto e gestione del contatore" è in lieve aumento, mentre quella di "distribuzione" è in riduzione per il trimestre considerato. Sulla riduzione dell'incidenza degli oneri generali di sistema incide invece l'intervento governativo di stanziamento di 480 milioni di euro deciso con la legge di bilancio 2022.

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

Per la prima volta dopo quasi due anni l'accelerazione del prezzo del gas sembra diminuire (Figura 6-12), realizzando una leggera riduzione congiunturale (-1,8%), attestando comunque il livello ad un valore che è pari a circa 1,8 volte quello di dodici mesi prima. Il prezzo sui mercati internazionali è naturalmente uno dei principali responsabili di questo andamento, come attesta la corrispondenza tra la curva relativa alla stima dei prezzi per le imprese (Figura 6-12) e quelle relative all'indice al TTF e alle quotazioni *forward* (Figura 6-13). Da segnalare tuttavia un forte aumento delle quotazioni TTF per il mese di aprile, espressione di una volatilità che costituisce la cifra caratteristica di questo periodo. In termini di struttura dei costi, la composizione delle voci rimane immutata rispetto al primo trimestre (Figura 6-14) con un peso preponderante dei servizi di vendita e il quasi azzeramento dell'incidenza degli oneri di sistema. La diminuzione degli oneri di sistema è legata alla riduzione della componente *UG2* per la compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio. La componente della materia gas naturale è in leggera diminuzione, come risultato del ribasso della componente *Cmem* e di un lieve rialzo della componente di commercializzazione *QVD*. Se si guarda alla variazione rispetto al secondo trimestre del 2021 (fig. 5.4), la sola voce in diminuzione appare proprio quella relativa agli oneri di sistema, in dimezzamento. Nel trimestre, sul piano delle variazioni tendenziali, accanto al pressoché scontato aumento dei servizi di vendita (+220%), a partire dalla fine del 2021 si registra una simultanea crescita (oltre il 20%) della componente "trasporto, distribuzione e misura" (Figura 6-15).

Figura 6-12 Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)

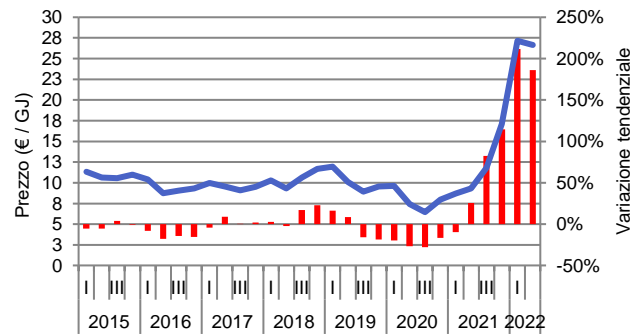


Figura 6-13 - Indice TTF e quotazioni forward del gas presso il TTF (€/Smc).

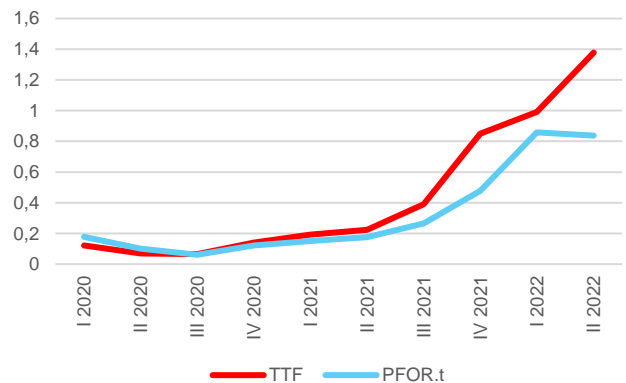


Figura 6-14 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000

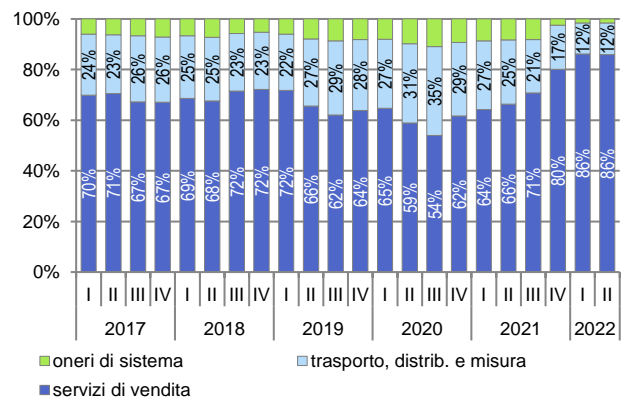
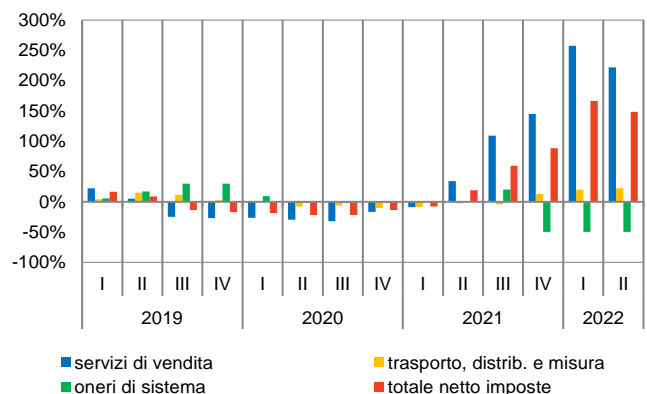


Figura 6-15 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)





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

Il costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stimati per il secondo trimestre 2022, in ulteriore aumento ovunque, varia da un minimo di poco più di 2,5 c€/GJ per la zona Nord-Est ad un massimo di 4 c€/GJ per la zona Sud (Figura 6-16). Calabria e Sicilia sperimentano quindi un costo relativo a tali servizi pari al 40% in più rispetto a Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna, dato in aumento anche rispetto ad un anno prima per effetto della ricomposizione delle voci di costo.

*Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese. Nel periodo giugno-dicembre 2021 le imprese italiane continuano a pagare un prezzo inferiore alla media dei paesi dell'Unione Europea.*

L'ultimo dato disponibile al livello europeo è quello fornito da Eurostat ad aprile nella consueta rilevazione semestrale, che si riferisce al periodo giugno-dicembre dell'anno trascorso. Dalla seconda metà del 2020 alla fine del 2021 le imprese italiane nella classe di consumo tra 100.000 e 1.000.000 GJ annui sperimentano un costo effettivo, stimato in corrispondenza delle parità in potere d'acquisto nazionali, costantemente inferiore a quello degli altri paesi europei. In particolare, nel secondo semestre 2021 il livello è circa il 7% inferiore alla media dei 27 paesi dell'Unione. Più in dettaglio (Figura 6-17), la posizione competitiva del paese appare sostanzialmente peggiore solo rispetto a quella di Belgio e Germania, ma migliore, o in linea, con quella degli altri paesi della zona occidentale. In particolare, rispetto a precedenti rilevazioni (come ad esempio il dato pubblicato nei *Quarterly Report on European Gas Market*), il livello di prezzo medio stimato è inferiore anche a quello della Spagna. Si conferma ragguardevole il differenziale vantaggioso rispetto ai paesi dell'est e del nord Europa.

*Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie nel quarto trimestre 2021. Prezzi in rialzo, a tassi molto superiori all'inflazione in tutta la zona euro, con una dinamica molto accentuata in Italia. A Roma si registrano però aumenti della bolletta meno consistenti che nelle principali capitali europee.*

Il dato relativo al doppio confronto, tra inflazione e prezzi del gas per le utenze domestiche in Italia e nella media dei paesi dell'UE (Figura 6-18), indica come l'aumento della bolletta proceda in tutto il continente ad un passo superiore a quello dell'indice generale (HICP), essendo anzi quello dei beni energetici il principale traino della ripresa inflazionistica. Tale dinamica è molto accentuata in Italia, con un tasso d'incremento dei prezzi del gas pari al 68%, contro il 45% della media dell'Unione Europea. L'altra rilevazione campionaria solitamente riportata nella presente pubblicazione è quella dell'*Household Energy Price Index (HEPI)* per i prezzi al dettaglio per le famiglie nelle capitali europee. Per il mese di aprile a Roma si stima un livello di prezzo pari a 18,2 c€/KWh, notevolmente più alto di quello per le famiglie di Parigi (11,4 c€/KWh) e Madrid (14,9 c€/KWh), ma più basso rispetto a quelle di Londra e Berlino (rispettivamente 21,3 c€/KWh e 20 c€/KWh). In termini trimestrali (Figura 6-19), tra gennaio e marzo dell'anno l'aumento dei prezzi registrato nella capitale appare decisamente inferiore a quello relativo a Berlino e a Londra. In altre parole, i forti aumenti dei prezzi del gas che si registrano in tutto il continente sembrano effettivamente più contenuti in Italia, con ogni probabilità per effetto delle manovre di compensazione governative, con il risultato che le famiglie italiane pagano una bolletta relativamente più contenuta rispetto alle omologhe europee.

Figura 6-16 - Il trimestre 2022. Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ).

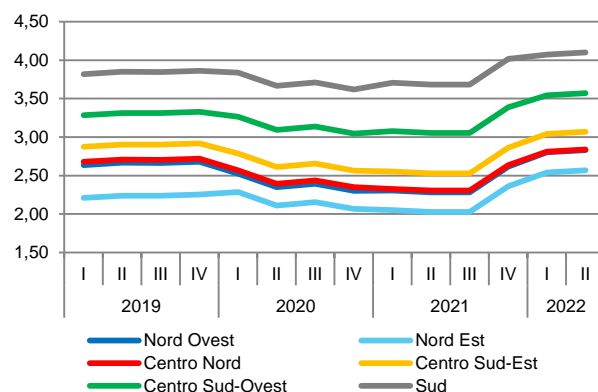


Figura 6-17 - Prezzi del gas per utenti non domestici al netto delle imposte recuperabili nel II semestre 2021, banda I4, €/GJ in parità di potere d'acquisto

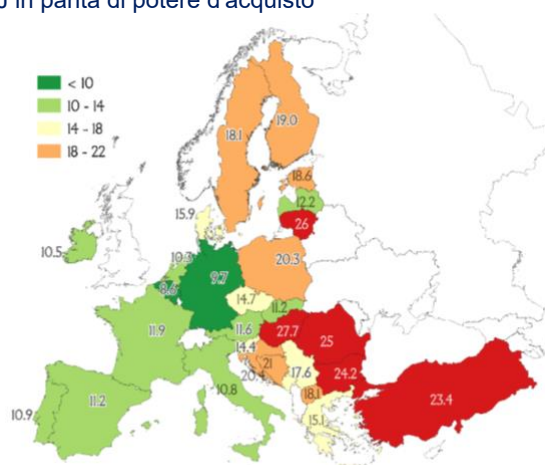


Figura 6-18 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).

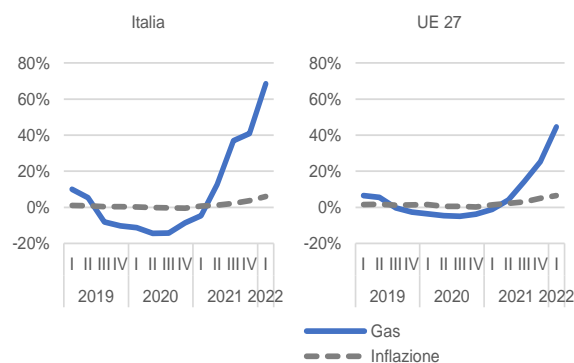
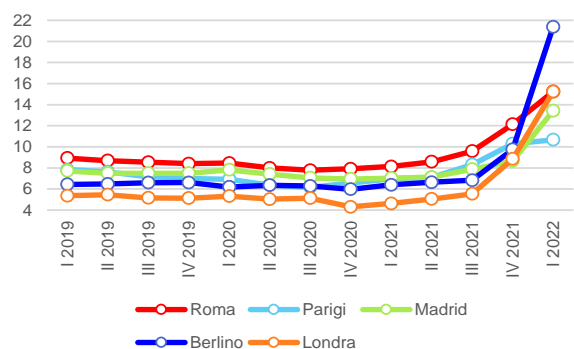


Figura 6-19 - Prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

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

Giugno 2022