

ENEA

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

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

Il trimestre 2021



3/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2021

n. 3/2021

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2021

n. 3/2021

2021 ENEA

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

Unità Studi Analisi e Valutazioni

A cura di Francesco Gracceva (francesco.gracceva@enea.it)

Autori:

Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, 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	7
1.1. Tendenze del sistema energetico e prospettive di breve-medio periodo	7
1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)	7
2. Variabili guida del sistema energetico.....	12
2.1. Mercati internazionali dell'energia.....	12
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	17
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia	20
3.1. Consumi di energia primaria.....	20
BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia	23
3.2. Consumi finali di energia	25
4. Decarbonizzazione	29
5. Sicurezza del sistema energetico italiano	33
5.1. Sistema petrolifero	33
5.2. Sistema del gas naturale	36
5.3. Sistema elettrico	41
6. Prezzi dell'energia e competitività low-carbon	46
6.1. Prezzi dell'energia elettrica	46
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	48
6.3. Prezzi del gas naturale	49
6.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon	51

Sintesi dei contenuti

Il 2021 è stato finora caratterizzato da una notevole ripresa economica globale, favorita dall'accelerazione delle vaccinazioni Covid-19 e da stimoli fiscali di dimensioni senza precedenti. Anche le valutazioni più recenti del Fondo Monetario Internazionale (fine luglio) confermano una previsione di crescita del PIL mondiale pari al 6% nel 2021, al 4,9% nel 2022, in rialzo rispetto alle previsioni ad aprile. Il PIL dell'eurozona è previsto a +4,6% nel 2021, a +4,3% nel 2022. La ripresa economica ha determinato un forte rimbalzo dei consumi globali di energia, che la IEA prevede in aumento del 4,6% nel 2021, più che compensando la contrazione del 2020, sebbene non nelle economie avanzate, dove i consumi dovrebbero rimanere inferiori del 3% rispetto ai livelli pre-pandemia. La ripresa dei consumi si è concentrata sulle fonti fossili, con conseguente rimbalzo anche delle emissioni globali di CO₂, che a fine anno sono attese su livelli inferiori di appena l'1% a quelli del 2019. A contrastare queste tendenze vi sono però diversi fattori: la perdurante incertezza sull'evoluzione della pandemia, i fortissimi aumenti dei prezzi delle materie prime, i problemi nelle catene di fornitura delle filiere industriali e nella logistica. Un freno alla ripresa dei consumi di energia può venire poi dalla crescita rapida e senza precedenti dei prezzi del gas e quindi dell'elettricità sui mercati all'ingrosso, dovuta in parte a ragioni contingenti ma supportata anche dai livelli record dei prezzi dei permessi di emissione, destinati a persistere con l'accelerazione delle politiche climatiche.

In Italia consumi di energia primaria in forte ripresa tendenziale (+24%, nel II trimestre, +10% nel I semestre), in linea con i driver

- Anche in Italia la forte ripresa dell'economia, insieme ad un inverno più lungo del precedente hanno determinato nel secondo trimestre dell'anno un rimbalzo record dei consumi di energia (+24% rispetto al II trimestre del 2020, che fu quello maggiormente interessato dalle misure di contenimento della pandemia)
- Su base mensile il rimbalzo dei consumi è stato particolarmente accentuato ad aprile (+35%), poi progressivamente più contenuto nei due mesi seguenti (fino al +10% a giugno). Dopo il +1% registrato nel I trimestre, nell'insieme dei primi sei mesi del 2021 si stima una crescita tendenziale del fabbisogno di energia del 10% circa.
- L'evoluzione della domanda di energia nel II trimestre risulta coerente con quello dei suoi principali driver. L'indice ENEA che sintetizza l'andamento dei principali driver dei consumi energetici risulta infatti in aumento del 24% sul II trimestre 2020, grazie in primo luogo alla forte ripresa della produzione industriale (+34%) e del PIL (+17%), in secondo luogo al clima, più rigido a aprile e maggio, rafforzando la domanda di riscaldamento, più caldo a giugno, spingendo la domanda di raffrescamento.
- In termini di fonti primarie il II trimestre 2021 ha visto in particolare un deciso rimbalzo dei consumi di petrolio (+3 Mtep, +30%), che nel II trimestre 2020 erano stati fortemente penalizzati dal crollo dei volumi di traffico. Aumenti di rilievo hanno riguardato anche il gas naturale (+2 Mtep, +21%), spinto dal clima più rigido, dalla dinamica dell'attività industriale e anche dalla domanda della termoelettrica, e le importazioni nette di elettricità (+1,6 Mtep), quasi quadruplicate rispetto a un anno prima. Si sono invece contratti i consumi di fonti rinnovabili e di solidi (-2% in entrambi i casi).
- L'aumento tendenziale dei consumi di energia dei settori di uso finale nell'ultimo trimestre (+25%) è stimato anche superiore a quella dei consumi di energia primaria. Tutti i settori hanno registrato notevoli variazioni positive, ma particolarmente forte è stato il rimbalzo della domanda dei trasporti (quasi 3 Mtep in più), perché il traffico dei veicoli leggeri è risultato quasi doppio a quello di un anno fa, quello dei veicoli pesanti maggiore di circa il 40%. Incrementi decisamente minori, ma comunque percentualmente significativi, hanno riguardato il settore civile (+0,9 Mtep) e l'industria (0,4 Mtep). Nel complesso, nella I metà del 2021 anche i consumi finali di energia sono in aumento di circa il 10% rispetto allo stesso periodo 2020.
- La richiesta di energia elettrica sulla rete è cresciuta del 14% rispetto allo stesso periodo del 2020 (+9,5 TWh), quando era diminuita di oltre 11 TWh rispetto all'anno precedente. La ripresa della domanda è da ricercare principalmente nella ripartenza delle attività produttive: l'indice elaborato da Terna che misura i consumi dell'industria energivora è infatti in aumento tendenziale di oltre il 20%. Nella prima metà del 2021 la domanda elettrica è in aumento tendenziale dell'8%, ma resta ancora inferiore di oltre 3 TWh rispetto ai livelli 2019 (-2%). Poiché l'aumento dei consumi elettrici è minore di quello registrato dai consumi di petrolio e gas naturale risulta in lieve riduzione il tasso di elettrificazione del sistema energetico (al 21% circa), che nel 2020 era invece salito di un punto percentuale. Dal lato della generazione, nell'insieme del primo semestre sono in aumento i consumi di gas (+9%), con accelerazione nel secondo trimestre (+16%). E' in ripresa anche la produzione da solidi, che resta comunque inferiore di circa un terzo rispetto ai livelli pre Covid, mentre la generazione da FER è in leggero aumento tendenziale (+1%).

Nel 2021 si profila un recupero di oltre la metà dei consumi persi nel 2020

- Nel confronto con il 2019 (pre-Covid) i consumi di energia primaria sono risultati inferiori del 6% nel primo trimestre, del 4% nel secondo. Nell'insieme del primo semestre i consumi sono stati pari a circa 79 Mtep, circa 4 Mtep in meno rispetto al primo semestre 2019 (-5%). Il calo è per gran parte ascrivibile al petrolio, i cui consumi sono stati nella prima metà dell'anno inferiori di quasi 4 Mtep rispetto a due anni fa (-13%) e al carbone, che resta inferiore di circa 1 Mtep (-30%), mentre è marginale il calo dei consumi di gas naturale e sono in aumento fonti rinnovabili (+4%) e importazioni di elettricità (+13%).
- Una stima basata su dati parziali e ipotesi conservative sull'evoluzione dei restati mesi dell'anno porta a prevedere per l'insieme del 2021 una crescita dei consumi di energia in misura anche superiore a quella del previsto rimbalzo del PIL (+5,1% secondo la previsione dell'ultimo Bollettino economico della Banca d'Italia, sebbene probabilmente soggetta a revisioni al rialzo), con conseguente variazione nulla o perfino positiva dell'intensità energetica. In questo scenario alla fine del 2021 sarebbe recuperato oltre il 60% dei consumi di energia "persi" nel 2020.
- L'estrapolazione delle tendenze recenti, combinata con le previsioni di consenso di forte crescita dell'economia anche nel 2022, porta inoltre a stimare una continuazione della ripresa dei consumi di energia anche nel prossimo anno, fino a valori di poco inferiori a quelli del 2019.

Deciso rimbalzo anche per le emissioni di CO₂ (+25%) dopo il crollo dello scorso anno

- Nel secondo trimestre le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono stimate in aumento di circa il 25% rispetto allo stesso periodo del 2020 (quasi 14 Mt in più), quando erano diminuite di un quarto rispetto ai livelli di un anno prima. L'aumento ha riguardato tutti i settori, ma in particolare i trasporti (+50% circa) e il civile (+20% circa), mentre le emissioni dell'industria sono stimate in aumento del 13%, quelle della termoelettrica del 10%.

- Nei primi sei mesi del 2021 le emissioni sono stimate in aumento tendenziale di quasi il 10%, dunque nella stessa misura dei consumi di energia. Nel confronto con il primo semestre 2019 le emissioni sono ancora inferiori di circa il 9%, mentre i consumi di energia sono inferiori di solo il 5%, grazie al disaccoppiamento registrato tra emissioni e consumi nel corso del 2020. In termini di settori, circa il 60% dell'incremento tendenziale delle emissioni nella prima metà del 2021 è ascrivibile ai trasporti, circa un quarto al settore civile, mentre più contenuto è il contributo dell'industria e della generazione elettrica.
- Per l'insieme del 2021 l'aumento delle emissioni dovrebbe risultare in linea con quello dei consumi di energia (+6%), dunque con variazione marginale dell'intensità carbonica dell'energia.

Nuovo forte peggioramento congiunturale dell'indice della transizione energetica, che torna sui minimi della serie storica

- Il secondo trimestre 2021 ha confermato che il miglioramento dell'indice della transizione energetica ISPRED registrato nel 2020 era dovuto solo marginalmente a fattori "strutturali". Dopo un primo arretramento nel I trimestre dell'anno, nel II trimestre l'ISPRED ha registrato un nuovo forte peggioramento congiunturale (-28% sul trimestre precedente), e si trova ora su valori di poco superiori a quelli di metà 2019, minimi dell'orizzonte temporale di riferimento (dal 2008 a oggi).
- Il calo dell'ISPRED è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma è guidato in particolare dalla dimensione decarbonizzazione, il cui indice sintetico ha perso quasi il 70% nell'ultimo trimestre. La ripresa dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂, tornati a salire nel momento in cui è tornato positivo l'impulso proveniente dai driver, insieme al notevole innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso in sede UE (con la fissazione di un target del -55% rispetto al 1990), hanno comportato un nuovo sostanziale allontanamento della traiettoria di decarbonizzazione da quella coerente con gli obiettivi. L'estrapolazione delle tendenze recenti riguardo agli indicatori di intensità carbonica dell'energia, combinata con la proiezione di una nuova crescita della domanda di energia nel 2022, porta a ritenere che anche nel 2022 sarà difficile andare oltre una stabilizzazione delle emissioni sui livelli attesi per fine 2021.

In peggioramento anche gli indicatori relativi alla sicurezza energetica, ai minimi della serie

- L'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo trimestre il quarto peggioramento tendenziale consecutivo, che lo ha portato sui minimi della serie storica, sebbene la situazione dei diversi mercati e segmenti della catena del valore sia poi molto diversificata. A penalizzare questa dimensione dell'ISPRED è in primo luogo la situazione del sistema petrolifero, e in particolare della raffinazione, che non sembra beneficiare della ripresa dei consumi. Persiste un utilizzo degli impianti su livelli vicini ai minimi storici e margini in territorio negativo ormai ininterrottamente da cinque trimestri.
- Nell'ultimo trimestre è tornato in peggioramento anche l'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema gas, ma si tratta del primo calo tendenziale dopo cinque trimestri di miglioramenti anche significativi, seguiti alla combinazione di calo dei consumi, entrata in funzione del gasdotto TAP, avvicinamento del prezzo all'ingrosso italiano (PSV) a quello del principale hub europeo (TTF). Complessivamente l'indice della sicurezza gas si colloca ancora su un livello di criticità modesta, e questa risulta essere la meno problematica delle tre dimensioni della sicurezza del sistema energetico. Tuttavia, il recente rally dei prezzi segnala una situazione di tensione del mercato che richiede attenzione. Ad esempio, nonostante il recente miglioramento nella sicurezza degli approvvigionamenti, e sebbene il riempimento degli stoccaggi italiani sia oggi su livelli non troppo inferiori al passato, sotto ipotesi pessimistiche alla fine dell'inverno l'indicatore di sicurezza N-1 potrebbe ancora risultare inferiore alla soglia dell'unità.
- Nell'ultimo trimestre è tornato a migliorare l'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema elettrico, che pure resta su valori molto bassi. In particolare il miglioramento è forte rispetto al secondo trimestre 2020, al culmine dell'impatto della crisi pandemica sul sistema elettrico, che si è trovato a vivere una sorta di esperimento di anticipazione della condizione dovrebbe realizzarsi con il percorso di decarbonizzazione, con valori della quota di generazione non programmabile improvvisamente saliti su livelli non lontani da quelli auspicati per il 2025, in grado di impattare in modo significativo sulla gestione del sistema elettrico.

Continua la risalita dei prezzi dell'energia per famiglie e imprese, sebbene frenata dall'intervento del regolatore

- Anche l'evoluzione dei prezzi dell'energia ha contribuito al peggioramento dell'ISPRED. Il fortissimo aumento dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità (sulla borsa elettrica il PUN medio del secondo trimestre è triplicato rispetto allo stesso trimestre di un anno fa, continuando ad aumentare nei mesi seguenti) si è trasmesso in misura ancora parziale sui prezzi ai consumatori finali. Ciononostante, per i prezzi dell'elettricità per le imprese si stima un aumento congiunturale di circa il 10% nel I semestre dell'anno, e per il periodo luglio-settembre si stima un ulteriore aumento del 2-4%, che riporta i prezzi sui valori di due anni fa. L'aumento è più contenuto nel terzo trimestre grazie all'intervento del regolatore, che ha temporaneamente sterilizzato il forte rialzo della materia energia mediante una riduzione degli oneri di sistema. Nel caso dei consumatori domestici, comunque, il rialzo dei prezzi dell'elettricità nel terzo trimestre è comunque risultato del +10%, dopo il +14% del primo semestre, e il prezzo dell'elettricità è ora sui massimi decennali.
- Anche nel caso dei prezzi del gas, che sui mercati internazionali è passato dai minimi storici nel 2020 a nuovi massimi storici a metà 2021, i rialzi dei mercati all'ingrosso non si sono ancora trasferiti pienamente sui consumatori finali. Nel primo semestre 2021 si stima comunque un aumento dei prezzi alle imprese di circa il 30% rispetto al secondo semestre 2020, di circa il 6% rispetto al primo semestre 2020. Nel terzo trimestre il prezzo del gas per i consumatori non domestici segue invece un andamento analogo a quello dell'elettricità, con un aumento congiunturale per la fascia di consumo ridotti nell'ordine del 7% (+25% sul terzo trimestre 2020). Inoltre, dati parziali relativi agli altri paesi UE sembrano indicare che l'aumento dei prezzi registrato in Italia sia stato superiore, in particolare nel caso dei consumatori domestici.

In tendenziale nuovo aumento il deficit commerciale nelle tecnologie low carbon

- I dati consolidati del 2020 confermano il forte aumento della dipendenza dall'estero nello scambio commerciale di prodotti low-carbon, cresciuta di due terzi in un solo anno, toccando un valore di 1,15 miliardi di euro, dai 700 milioni del 2019. Il dato relativo ai primi tre mesi del 2021 suggerisce in prospettiva un nuovo peggioramento, con un deficit che è già pari al 46% di quello dell'intero 2020. I settori maggiormente responsabili del passivo sono quello legato alla mobilità a basse emissioni (che da solo fa il 60% del passivo dell'intero comparto low-carbon), e quello degli accumulatori agli ioni di litio, ma è in forte aumento anche

l'import dei generatori eolici, mentre la performance commerciale non è negativa nei settori a minor impatto sulla bilancia commerciale (solare termico, componentistica relativa agli accumulatori e ai sistemi ad energia eolica, celle fotovoltaiche).

- Un dato positivo è quello dei primi segni di vitalità delle esportazioni di veicoli elettrici ed ibridi, nonostante il complessivo deficit commerciale del comparto. Il valore delle esportazioni dei veicoli elettrici, passato nel 2020 da 15 a 394 milioni di euro, nei primi tre mesi del 2021 ha già raggiunto i 225 milioni, mentre le esportazioni di veicoli ibridi hanno già superato i 27 milioni di euro del 2020, che già rappresentavano un valore dieci volte superiore al quello del 2019.

1. Scenario energetico nazionale: tendenze e stato della transizione

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

Il 2021 è stato finora caratterizzato da una notevole ripresa economica globale, favorita dall'accelerazione delle vaccinazioni Covid-19 e da stimoli fiscali di dimensioni senza precedenti. Anche le valutazioni più recenti (World Economic Outlook del Fondo Monetario Internazionale di fine luglio) confermano una previsione di crescita del PIL mondiale pari al 6% nel 2021, del 4,9% nel 2022, con una revisione al rialzo rispetto alla previsione di aprile. Una ripresa più veloce è prevista in particolare per le economie avanzate, con il PIL dell'eurozona a +4,6% nel 2021, a +4,3% nel 2022.

La forte ripresa economica registrata nella prima parte dell'anno ha determinato un forte rimbalzo dei consumi globali di energia, che secondo la più recente valutazione disponibile (IEA, Global Energy Review 2021) sono previsti crescere del 4.6% nel 2021, più che compensando la contrazione del 2020, sebbene non nelle economie avanzate, dove dovrebbero rimanere inferiori del 3% rispetto ai livelli pre-pandemia. La ripresa dei consumi di energia si è inoltre concentrata sulle fonti fossili, con conseguente rimbalzo anche delle emissioni globali di CO₂, che a fine anno sono attese su livelli inferiori di appena l'1% a quelli del 2019.

Vanno però segnalati alcuni fattori in grado di frenare queste tendenze. Dal lato dell'economia si stanno affermando fattori in grado di rallentare la ripresa, ulteriori rispetto alla perdurante incertezza legata alla evoluzione della pandemia di Covid-19: i fortissimi aumenti dei prezzi delle materie prime, i problemi nelle catene di fornitura delle filiere industriali e nella logistica, il balzo dei costi di trasporto. In effetti l'indice IHS Markit PMI composito dell'eurozona, salito in luglio ai massimi da due decenni, segnala un rallentamento della crescita della produzione manifatturiera, ostacolata dalla crescente carenza di materiali e dai disagi nei trasporti. Dal lato del sistema energetico, un freno alla ripresa dei consumi può venire dai prezzi dell'energia. Se l'aumento del prezzo del petrolio ha trovato un freno nella combinazione delle decisioni OPEC+ e dei fondamentali di mercato, nel mercato del gas si è scatenato un rally dei prezzi senza precedenti, con conseguenze a catena sui mercati elettrici. Sebbene i prezzi record di agosto siano legati in parte a ragioni contingenti e dunque probabilmente destinati a ridursi, un supporto viene da un altro elemento determinante per l'evoluzione dei mercati energetici nell'anno in corso (e in quelli a venire), cioè l'accelerazione delle politiche climatiche, sancita in Europa con la pubblicazione del pacchetto Fit for 55, destinata a fornire un sostegno strutturale ai prezzi dei permessi di emissione.

Le tendenze globali si confermano e propagano i loro effetti anche in Italia, dove la forte ripresa della produzione industriale (+34%) e del PIL (+17%), insieme ad un inverno più lungo del precedente hanno determinato nel secondo trimestre dell'anno un rimbalzo record (+24%) sia dei consumi di energia sia delle emissioni di CO₂ (+25%). Nell'intero primo semestre la crescita di consumi ed emissioni è del 10% circa, ma una forte crescita è prevedibile anche per l'insieme del 2021.

Le stime basate su dati parziali e ipotesi conservative circa l'evoluzione dei restanti mesi dell'anno portano a prevedere per il 2021 un incremento del 6% circa sia per della domanda di energia sia per le emissioni di CO₂, valori dunque leggermente superiori alle attuali attese di crescita del PIL (+5,1% secondo l'ultimo Bollettino della Banca d'Italia, anche se probabilmente da correggere al rialzo), con conseguente variazione probabilmente leggermente positiva per l'intensità energetica dell'economia, probabilmente minima per l'intensità carbonica dell'energia.

Per fine 2021 dovrebbero essere recuperati oltre la metà dei consumi di energia persi nel 2020, circa la metà delle emissioni di CO₂. Per il 2022 l'estrapolazione delle tendenze recenti riguardo all'intensità energetica dell'economia, combinata con le più recenti previsioni circa la nuova robusta crescita economica prevista nel 2022, porta a ipotizzare una crescita della domanda di energia probabilmente compresa tra il 2 e il 5%. E' quindi plausibile che tra fine 2022 e 2023 i consumi energetici tornino ai livelli 2019.

Conseguentemente, tenendo conto anche delle tendenze recenti riguardo all'intensità carbonica dei consumi di energia, anche nel 2022 sarà difficile andare oltre una stabilizzazione delle emissioni sui livelli attesi per fine 2021. Naturalmente, condizione necessaria per la continuazione del rimbalzo dei consumi è che non si rafforzino i fattori frenanti citati sopra, mentre continui invece il recupero della mobilità, in particolare di quella aerea.

Tabella 1 – Scenario dei principali indicatori macroeconomici ed energetici

	2019	2020	2021	2022
PIL Eurozona	+1,2%	-6.5%	+4.3%	4.4%
PIL Italia	+0.3%	-8.9%	+5.7%	4.5%
Produzione industriale	-1,2%	-11%	+9%	-
Gradi giorno riscaldamento (HDD)	+3,8%	-3,5%	+6%	-
Consumi energia primaria	-1.0%	-9.9%	+6.3%	+1.7% / +5.4%
Emissioni CO ₂	-2.5%	-11.2%	+6.1%	-1.8% / +5.6%

1.2. Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED)¹

Secondo forte calo congiunturale dell'ISPRED, penalizzato in particolare dalla dimensione decarbonizzazione

I dati del secondo trimestre dell'anno confermano in modo ormai chiaro come il miglioramento registrato nel 2020 dall'indice della transizione ISPRED fosse di carattere congiunturale. Il balzo dell'indice nel 2020 (+40% su base annua), a seguito del crollo dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂, è stato interamente riassorbito, e dopo il calo del 28% registrato nell'ultimo trimestre l'ISPRED è ora di nuovo sui livelli di metà 2019, minimi della serie storica (Figura 1-1), cui si era arrivati dopo una lunga fase di costanti peggioramenti iniziata a metà decennio.

¹ 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.

Il calo dell'ISPRED è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma è guidato in particolare dalla dimensione decarbonizzazione, il cui indice sintetico ha perso quasi il 70% nell'ultimo trimestre. Cali più contenuti hanno interessato gli indici sintetici delle dimensioni sicurezza e prezzi, ma va considerato come quest'ultima in particolare debba ancora incorporare il balzo dei prezzi di gas ed elettricità sui mercati all'ingrosso, che ancora non è stato pienamente trasferito ai consumatori finali. 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)

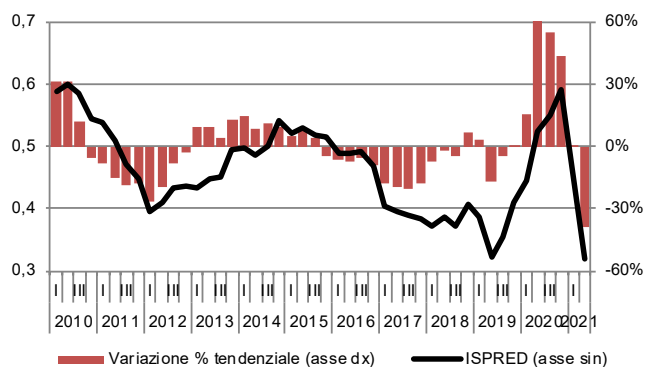
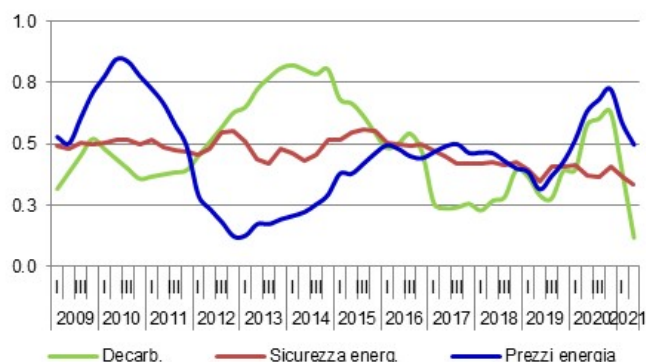


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Secondo drastico peggioramento dell'indice sintetico della decarbonizzazione, ora sui minimi della serie storica

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione, che a partire dalla fine del 2019 aveva invertito un trend discendente iniziato nel 2014, con un notevole progresso in particolare nel 2020 grazie allo shock di domanda portato dalla pandemia, è tornato a peggiorare drasticamente nel 2021. A metà 2021 l'indice sintetico relativo alla decarbonizzazione si è contratto del 70% rispetto al valore del trimestre precedente (dell'80% rispetto al secondo trimestre 2020), scendendo al minimo della serie storica. A spiegare questo crollo vi sono due fattori. In primo luogo, la forte ripresa dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂, che conferma come la riduzione delle emissioni del 2020 fosse dovuta per la gran parte a ragioni "congiunturali". In secondo luogo, sebbene dietro al calo delle emissioni dello scorso anno vi siano anche ragioni "strutturali" (per quanto minoritarie), tanto che a fine 2021 il recupero dei consumi e delle emissioni perse nel 2020 non sarà completo, queste non sono sufficienti a compensare il fatto che nel frattempo gli obiettivi europei di decarbonizzazione sono divenuti più ambiziosi. La traiettoria di decarbonizzazione coerente con il nuovo target di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 è dunque divenuta più ripida, per cui la traiettoria emissiva derivante dalla continuazione dei trend recenti di intensità energetica e carbonica risulta in valori di emissione al 2030 superiori ai nuovi obiettivi (di oltre 50 Mt nel caso delle emissioni totali, vedi Figura 1-3, indicatori D4-D5, e Figura 1-5). E anche il nuovo obiettivo per la quota di FER sui consumi finali di energia è divenuto più lontano per i trend recenti, che porterebbero nel 2030 a una quota inferiore di circa 5 punti percentuali rispetto al target (Figura 1-3, indicatore D6).

L'importanza dei nuovi più ambiziosi target 2030 sul peggioramento dell'indicatore sintetico di decarbonizzazione emerge dal fatto che nel caso degli obiettivi di breve-medio periodo coerenti con lo scenario SEN 2017 le emissioni del 2021 sono tuttora su valori inferiori a quello che dovrebbero avere nella traiettoria coerente con gli obiettivi, per cui anche il peggioramento dei relativi indicatori è molto più contenuto (Figura 1-3, indicatori D1-D3).

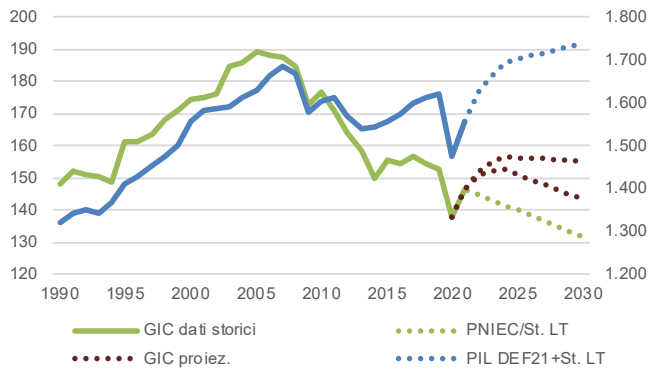
Figura 1-3 - Indicatori della componente decarbonizzazione dell'ISPRED

Decarbonizzazione		Valore assoluto II/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021 (0-1)	Valore indicatore II/2020 (0-1)
Obiettivi di breve-medio periodo (SEN 2017):						
Emissioni totali CO ₂ - Distanza del dato attuale dalla traiettoria coerente con i target di breve periodo (2020-2025)	D1	-18 Mt	-3 Mt	-75 Mt	0,21	0,36
Emissioni CO ₂ non-ETS - Distanza del dato attuale dalla traiettoria coerente con i target di breve periodo (2020-2025)	D2	-24 Mt	0 Mt	-41 Mt	0,59	0,89
Sviluppo FER - Distanza dalla traiettoria coerente con target	D3	-1,9%	-2,4%	+3,8%	0,08	0,10
Obiettivi di lungo periodo (European Green Deal):						
Emissioni totali CO ₂ - Distanza della proiezione 2030 dall'obiettivo	D4	+58 Mt	-39 Mt	+65 Mt	0,07	0,74
Emissioni CO ₂ non-ETS - Distanza della proiezione 2030 dall'obiettivo	D5	+39 Mt	-23 Mt	+47 Mt	0,12	0,56
Sviluppo FER - Distanza dalla traiettoria coerente con target	D6	-4,9%	-4,9%	-0,2%	0,00	0,59

I valori molto bassi degli indicatori di decarbonizzazione relativi agli obiettivi 2030 sono spiegabili guardando a tre variabili. Dal lato dei consumi di energia, anche nel 2021 si conferma che questi continuano a seguire in modo piuttosto fedele l'andamento dei principali driver (in particolare PIL e produzione industriale, gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, vedi par. 2.2). Il ritmo di

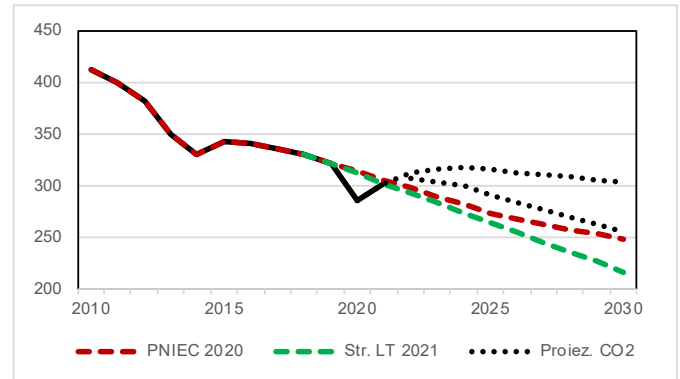
riduzione dell'intensità energetica registrato negli ultimi anni, per di più pressoché nullo nel biennio 2019-2021, resta invece molto inferiore a quello previsto nello scenario del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Figura, 1-4), peraltro da rivedere alla luce dei nuovi obiettivi. Dal lato delle emissioni, il tasso di riduzione dell'intensità carbonica dell'energia è stato invece negli ultimi anni più vicino a quello implicito nello scenario PNIEC, ma anche in questo caso bisogna tener conto che questo scenario non è più in linea con i target. Infine, resta troppo lenta la crescita delle FER, che nel 2020 è stata minima in valore assoluto, per cui se i consumi totali fossero rimasti sui livelli dell'anno precedente la quota di FER sui consumi sarebbe rimasta quasi invariata, mentre con la ripresa dei consumi nel 2021 è pressoché certo che l'aumento della quota FER registrato nel 2020 sarà anch'esso parzialmente riassorbito.

Figura 1-4 – Consumi di energia primaria (Mtep) – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezioni su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 5 anni



Nota: GIC: Gross Inland Consumption (definizione Eurostat); St. LT: Strategia di lungo termine (MiSE, MATTM, 2021)

Figura 1-5 – Emissioni totali di CO₂ (Mt) del sistema energetico – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezioni su ipotesi di continuazione del trend ultimi 5 anni



Quarto calo consecutivo dell'indice rappresentativo della sicurezza energetica, ai minimi della serie

Anche l'indice sintetico che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nell'ultimo trimestre un peggioramento, sia su base congiunturale sia su base tendenziale, sebbene piuttosto contenuto. Ma si tratta del quarto peggioramento tendenziale consecutivo, che anche in questo caso porta l'indice in questione sui minimi della serie storica. Come di consueto questo esito è però la risultante di impatti differenti sui diversi aspetti della sicurezza del sistema, che rappresenta una pluralità di mercati, segmenti della catena del valore e orizzonti temporali.

L'indice relativo alla sicurezza del sistema petrolifero ha continuato a seguire anche nella prima metà del 2021 il trend discendente preso nell'ultima parte del decennio scorso, allora in concomitanza con una fase di modesta ripresa dei consumi petroliferi. Questo trend ha subito una accentuazione dalla crisi pandemica, anche se la forte contrazione del peso del petrolio nel mix ha migliorato l'indicatore della dipendenza del sistema energetico dal petrolio (per gran parte importato). Ma peggioramenti notevoli hanno riguardato la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti e margini in territorio negativo. La prima metà del 2021, nonostante la netta inversione di tendenza dei consumi petroliferi, mostra invece un consolidamento degli effetti della crisi del 2020 su molti indicatori di sicurezza petrolifera: tutti gli indicatori relativi ai prodotti petroliferi e alla raffinazione registrano significative variazioni negative rispetto al trimestre precedente, ancora più accentuate rispetto a un anno fa. Di particolare criticità resta la situazione della raffinazione, dove persiste un utilizzo degli impianti su livelli vicini ai minimi storici e margini in territorio negativo ormai ininterrottamente da cinque trimestri (vedi Figura 1-6, indicatori S5 e S6). Unica eccezione sono gli indicatori di dipendenza e diversificazione (indicatori S1 e S2), che restano su valori più elevati rispetto a un anno fa, e nel primo caso anche su valori elevati in assoluto (grazie al fatto che il peso del petrolio nel mix energetico resta sui minimi storici).

Nell'ultimo trimestre è tornato in peggioramento anche l'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema gas, primo calo tendenziale dopo cinque trimestri di miglioramenti anche significativi. Per tutto il decennio scorso l'indice sintetico della sicurezza gas ha seguito un andamento sostanzialmente parallelo a quello dell'indice della decarbonizzazione, a indicare una sinergia tra queste due dimensioni. Anche nel 2020 gli indicatori relativi al sistema del gas naturale hanno dunque registrato un sostanziale miglioramento, in primo luogo perché il calo dei consumi ha comportato un più elevato eccesso di capacità rispetto al picco di domanda. Inoltre, l'entrata in funzione del gasdotto TAP ha per un verso migliorato la sicurezza degli approvvigionamenti, come misurata dalla regola europea N-1, dall'altro favorito il notevole avvicinamento del prezzo all'ingrosso italiano (PSV) a quello del principale hub europeo (TTF), fino a valori negativi del differenziale (vedi Figura 1-6, indicatore S11). Nel secondo trimestre 2021 sono tornati a peggiorare in particolare gli indicatori relativi alla dipendenza del sistema energetico dal gas, per la ripresa della domanda di quest'ultimo, e quelli relativi alla stabilità dei fornitori e alla diversificazione degli approvvigionamenti, entrambi su valori bassi rispetto alla serie storica ma relativamente confortanti in valore assoluto (perché rimane la peculiarità italiana di un mix di fornitori di gas diversificato rispetto a molti altri Paesi). Complessivamente, l'indice della sicurezza gas si colloca su un livello di criticità moderata, e questa risulta essere la meno problematica delle tre dimensioni della sicurezza del sistema energetico. Tuttavia, la ripresa dei prezzi del gas iniziata a fine 2020, che nel corso del 2021 ha subito un'imprevista violenta accelerazione portando i prezzi all'ingrosso ai massimi storici, è indicativa di una situazione di tensione del mercato che pone rischi potenziali per il prossimo inverno. Si segnala ad esempio che nonostante il suddetto recente miglioramento della situazione della sicurezza degli approvvigionamenti, e nonostante il riempimento degli stoccaggi italiani sia migliore del dato europeo, sotto certe ipotesi conservative l'indice N-1 alla fine dell'inverno potrebbe risultare al di sotto della soglia dell'unità (vedi par. 5.2).

Nel secondo trimestre dell'anno l'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema elettrico, che pure resta su valori molto bassi, vicini ai minimi storici, è invece tornato a migliorare. In particolare il balzo è molto forte rispetto al secondo trimestre 2020, quando si era al culmine dell'impatto della crisi pandemica sul sistema elettrico, che si è trovato a vivere una sorta di esperimento naturale di anticipazione della condizione dovrebbe realizzarsi con il percorso di decarbonizzazione, con valori della quota di generazione non programmabile improvvisamente saliti su livelli non lontani da quelli auspicati per il 2025, in grado di impattare in modo significativo sulla gestione del sistema elettrico. In particolare, secondo la descrizione di Terna, "durante il periodo critico del 2020

si è registrato un aumento vertiginoso nella frequenza di accadimento di scenari di esercizio con fabbisogni ridottissimi e, quindi, con rischio di “overgeneration”, ovvero condizioni in cui è stato necessario intraprendere opportune azioni correttive per mantenere il bilancio tra generazione e consumi al fine di garantire, al contempo, la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico (es. frequente e significativo ricorso agli stoccaggi, riduzione della capacità di importazione, taglio della produzione rinnovabile) Inoltre, “anche a causa del minor commitment del parco termico regolante a valle del MI, si è verificata una maggior necessità di selezioni sul MSD” (Terna, Piano di sviluppo 2021, pag. 109 e pag. 178), con un impatto significativo sul costo totale dei servizi, che ha superato i 2 miliardi di euro, nuovo massimo annuale. Dalla seconda metà del 2020 e per tutta la prima metà del 2021 il ritorno del Sistema elettrico a condizioni di funzionamento più “normali” ha attenuato la pressione su alcuni indicatori, che pure restano su valori molto bassi. Nel secondo trimestre 2021 la fonti intermittenti hanno registrato sia picchi di penetrazione oraria sia variabilità oraria decisamente inferiori a un anno fa. E anche il ricorso del gestore della rete ai servizi di dispacciamento è stato più contenuto in termini sia di volumi e sia di costo (vedi Figura 1-6, indicatori S13 E S14). E’ in miglioramento tendenziale anche l’indicatore relativo ai margini di adeguatezza del sistema elettrico, che resta però anch’esso su valori molto bassi (indicatore S12). Nel complesso gli indicatori relativi alla sicurezza del sistema elettrico si sono dunque mossi poco rispetto alla fine del 2020, restando però su valori molto bassi, a indicare che alcune implicazioni problematiche della transizione ne rappresentano una conseguenza strutturale che necessita di essere affrontata.

Figura 1-6 - Indicatori della componente sicurezza energetica dell'ISPRED

Sicurezza energetica			Valore assoluto II/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021 (0-1)	Valore indicatore II/2020 (0-1)
Sistema petrolifero:							
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	S1	26,8%	26,8%	50,4%	0,91	0,65
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	S2	0,143	0,098	0,174	0,49	0,66
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	S3	1,83	1,60	2,05	0,58	0,88
	Copertura domanda gasolio	S4	1,00	1,00	1,32	0,00	0,53
Competitività raffinazione	Margine di raffinazione area MED (\$/bl)	S5	-1,6	-2,6	5,4	0,11	0,47
	Utilizzo impianti (%)	S6	62%	57%	86%	0,34	0,35
Sistema gas:							
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza import ponderata per peso gas	S7	35,1%	29,9%	38,1%	0,03	0,09
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA	S8	3,70	2,29	3,71	0,01	0,38
	Diversificaz. approvvig. (max HHI trim.)	S9	0,35	0,23	0,38	0,20	0,40
Adeguatezza sistema gas	Flessibilità residua (eccesso capacità)	S10	29%	12%	39%	0,65	0,70
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (media trim.)	S11	0,8	-0,6	9,8	0,58	0,51
Sistema elettrico:							
Adeguatezza sistema elettrico	Margine di adeguatezza	S12	8%	2%	46%	0,11	0,00
Flessibilità sistema elettrico	Max variazione oraria FRNP (% su carico)	S13	8,4%	1,5%	10,3%	0,21	0,00
	Uplift (comma 44.1, lettera b)	S14	0,79	0,31	0,87	0,15	0,08
Adeguatezza mercato elettrico	Spark spread (€/MWh) - Media ultimo sem.	S15	7,5	1,8	32,2	0,18	0,12

Peggioramento sia congiunturale sia tendenziale per la dimensione prezzi, pure attenuato dall'intervento del regolatore

La dimensione prezzi dell'ISPRED, che negli ultimi due anni si era mossa su un trend di notevole miglioramento, e nel 2020 aveva beneficiato del crollo ai minimi storici dei prezzi all'ingrosso del gas e dell'elettricità e al maggiore allineamento dei prezzi italiani a quelli degli altri principali Paesi europei, nel secondo trimestre 2021 ha registrato la seconda variazione congiunturale negativa consecutiva e la prima variazione tendenziale negativa dopo sei trimestri positivi.

A determinare questi esiti è stata la fortissima ripresa dei prezzi all'ingrosso di gas ed elettricità, peraltro traslata in misura ancora parziale sui prezzi ai consumatori finali. Sulla borsa elettrica il PUN medio del secondo trimestre è triplicato rispetto allo stesso trimestre di un anno fa (75 €/MWh contro 25), continuando ad aumentare nei mesi seguenti, tanto da superare i 100 €/MWh a luglio ed agosto. Sul fronte del differenziale positivo dei prezzi italiani rispetto alle altre borse europee i dati della prima metà dell'anno sembrano indicare quanto meno una frenata della convergenza registrata nel 2020, con un leggero riallargamento della forbice con i prezzi tedeschi e francesi.

Sebbene come detto il balzo dei prezzi all'ingrosso non si sia ancora pienamente trasmesso ai prezzi al dettaglio, per i prezzi dell'elettricità per le imprese si stima un aumento congiunturale di circa il 10% nel I semestre dell'anno, e per il periodo luglio-settembre si stima un ulteriore aumento del 2-4%, che riporta i prezzi sui valori di due anni fa. Il più contenuto aumento del terzo trimestre, pur a fronte dei forti rialzi all'ingrosso, è dovuto all'intervento del regolatore, che ha temporaneamente sterilizzato il forte rialzo della materia energia mediante una riduzione degli oneri di sistema. Grazie a questo gli indicatori relativi ai prezzi dell'elettricità per le imprese restano su valori piuttosto elevati, sebbene in deciso calo tendenziale (vedi Figura 1-7, indicatori P2-P5).

Nel caso dei consumatori domestici, invece, il rialzo dei prezzi dell'elettricità nel terzo trimestre è comunque risultato del +10%, dopo il +14% del primo semestre, e il prezzo dell'elettricità è ora sui massimi decennali, tanto che il relativo indicatore è precipitato a zero (vedi Figura 1-7, indicatore P1).

Rispetto al resto dei paesi UE, dati ancora parziali sembrano indicare che gli aumenti dei prezzi di elettricità in Italia nella prima metà dell'anno siano stati superiori a quelli della media europea, sia per le imprese sia per le famiglie.

Andamento simile ha avuto il prezzo del gas sui mercati internazionali, ai minimi storici nel 2020, a nuovi massimi storici a metà 2021 (da valori costantemente inferiori ai 5 €/MWh tra maggio e luglio 2020 a valori superiori ai 30 €/MWh da luglio in poi). In questo caso si è invece confermata e consolidata la riduzione del differenziale tra PSV e TTF, che nel 2021, pur in deciso calo, era comunque stata in media d'anno ancora superiore a 1€/MWh, mentre nella prima metà del 2021 è stata pari a 0,5 €/MWh, risultando per di più negativa sia a giugno sia a luglio.

Quanto ai prezzi del gas al dettaglio, nel primo semestre 2021 si stima un aumento dei prezzi alle imprese di circa il 30% rispetto al secondo semestre 2020, di circa il 6% rispetto al primo semestre 2020. Nel terzo trimestre il prezzo del gas per i consumatori non domestici segue invece un andamento analogo a quello dell'elettricità, con un aumento congiunturale per la fascia di consumo ridotti nell'ordine del 7% (+25% sul terzo trimestre 2020).

Gli indicatori segnalano nel secondo trimestre 2021 il secondo peggioramento congiunturale consecutivo, ma le variazioni sono invece marginali rispetto al secondo trimestre del 2020. Gli indicatori relativi al prezzo del gas per le imprese restano sui valori intermedi di un anno fa, mentre anche in questo caso è peggiore la situazione dei prezzi ai consumatori domestici, per i quali in valore assoluto già il prezzo 2020 si collocava vicino al massimo decennale. Infine, anche per i prezzi del gas i dati parziali relativi agli altri paesi UE sembrano indicare che l'aumento dei prezzi registrato in Italia sia stato superiore, in particolare nel caso dei consumatori domestici (+12,5 contro +5% della zona euro).

Figura 1-7 - Indicatori della componente prezzi dell'energia dell'ISPRED

Prezzi dell'energia		Valore II/2021	MIN 2010-2021	MAX 2010-2021	Valore indicatore II/2021	Valore indicatore II/2020
Elettricità						
Consumatori domestici	P1	0,29 €/kWh	0,16 €/kWh	0,29 €/kWh	0,00	0,37
Imprese / consumi bassi (€/kWh)	P2	0,18 €/kWh	0,15 €/kWh	0,20 €/kWh	0,66	0,93
Imprese / consumi medi (€/kWh)	P3	0,16 €/kWh	0,14 €/kWh	0,18 €/kWh	0,69	0,88
Imprese / consumi medio-alti (€/kWh)	P4	0,14 €/kWh	0,12 €/kWh	0,17 €/kWh	0,70	0,91
Imprese / consumi elevati (€/kWh)	P5	0,10 €/kWh	0,09 €/kWh	0,14 €/kWh	0,79	0,95
Gasolio:						
Prezzi gasolio	P6	1459 €/000L	1043 €/000L	1722 €/000L	0,47	0,57
Gas naturale:						
Consumatori domestici	P7	22,1 €/GJ	14,8 €/GJ	26,9 €/GJ	0,22	0,29
Imprese / consumi bassi	P8	12,7 €/GJ	10,2 €/GJ	15,8 €/GJ	0,65	0,67
Imprese / consumi medi	P9	8,9 €/GJ	7,0 €/GJ	11,7 €/GJ	0,65	0,60
Imprese / consumi medio-alti	P10	6,8 €/GJ	5,9 €/GJ	10,2 €/GJ	0,48	0,66
Imprese / consumi elevati	P11	6,2 €/GJ	5,3 €/GJ	10,1 €/GJ	0,28	0,33

2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Nuovo rialzo del prezzo del greggio nel secondo trimestre (+14% sul primo trimestre)

Dopo il crollo del 2020, dovuto agli effetti della pandemia COVID-19 sulla domanda, nel primo semestre 2021 il prezzo del petrolio ha registrato un significativo recupero. Dapprima con una forte crescita sia congiunturale sia tendenziale nel primo trimestre dell'anno, chiuso a una media trimestrale di 59,3 \$/bbl (media dei tre greggi WTI, Brent e Dubai, +36% sul trimestre precedente). Il trend rialzista è poi proseguito anche nel secondo trimestre, con un ulteriore aumento del 14%. In media trimestrale il prezzo del greggio (media WTI, Brent, ...) si è attestato a 67,1 \$/bbl, ma superando i 75 \$/bbl a inizio luglio (sia il WTI sia il Brent, arrivato fino a 78 \$/bbl, massimi da settembre), quando il sentiment prevalente sul mercato era il timore di una carenza di offerta rispetto a una domanda in ripresa più sostenuta del previsto, anche perché la strategia OPEC+ sembrava quella di un allentamento molto graduale dei tagli produttivi.

A spiegare la continuazione del trend rialzista nel secondo trimestre vi sono da un lato le attese di crescita economica globale, riviste progressivamente al rialzo, dall'altro l'incertezza sul fronte della produzione, per le difficoltà di accordo tra i membri OPEC+ riguardo all'allentamento dei tagli produttivi.

A partire da luglio l'emergere di visioni più prudenti circa le prospettive di crescita della domanda petrolifera per il resto dell'anno, insieme all'accordo infine trovato tra Arabia Saudita ed Emirati Arabi, che prevede in ogni mese (a partire da agosto) un aumento della produzione di 400 kb/g, ha determinato un allentamento della tensione del mercato. Il prezzo del greggio ha chiuso luglio ancora in leggero aumento congiunturale (a 73,3 \$/b, +2% su giugno), ma è poi tornato sotto i 70 \$/bbl a metà agosto, sebbene resti prevalente la prospettiva di un deficit dell'offerta nel breve termine (vedi Figura 2-1.)

Nel 2021 recupero di oltre 5 mb/g, circa il 60% della domanda persa nel 2020

Dal lato della domanda il trend di ripresa iniziato alla fine del 2020, è continuato anche nel secondo trimestre del 2021. La domanda petrolifera globale ha recuperato a giugno circa 3,8 mb/g. Nella media del secondo trimestre la stima dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE, Oil Market Report di agosto) è di 94,7 mb/g, in aumento dell'1,3% sul primo trimestre dell'anno, del 14% sul secondo trimestre 2020.

Secondo le ultime previsioni dell'AIE la domanda di petrolio dovrebbe aumentare di 5,3 mb/g medi nel 2021, attestandosi a 96,2 mb/g (+6%), di altri 3,2 mb/g nel 2022, quando tornerebbe sui livelli del 2019. I dati di luglio, che indicano un calo dei consumi petroliferi globali, confermano però come resti molta incertezza sull'evoluzione della domanda, soggetta a tutti i fattori in grado di ostacolare la ripresa economica globale (vedi cap. 1.1).

Ripresa della produzione non OPEC più lenta che in passato

Dal lato dell'offerta, i minori tagli produttivi OPEC+, insieme al ritorno in produzione di altri paesi, hanno portato la produzione globale di greggio a superare i 95 mb/g a giugno, ad avvicinare i 97 mb/g a luglio. Per l'intero 2021 le attese correnti sono di un rialzo di circa 2 mb/g nel 2021, equamente suddivisi tra OPEC e non OPEC, e di oltre 5 mbg nel 2022, per poco più della metà da paesi non OPEC. La crescita dell'offerta non-OPEC rimane comunque limitata dalla prudente ripresa della produzione USA (Figura 2-2). Nonostante la conferma della sostanziale resilienza del settore, il ritmo di ripresa USA resta però molto inferiore a quello che si era visto dopo la frenata del 2015-2016,

perché il 2020 è stato un anno particolarmente difficile per lo shale oil statunitense, con un calo produttivo rapido e netto (a differenza di quanto avvenuto nel 2014-2016). Con l'aumento dei prezzi del petrolio la produzione USA è tornata a salire, ma in modo incerto, e la più recente previsione dell'Energy Information Administration per l'ultimo trimestre 2021 è di un aumento di solo 400 kb/g rispetto al quarto trimestre 2020, mentre nel 2020 l'aumento produttivo sarebbe di circa 700 kb/g.

Mercato in deficit di offerta almeno fino a fine anno

Secondo le più recenti valutazioni nello scenario di produzione Opec+ delineato in Figura 2-1 l'aumento dell'offerta non sarebbe sufficiente a tenere il passo con la ripresa della domanda, almeno nel breve periodo, per cui il mercato risulterebbe in deficit di offerta di circa 1 Mb/g anche nel terzo trimestre dell'anno, con tendenza però alla chiusura del gap entro la fine dell'anno. Le attese prevalenti sono dunque stabilizzazione del prezzo nel terzo trimestre, seguita da un progressivo ritracciamento verso i 60 \$/bl, soprattutto se dovessero realizzarsi alcune condizioni: lato domanda permangono i rischi legati alla recrudescenza della pandemia, in particolare in importanti paesi consumatori come l'India; lato offerta resta incerto il grado di compattezza dell'OPEC+, cui si aggiunge la possibilità del ritorno sul mercato della produzione iraniana in caso di cessazione delle sanzioni USA.

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

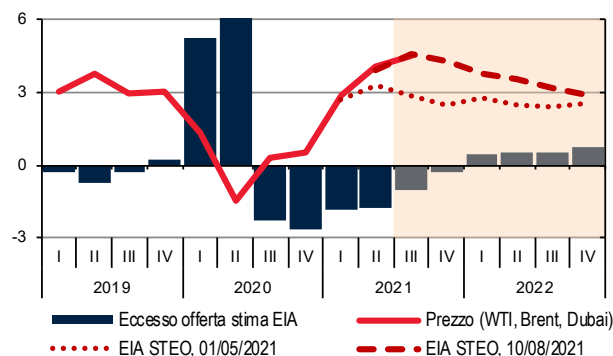
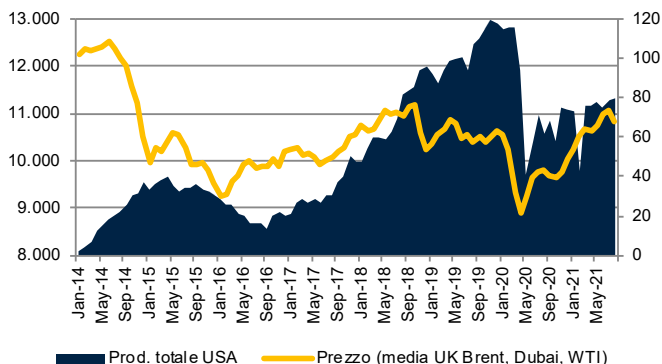


Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)



Rally senza precedenti dei prezzi del gas

Nel 2021 i prezzi del gas sui mercati internazionali hanno visto un rally senza precedenti. Tra maggio e luglio del 2020 il prezzo spot al TTF era stato costantemente inferiore ai 5 €/MWh, minimo storico. Un anno dopo il prezzo è in aumento di quasi il 1000% (il prezzo medio di luglio al TTF è stato pari a 43,3 €/MWh, ad agosto i prezzi forward si sono avvicinati ai 50 €/MWh), con un inevitabile effetto a catena sui prezzi dell'energia elettrica.

Più in dettaglio, nel secondo trimestre 2021 il prezzo medio TTF si è attestato a 24,7 €/MWh, in aumento di circa un terzo (32,9%) rispetto al trimestre precedente, ed addirittura quasi quintuplicato rispetto alla media trimestrale di un anno prima. Successivamente, nei mesi di luglio ed agosto sono stati raggiunti ed aggiornati nuovi record storici (rispettivamente 36,1 e 43,3 €/MWh), risalenti al 2008 (oltre i 40 €/MWh) e di gran lunga sopra i livelli (poco sopra i 30 €/MWh) toccati l'ultima volta in modo estemporaneo nel marzo 2013. Andamento analogo ha avuto il prezzo al PSV, che ha raggiunto i 25,6 €/MWh di media trimestrale (+33,7% sul trimestre), con un incremento percentuale minore su base annua (per l'ancora elevato spread positivo di un anno fa), per poi balzare a luglio del 40% fino a 35,7 €/MWh.

L'andamento del prezzo medio trimestrale TTF risulta dunque non solo in crescita ma anche in accelerazione (+28% l'aumento nel primo trimestre 2021 sul quarto 2020, +33% nel secondo sul primo, mentre la crescita media di luglio e agosto - indicativa del terzo trimestre - sul secondo trimestre è del 60%. Questo andamento è maggiormente evidenziato da un trend mensile molto più marcato: su questo frame temporale i prezzi sono aumentati da valori pari a 20,4 €/MWh in aprile, a 28,8 €/MWh nel mese di giugno, fino a 43,3 nel mese di agosto.

Andamenti contrastanti dei diversi prezzi. Temporanea convergenza JKM- TTF

Altro elemento caratterizzante della prima parte del 2021 la forte volatilità dei prezzi su tutte le piazze, già avviata nell'ultima parte del 2020, estesa ora anche alla direzione assunta dai loro trend nelle varie aree regionali, i quali hanno assunto andamenti contrapposti, con ricomposizione dei prezzi relativi (spread geografici). In particolare, mentre in Europa è proseguito il precedente trend rialzista, nell'area asiatica si è invece assistito a un riassorbimento, parziale ma repentino, degli eccessi registrati nella prima parte dell'anno. Ne è derivata una temporanea chiusura della forbice tra i prezzi delle due aree. Sui mercati asiatici nel secondo trimestre il rally dei prezzi spot del GNL si è infatti interrotto, dopo i massimi storici segnati nel primo trimestre: da una media trimestrale di 35,5 €/MWh si è passati a 26,1 (-26,5%). Lo spread JKM/TTF si è dunque richiuso, dopo che aveva fatto registrare nel primo trimestre una progressiva e sensibile divaricazione (Figura 2-4. Nel prosieguo dei mesi estivi, tuttavia, il trend crescente è violentemente ripreso, portando i prezzi asiatici a toccare nuovamente i 35 €/MWh, e il premio sul TTF si è di nuovo allargato (intorno ai 5 €/MWh tra giugno e luglio) ma nell'alveo della sua media storica.

In Asia è poi continuata la volatilità dei prezzi nonché anche la divaricazione tra JCC (ossia la media dei prezzi del gas indicizzata al petrolio ed applicata ai contratti a lungo termine) e JKM (i prezzi spot). In gennaio la divaricazione tra questi ultimi e i valori stimati dei primi si era attestata ad oltre 17 €/MWh (circa il 65% in più).

Anche sulla piazza statunitense dell'Henry Hub si è registrato un parziale riassorbimento dei forti aumenti avvenuto nel primo trimestre, passando da 9,7 a 8,23 €/MWh (-15,1%), per quanto temporaneo avendo i prezzi già ripreso il trend a rialzo in corrispondenza dei mesi estivi (9,2 e 11 €/MWh rispettivamente a luglio ed agosto). Si tratta dei livelli più elevati degli ultimi due anni e soprattutto collocati sopra la soglia (3\$Mmbtu, pari a circa 8,4 €/MWh) corrispondente al costo di

liquefazione della costa del Golfo e alla barriera di sostenibilità economica dei nuovi investimenti in prospezione. In ottica di più lungo periodo, l'Henry Hub registra il quarto trimestre consecutivo di crescita dai minimi trimestrali del secondo 2020 (5,28 €/MWh), sebbene la ripresa dei prezzi presso l'hub americano si collochi comunque largamente in coda rispetto a quella avvenuta nelle altre aree. Si è pertanto allargato lo spread tra la principale area esportatrice e quelle di import, con un conseguente incremento di flussi in funzione dei differenziali rispetto al TTF e al JKM. In particolare, rispetto al mercato europeo, il differenziale medio trimestrale è passato dagli 8,9 € del primo trimestre 2021 ai 16,5 del secondo (+85,4%), con una punta nel successivo mese di luglio pari a 25,1 € : valori che si confrontano con quelli medi annuali del 2020 pari a circa 3,3. Andamento abbastanza analogo è avvenuto rispetto ai prezzi sui mercati asiatici. E' pertanto evidente come i margini di profittabilità dell'export di gas statunitense siano sostanzialmente esplosi, ribaltando in brevissimo tempo la situazione che si configurava ancora nel terzo trimestre 2020, caratterizzata dall'annullamento di carichi a sostegno dei prezzi.

Attualmente la curva forward sia per il mercato asiatico sia per quello europeo consente di prospettare per il terzo trimestre 2021 e fino alla fine dell'anno margini per il GNL americano superiori ai 4\$/Mmbtu, quindi più che sufficienti a coprire sia i costi variabili di trasporto che quello di liquefazione, e a rendere economicamente attrattiva produzione addizionale da eventuali nuovi progetti: quest'ultimo aspetto è tuttavia controverso perché la sostenibilità di un nuovo ciclo di investimenti dipenderà necessariamente dalla ripresa strutturale dei volumi contrattati a lungo termine, che attualmente rimane depressa.

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)

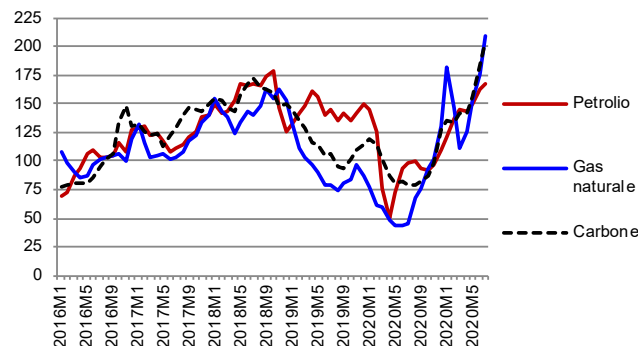
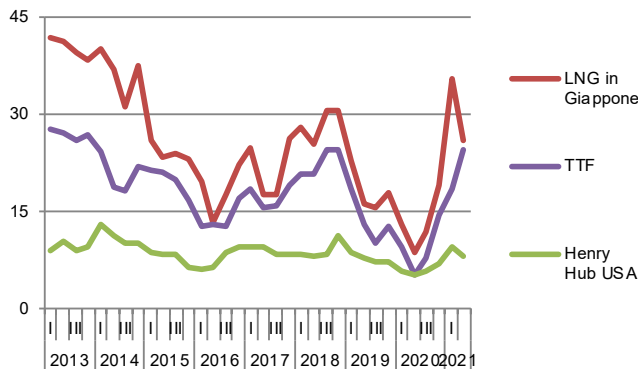


Figura 2-4 - Prezzi del gas naturale sui principali mercati (€/MWh)



In aumento lo spread tra prezzi spot e contratti indicizzati

Un'attenzione particolare meritano i prezzi dei contratti indicizzati al petrolio (GCI). Anche nel secondo semestre 2021 questi si confermano in crescita dopo l'inversione del trend da ribasso a rialzo iniziata fin da ottobre 2020 incorporando l'analogia ripartenza dei prezzi petroliferi avvenuta circa sei mesi prima e ponendo termine a un andamento negativo che durava da fine 2018. In quell'occasione era avvenuto il ripristino della concordanza direzionale tra prezzi spot TTF e prezzi indicizzati (la quale normalmente, dato il lag temporale di cui risente, conferma il consolidamento nel medio periodo del trend in essere); tale concordanza era venuta meno nel terzo trimestre 2020 a seguito del recepimento ritardato degli effetti pandemici sui prezzi petroliferi primaverili. Sempre ad ottobre 2020 si era inoltre verificata la concomitante inversione dello spread tra i due prezzi, da negativo a positivo, per la prima volta da settembre 2018: in altri termini, i prezzi spot erano diventati superiori rispetto a quelli indicizzati (v. fig. 2.5).

L'elemento caratterizzante del secondo trimestre 2021 è consistito nell'inedito consolidamento strutturale di tale inversione, che in precedenza si era verificata raramente e, soprattutto, sempre in misura marginale e in modo estemporaneo per essere poi negata già sul breve periodo. In questo caso, invece, il differenziale positivo tra prezzi a pronti e a termine non soltanto si è mantenuto, ma ha continuato ad allargarsi fino a tutto il secondo trimestre 2021, riflettendo per un verso un consolidamento del trend via via maggiore, ma d'altro canto anche le tensioni dell'offerta che sul mercato fatica ad adeguarsi alla domanda. In definitiva il secondo trimestre 2021 ha visto da un lato un processo di convergenza dei prezzi spot TTF e JKM attraverso trend contrapposti tra diverse aree (positivo in Europa, negativo in Asia) e, dall'altro lato, un processo di divergenza tra prezzi spot TTF e prezzi indicizzati GCI pur in presenza di trend univocamente positivi per entrambi.

Forte ripresa della domanda globale di gas post-pandemia

L'accelerazione avvenuta nel secondo trimestre è riconducibile ad una serie di cause concomitanti. In primo luogo consumi sostenuti, soprattutto se rapportati allo stesso periodo dell'anno precedente, dovuti sia a una primavera particolarmente fredda che ha dirottato al riscaldamento residenziale volumi altrimenti destinati alla ricostituzione degli stoccaggi, sia alla ripresa dei consumi delle attività produttive a seguito dell'allentamento graduale delle restrizioni legate alla pandemia, sia infine a una sostenuta richiesta di metano da parte delle centrali termoelettriche.

Nel primo semestre 2021 la domanda di gas sui principali mercati è sensibilmente cresciuta, in misura pari a circa 100 miliardi di m³, più che compensando le perdite del corrispondente periodo dello scorso anno (-75 mld m³, -1,9%). Le ultime stime della IEA sulla domanda per l'intero anno 2021 sono state nuovamente riviste al rialzo, con un incremento ora pari al 3,6% (+125 mld di m³ in termini assoluti) rispetto al 3,2% stimato in precedenza. Nell'insieme del primo semestre 2021 i consumi globali di gas sono superiori di circa un terzo rispetto al primo semestre 2020.

La ripresa è stata in gran parte trainata dall'area europea e da quella asiatica, ossia dai mercati di importazione. In Europa la crescita (+15% su base annua) è stata trainata da una stagione invernale più fredda e più lunga della media, in combinazione con ridotta produzione eolica e idroelettrica. Infine, sostegno alla domanda della termoelettrica è venuto anche dai prezzi record dei diritti di emissione. Pertanto, relativamente all'area europea si può affermare che il rimbalzo sia stato trainato da fattori nel complesso indipendenti dall'andamento economico. Rispetto al resto del mondo, è stato minore il ruolo della generazione elettrica nel rimbalzo dei consumi.

Nella regione Asia-Pacifico l'andamento dell'attività economica ha costituito invece un driver determinante: la sola Cina ha dato

luogo nel primo semestre 2021 a una domanda pari a 192 miliardi di m³ (+20%, circa 32 miliardi di m³) ripristinando i livelli pre-pandemici, al traino di una forte ripresa produttiva accompagnata e rafforzata anche dal proseguimento della campagna di passaggio obbligatorio dal carbone al gas (specie nel settore residenziale), nonché dalla bassa produzione idroelettrica nel sud-est della Cina. A tutto ciò si sono aggiunte sull'intera area ragioni di particolare rigidità climatica. Nonostante gli aumenti della produzione interna, entro la fine dell'anno la Cina potrebbe sostituire il Giappone nel ruolo di maggior importatore mondiale di GNL.

Negli Stati Uniti il calo della domanda interna di gas nel primo trimestre 2021 è stato quasi compensato da una crescita più forte nel secondo trimestre, supportata da un maggiore consumo di gas nel settore energetico dovuto alla forte crescita della domanda per la rigidità climatica e per la scarsa disponibilità di energia idroelettrica nel nord-ovest del Paese.

Figura 2-5 – Prezzo del gas al TTF e proxy dei contratti indicizzati al petrolio (€/MWh)

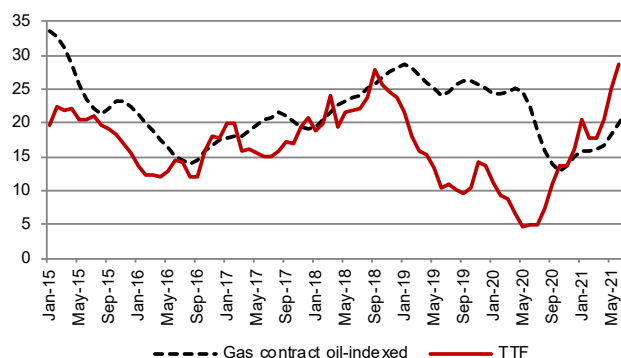


Figura 2-6 – Importazioni mensili di gas in Cina (milioni di Sm³)

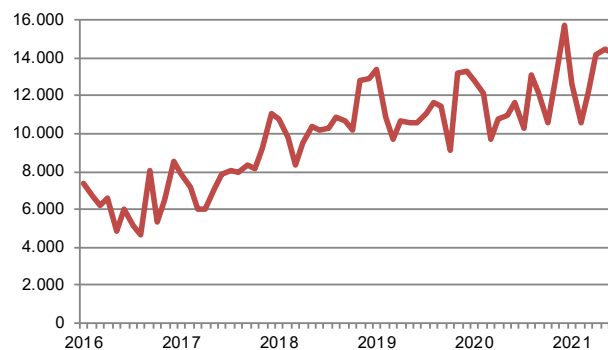
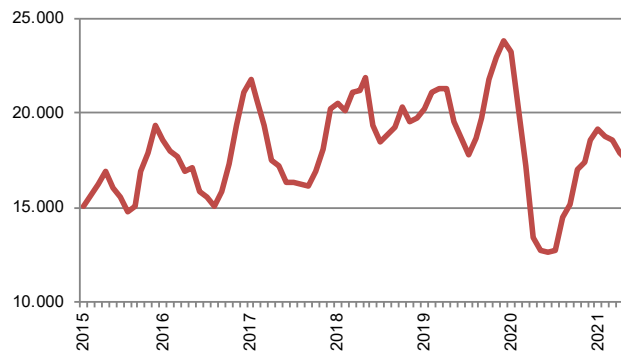


Figura 2-7 – Esportazioni mensili di gas della Russia (milioni di Sm³)



Stoccaggi europei ai minimi pluriennali; curve forward improntate a lente normalizzazioni

Altro elemento chiave dietro al rally dei prezzi, in particolare in Europa, è la situazione degli stoccaggi. Il rapporto tra stoccaggi e capacità complessiva (ossia il tasso di utilizzo) nell'area europea ha toccato nel secondo trimestre 2021 i minimi dal 2018, scendendo a una media pari al 35,5% rispetto al 45,7% del trimestre precedente e al 67,4% del corrispondente trimestre 2020. Nel corso dell'intero primo semestre ha continuato a incrementarsi la discrepanza tendenziale a/a fino a passare da un eccesso positivo a un altro di segno opposto (-50%) il quale, per quanto già registrato in passato, questa volta si è avviato in modo inedito a proseguire anche nel periodo estivo. Ciò è ben riassunto in fig. 2.6, nella quale è visibile – in base agli ultimi dati disponibili per luglio – l'imminente fuoriuscita al ribasso delle percentuali di stoccaggio dal bordo inferiore del loro range medio quinquennale.

Gli stoccaggi europei hanno dunque pienamente esercitato nel corso del primo semestre una funzione ammortizzatrice degli squilibri sul mercato globale del GNL, per la prima volta rispetto a carenze di offerta anziché ad eccessi (come invece avvenuto pressochè stabilmente negli ultimi anni). Un ruolo determinante hanno giocato i leggeri ma decisivi sfasamenti temporali dei picchi di domanda dovuti a ragioni climatiche, registrati tra Europa, Asia e Stati Uniti in mesi diversi, i quali hanno permesso una gestibilità degli squilibri che sarebbe stata altrimenti impossibile.

La correlazione tra variazione su base annua dei prezzi medi mensili del gas al TTF (€/MWh) e quella, sempre annua, del tasso di utilizzo, si è manifestata in modo sensibile da circa un decennio (gennaio 2012) e in modo ancora più marcato a partire dal 2016, con un'unica parentesi tra aprile 2018 e febbraio 2019. Pur non essendo dimostrato un nesso di causalità diretta, entrambe le variabili sono tuttavia dipendenti dalle medesime forze di mercato: in presenza di eccesso di offerta e prezzi bassi, aumentano gli stoccaggi e quindi il tasso di utilizzo; con prezzi maggiori ed eccesso di domanda, calano entrambi. In genere, sotto il profilo stagionale, i bassi prezzi estivi rendono più redditizio lo spread rispetto al prezzo medio annuo ed incoraggiano le iniezioni; viceversa, d'inverno, una domanda più elevata comporta anche prezzi più elevati e maggiori prelievi con i quali lo spread stagionale viene sostanzialmente monetizzato.

Negli ultimi nove anni (dal 2012 al 2020) le variazioni percentuali su base annuale dei prezzi spot al TTF sono sempre state ricomprese tra un minimo pari a -66% ed un massimo pari a +61%. Nel 2021 per la prima volta questo range è stato sfiorato violentemente al rialzo, con i prezzi a/a che sono aumentati consecutivamente in tutti i singoli mesi, segnando a livello di media trimestrale un aumento del +91,8% nel primo trimestre ed addirittura del 362% nel secondo. La relazione inversa tra prezzi spot e tasso di utilizzo della capacità di stoccaggio si è mantenuta valida.

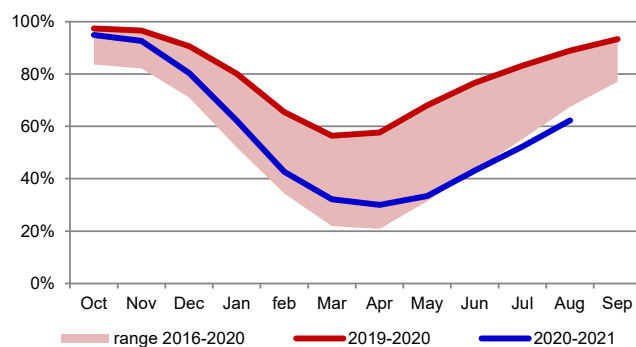
Attualmente (in base ai dati aggiornati a fine mese di luglio 2021) gli stoccaggi ammontano a circa 58 mld m³, un valore leggermente inferiore a quello del biennio 2017-2018 (rispettivamente 62 e 60 mld) e nettamente inferiore a quello del successivo biennio 2019-2020 (83 e 88 mld) che si era caratterizzato per il fortissimo eccesso di offerta. Per quanto riguarda le scorte previste, la curva forward degli stoccaggi al TTF stima uno stock a inizio inverno (ottobre 2021) pari a circa 80-85 mld m³, quindi piuttosto simile ai livelli di ottobre 2018 e 2017 e alla media delle scorte dell'intero quinquennio 2014-2018. Le scorte previste per l'ottobre degli anni successivi sono stimate in aumento (91 mld nel 2022, 96 nel 2023), su livelli simili a quelli di ottobre 2019 e 2020: a tal fine, ciò implicherebbe iniezioni per circa 55 mld m³ nel corso dell'estate 2021, livello superiore alla media del quadriennio

2013-2016 (49 mld) ma inferiore a quella degli anni successivi (60 mld con una punta di 64 nel 2018). La differenza fondamentale tra la stagione 2018 (nella quale si registrò il record negativo degli stoccaggi) e quella 2021 sta nel fatto che mentre allora si registrava un consistente differenziale stagionale nei prezzi lungo la curva forward, tale da motivare le iniezioni, la curva forward TTF nel 2021 mostra invece uno scarsissimo spread tra l'estate ed il successivo inverno, pari a poco più di 1,3 €/Mwh (0,5 \$/Mmbtu) tra agosto 2021 e gennaio 2022. In altri termini, l'incentivo stagionale allo stoccaggio e alle iniezioni (in vista di successivi prelievi) è molto più ridotto in ragione della volatilità stagionale anch'essa molto più ridotta prevista per i prezzi.

Le evidenze della curva forward sembrano suggerire che volga al termine la stagione dell'eccesso strutturale di offerta (e di stoccaggi) avvenuta nel biennio 2019-2020 prima per sovracapacità produttiva e poi anche per effetto della pandemia. Nel breve termine, molto dipenderà dalla domanda estiva di GNL proveniente dai mercati asiatici: qualora proseguiva il ridimensionamento dai picchi di inizio 2021 già avvenuto nel secondo trimestre, ciò si tradurrebbe in maggior assorbimento da parte del mercato europeo e maggiori tassi di stoccaggio a prezzi più bassi rispetto ai picchi raggiunti in Europa a fine semestre, con la possibilità di riportarsi presso valori intorno ai 100 mld m³, in linea col biennio 2019-2020. Qualora invece la domanda dovesse riprendersi a livello globale, la necessità di ricostituzione delle scorte porterebbe a nuove tensioni sui prezzi. La questione di fondo è se la scarsità di stoccaggi all'inizio della stagione invernale, storicamente bassa rispetto alle medie storiche, rischi di trasformarsi in un elemento non più estemporaneo ma strutturale: in tal caso verrebbe meno la funzione stabilizzatrice, di cuscinetto, tradizionalmente svolta dagli alti livelli di scorte in questo periodo dell'anno, e come nell'inverno 2020-2021 il mercato resterebbe estremamente vulnerabile alla variabile climatica (congiunturale ma determinante).

Le ragioni di questa situazione sono riconducibili in parte al mancato ripristino dei flussi di fornitura russa ai livelli pre-Covid per una precisa strategia di Gazprom, in parte al rimbalzo oltre le aspettative della domanda di gas in Cina (a fine semestre già copriva l'80% dell'incremento atteso per l'intero 2021), che ha sottratto volumi al mercato europeo.

Figura 2-8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)



Mix di ragioni contingenti e strutturali dietro all'aumento dei prezzi. Prospettive di breve-medio periodo

A determinare l'evoluzione senza precedenti dei prezzi del gas nel 2021 è stato un insieme di fattori riconducibili a scelte di policy (l'accelerazione della decarbonizzazione in Europa, che ha spinto il prezzo dei permessi di emissione), fondamentali di mercato (gli elevati consumi europei, anche per ragioni contingenti come la ridotta produzione eolica nel Nord Europa, la forte domanda di LNG in Asia, il contesto generalmente rialzista delle commodity energetiche), l'adozione di comportamenti strategici da parte un player decisivo per il mercato europeo (il basso livello di esportazioni di gas dalla Russia nonostante il balzo dei prezzi).

Molte di queste dinamiche dell'anno riguardano fattori specifici del 2021, come dimostrato dalla forte backwardation della curva dei prezzi forward del TTF oltre il prossimo inverno, in relazione alla possibilità che alcuni dei fattori di notevole incertezza si risolvano in un allentamento delle tensioni del mercato, ad esempio tramite una correzione del prezzo delle materie prime o la nuova offerta di gas russo via Nordstream 2 già da quest'anno. In questo scenario il prezzo del gas dovrebbe quanto meno ritornare su livelli corrispondenti al prezzo di switching tra carbone e gas (cioè il prezzo in corrispondenza del quale risulta conveniente ridurre la produzione da carbone in favore di quella da gas naturale).

ETS: prezzi stabilmente oltre la soglia dei 50 €/tCO₂. Presentato il nuovo progetto di riforma della Commissione UE

I prezzi dei permessi di emissione hanno continuato nel secondo trimestre 2021 a segnare nuovi record storici, toccando a livello di media trimestrale esattamente i 50 €/tCO₂, il 33,7% in più rispetto al trimestre precedente ed addirittura +137% rispetto al secondo trimestre 2020. Il trend appare inarrestabile e soprattutto ad andamento esponenziale, con incrementi a balzi intervallati da semplici pause di consolidamento (comunque a rialzo). Al termine del primo semestre la media annua del 2021 si attesta già a circa 45 €/tCO₂, circa l'80% in più rispetto ai valori del 2020 e del 2019 (entrambi collocati intorno ai 24,75-24,8 €/tCO₂), quasi il triplo rispetto a quelli del 2018 (15,9 €/tCO₂), ed oltre otto volte quelli del 2017 (5,83 €/tCO₂). Considerando il trend in ottica pluriennale, appaiono dunque chiaramente identificabili un primo grande impulso rialzista avvenuto tra 2017 e 2019, una successiva pausa fino a metà del 2020, e un successivo secondo impulso rialzista avvenuto nell'ultimo anno con il quale i prezzi hanno registrato un'accelerazione parabolica. Nei mesi di luglio ed agosto quest'ultima è proseguita, toccando medie mensili rispettivamente pari a 53,3 e 56,5 €/Mwh e a livello intraday, nelle ultime due sedute di agosto, nuovi record storici oltre la soglia dei 60 €.

Gli incrementi di prezzo sono strettamente collegati a piani della Commissione EU per il rafforzamento del mercato ETS e degli obiettivi di riduzione delle emissioni riassunti nel progetto di riforma presentato nel mese di luglio: il pacchetto di misure comprende un potenziale taglio una tantum dei permessi di emissione, un maggior utilizzo della MSR (la Riserva per la Stabilità, che assorbe i permessi in eccesso per evitare in modo automatico che gli eventuali surplus comportino riduzioni dei prezzi) e, soprattutto, l'estensione della platea dei soggetti interessati (e vincolati) all'ETS anche al settore marittimo, agli edifici ed ai trasporti stradali.

L'irrigidimento complessivo delle condizioni ha portato la stessa Commissione a stimare un potenziale aumento dei prezzi EUA fino ad 85 €/tCO₂ entro il 2030, valore abbastanza conservativo anche alla luce del recente andamento e dell'innesto di componenti speculative: altre stime (Bloomberg) vedono toccata al 2030 la soglia dei 100 €/tCO₂ in modo strutturale, mentre in modo estemporaneo addirittura già entro il 2021

Figura 2-9 –Tasso di utilizzo dei principali gasdotti che trasportano gas russo verso l'Europa

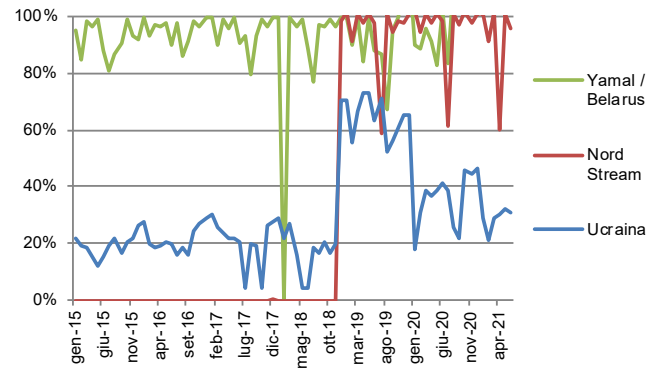
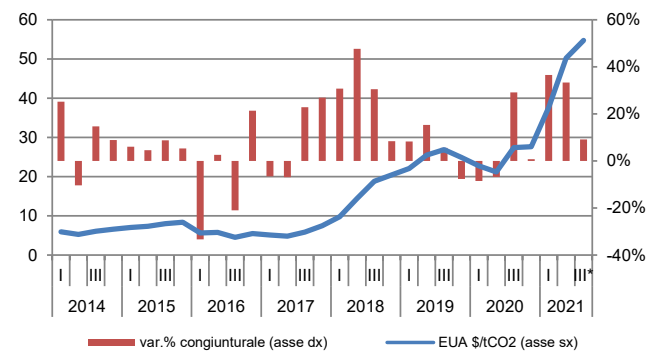


Figura 2-10 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

Nel II trimestre 2021 dalle principali variabili guida una decisa spinta alla ripresa dei consumi di energia, dopo il crollo dello scorso anno

Nel corso del II trimestre 2021 i principali driver dei consumi energetici hanno fornito una spinta molto forte alla domanda di energia. Il Superindice ENEA, che li sintetizza², risulta infatti superiore di quasi il 25% rispetto allo stesso periodo del 2020 (Figura 2-11). Su tale risultato hanno inciso in maniera decisiva la ripresa delle attività produttive (l'indice di produzione industriale è oltre un terzo superiore rispetto ai livelli dello stesso periodo 2020) e del PIL, in aumento del 19% tendenziale (dati grezzi), dopo la variazione marginale di inizio anno. Anche dal fattore clima è venuto un contributo positivo alla crescita della domanda di riscaldamento ad aprile e maggio, di raffrescamento a giugno. Unico modesto freno ai consumi energetici è venuto dai prezzi dell'energia.

Anche nei primi tre mesi dell'anno i principali driver dei consumi energetici avevano fornito un impulso all'aumento della domanda di energia, di circa il 4% tendenziale, principalmente per la ripresa delle attività produttive (+8% l'indice di produzione industriale) e per il fattore clima (temperature più rigide rispetto ai miti mesi di gennaio-marzo del 2020).

Nel 2020 il Superindice si era invece contratto dell'8% rispetto al 2019, in primis per la riduzione di PIL e produzione industriale, ma anche per il clima più mite dell'anno precedente (vedi Analisi Trimestrale 1/2021). Il risultato del 2020 era maturato soprattutto nel II trimestre (-20%), il più colpito dalle limitazioni alle attività produttive, ma in media d'anno il calo del 2020 è stato maggiore di quello del 2009 (Figura 2-11).

Balzo tendenziale del PIL nel secondo trimestre (+17%)

Secondo i dati ISTAT, il PIL nel corso del II trimestre 2021 è cresciuto di oltre il 17% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati destagionalizzati, valori concatenati con anno di riferimento 2015). In termini congiunturali la crescita è stata del 3%, mentre la variazione acquisita per il 2021 è di +4,7%.

A sostenere la crescita del PIL, lato domanda, sono stati i consumi (con un contributo di 2,6 punti percentuali) e gli investimenti (+0,5 pp); minore l'apporto della componente estera (+0,3 pp), negativo quello delle scorte (meno 0,8 pp).

I consumi finali nazionali e le esportazioni sono infatti aumentati in termini congiunturali di oltre il 3%, così come gli investimenti fissi lordi e le importazioni (del 2,4% e 2,3% rispettivamente). Come sostiene l'ISTAT, "il forte recupero dell'attività produttiva riflette un aumento marcato del valore aggiunto sia nell'industria, sia nel terziario".

Nonostante la crescita tendenziale del II trimestre 2021 sia la più sostenuta mai registrata, il PIL risulta ancora inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019, di circa il 3% (dati grezzi). Nel corso dello scorso anno il PIL era infatti diminuito complessivamente del 9% rispetto all'anno precedente (dati grezzi), mostrando cali decisamente più sostenuti nei mesi primaverili (meno 18% tendenziale), largamente interessati dal lockdown su scala nazionale.

Il risultato del trimestre in analisi si registra dopo una variazione tendenziale trascurabile dei primi mesi dell'anno (Figura 2-12); complessivamente nel corso della prima metà del 2021 il PIL risulterebbe dunque in crescita di circa il 9% rispetto allo stesso periodo 2020 (dati grezzi).

In un'ottica di più lungo periodo, a valle della lunga fase di contrazione negli anni della crisi del 2008, il PIL è progressivamente cresciuto dai livelli minimi del 2014 fino al 2017, mostrando già nel 2018 segnali di rallentamento (+0,9%), confermati nel 2019 (appena +0,3%).

² Il Superindice ENEA è un indice composito che combina l'evoluzione di PIL, produzione industriale, gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, prezzi dell'energia, utile per misurare il grado di

Nonostante la parziale ripresa, a metà 2021 il PIL calcolato su base annua è ancora inferiore di circa il 9% rispetto ai livelli precedenti la crisi del 2008 (a fine 2020 il gap era del 12%), e sugli stessi livelli minimi del 2014 (meno 0,2%).

Ancora su la produzione industriale, di oltre un terzo rispetto al II trimestre 2020, ma ancora sotto ai livelli pre-Covid

Nel II trimestre 2021 è in decisa ripresa anche l'attività industriale, di oltre il 34% rispetto allo stesso periodo del 2020 (dati grezzi), quando era diminuita del 26% rispetto all'anno prima. Nonostante la ripresa tendenziale, l'indice di produzione industriale anche nel II trimestre è dunque inferiore rispetto allo stesso periodo pre-Covid (meno 3%). Per i soli beni intermedi il recupero nel II trimestre è stato anche maggiore (+44%).

Il risultato del II trimestre avviene dopo la crescita superiore all'8% del primo trimestre, quando ai cali tendenziali di gennaio e febbraio (meno 5% in media) aveva fatto seguito una decisa ripresa a marzo, +42% rispetto ai livelli del marzo 2020 (il primo dello scorso anno a risentire degli effetti delle restrizioni per il contenimento della pandemia). Complessivamente l'indice di produzione industriale nella prima metà dell'anno in corso è pertanto cresciuto del 20% rispetto allo stesso periodo 2020.

Nel 2020 la produzione industriale era invece diminuita dell'11% rispetto al 2019 (dati grezzi): dopo il risultato negativo del primo trimestre, meno 11% tendenziale, ed il crollo nel II (meno 26%, Figura 2-12), il progressivo allentamento delle restrizioni nei mesi estivi aveva portato ad una ripresa congiunturale dell'attività industriale nel III e IV trimestre, segnando comunque un calo in termini tendenziali (meno 3% medio). Per effetto del deciso calo del 2020, la produzione industriale media annua calcolata tra la seconda metà del 2020 e la prima del 2021 risulta inferiore di circa il 18% rispetto ai livelli pre-crisi 2008, un valore intermedio tra il meno 25% del 2020 ed il meno 16% del 2019 (Figura 2-13).

Figura 2-11 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

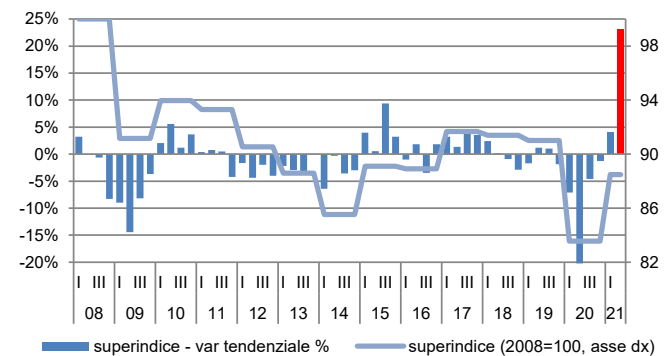
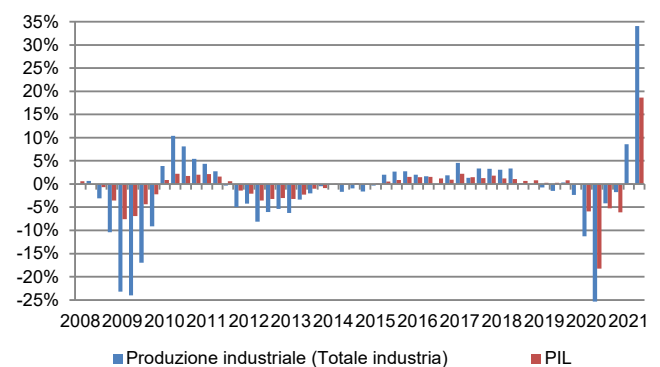


Figura 2-12 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)



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

Prospettive di breve periodo per l'economia italiana

Secondo la nota mensile ISTAT sull'andamento dell'economia italiana di luglio (agosto 2021), l'indice composito della fiducia delle imprese anche a luglio avrebbe fatto segnare un deciso aumento, dopo sette variazioni positive. Decisa la ripresa dei servizi, che sono arrivati a superare i livelli pre-Covid, mentre per il manifatturiero si è avuta una ripresa meno robusta, *"tuttavia, i livelli raggiunti dalla fiducia delle imprese manifatturiere sono estremamente elevati anche nel confronto con la ripresa della produzione industriale"*. Secondo l'Indagine rapida sulla produzione industriale del Centro Studi Confindustria (agosto 2021), l'attività industriale sarebbe cresciuta a luglio del 3,7% tendenziale, risultando però in calo dello 0,7% in termini congiunturali (dati destagionalizzati).

Gli indicatori congiunturali relativi al terzo trimestre segnalano comunque una *dinamica positiva dell'attività nell'industria*, con ordini in aumento e attese di produzione favorevoli, seppur con un possibile rallentamento nei prossimi mesi dati crescenti problemi di approvvigionamento per la scarsità di materie prime e di componenti, *che tendono a frenare l'espansione dell'attività - nonostante un aumento delle commesse - e creano pressioni sulla capacità produttiva*.

Inoltre il CSC evidenzia possibili impatti sul sistema produttivo nazionale derivante dal calo della produzione in Germania, in calo anche a luglio per il terzo mese consecutivo.

Nell'indagine sulla fiducia degli imprenditori manifatturieri relativa alla prima metà di luglio, *l'indice è salito su livelli storicamente elevati, anche se non è escluso che in agosto si osservi un primo contraccolpo per i rischi derivanti da un nuovo aumento dei contagi per la variante Delta e dalle prospettive di reintroduzione di ulteriori limitazioni*. Già nell'indagine IHS-Markit, condotta nella seconda metà di luglio, si è osservato infatti un forte rallentamento delle aspettative, scese al livello più basso da aprile 2020.

Congiuntura internazionale e prospettive

Secondo la Nota mensile ISTAT sull'andamento dell'economia italiana di luglio (agosto 2021), *"la fase di recupero dell'economia mondiale, iniziata nel terzo trimestre del 2020, è proseguita nella prima metà di quest'anno"*. Il PMI globale composito sui nuovi ordinativi all'export di luglio, sebbene in calo, suggerisce che la domanda internazionale continuerà a espandersi. E le previsioni di fine luglio del Fondo Monetario Internazionale indicano una crescita del PIL globale del 6% nel 2021, del 4,9% nel 2022.

Lo scenario internazionale risulta tuttavia eterogeneo soprattutto tra paesi avanzati ed emergenti, a causa delle differenze nel progresso delle campagne vaccinali. In Cina, il PIL nel II trimestre è cresciuto dell'1,3% in termini congiunturali, in decisa accelerazione rispetto al +0,6% del precedente trimestre, anche se sono emersi alcuni segnali di rallentamento per la manifattura (a luglio l'indice PMI manifatturiero ai minimi degli ultimi 15 mesi). Anche più sostenuta la ripresa congiunturale del PIL nel II trimestre negli USA (+1,6%, come nel primo), favorito dall'American Rescue Plan. Infine, dopo la flessione di inizio anno il PIL dell'area euro è cresciuto del 2% in termini congiunturali, con risultati particolarmente positivi in Italia e Spagna (+2,7% e +2,8%) mentre in Francia (+0,9%) e in Germania (+1,5%) la ripresa è stata più contenuta.

Anche dal clima una spinta ai consumi energetici

Nel II trimestre dell'anno in corso il clima ha fornito un impulso all'aumento del fabbisogno di energia, sebbene molto meno rilevante rispetto a quello fornito dalla ripresa del PIL e delle attività produttive. La variabile HDD (Heating degree days) è infatti in netto aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, per le temperature di aprile e maggio decisamente più rigide (di circa due gradi) rispetto agli stessi mesi dello scorso anno (Figura 2-14). Nel mese di giugno invece le temperature

più elevate rispetto al giugno 2020 hanno inciso sulla domanda di raffreddamento degli ambienti, spingendo i consumi elettrici. Anche nel corso dei primi mesi dell'anno dal clima era venuta una decisa spinta all'aumento dei consumi, per le temperature di gennaio e febbraio più rigide di circa un grado rispetto agli omologhi mesi dello scorso anno (Figura 2-14). Si sottolinea come, secondo il servizio europeo Copernicus Climate Change, il 2020 e il 2016 siano stati i due anni più caldi mai registrati (le temperature record del 2016 erano da attribuire in parte al fenomeno de El Niño, il fenomeno climatico periodico che determina un forte riscaldamento delle acque oceaniche).

Figura 2-13 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

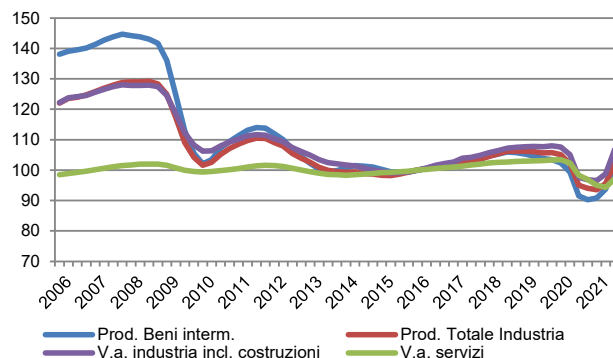
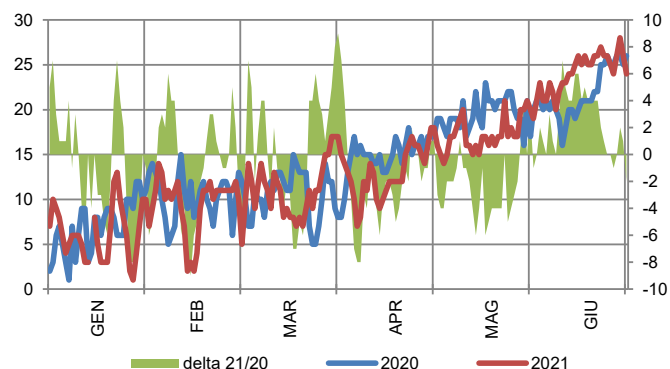


Figura 2-14 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2021 e del 2020 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)



Dai prezzi dell'energia, in deciso aumento tendenziale, un freno alla ripresa dei consumi, diversamente da quanto avvenuto nel 2020

Solo dai prezzi dell'energia nel II trimestre dell'anno è arrivata una spinta alla riduzione dei consumi, sebbene decisamente marginale rispetto a quella positiva fornita dalle componenti economiche e climatiche.

Nel trimestre in esame si registrano infatti incrementi congiunturali di circa il 4% sia per i prezzi del gas che per l'elettricità, del 5% per il gasolio. A causa dei forti cali dello scorso anno (meno 12% in media rispetto ai prezzi del 2019), in termini tendenziali le variazioni sono decisamente maggiori, del 14% per gas e petrolio, di quasi il 30% per l'elettricità (Figura 2-15).

In un'ottica più ampia, dopo un periodo di forti cali iniziato nel 2013 fino ai minimi del 2015 ed i successivi anni di ripresa, a partire dalla seconda metà del 2019 i prezzi dell'energia erano tornati su una traiettoria discendente, accelerata dalla crisi economica e sanitaria del 2020. Il balzo dei prezzi di gas ed elettricità all'ingrosso nel 2021, che deve essere ancora trasferito sui prezzi al dettaglio (e dunque non ha ancora inciso sull'andamento del superindice Enea), marca una decisa inversione di rotta rispetto al trend precedente.

Figura 2-15 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

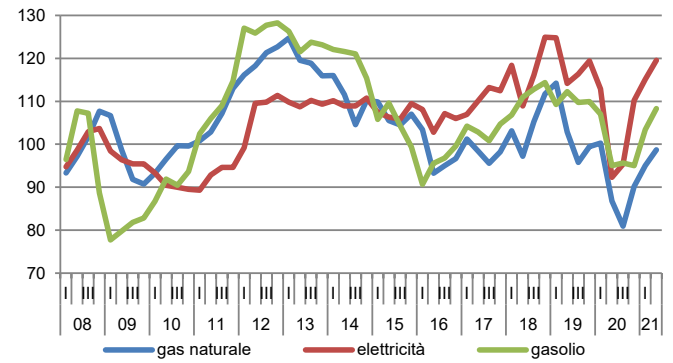
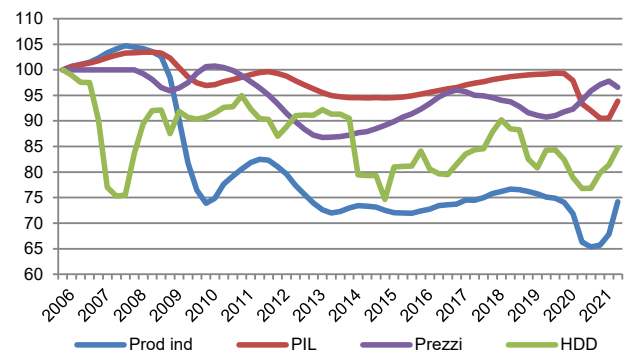


Figura 2-16 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Nel II trimestre 2021 forte rimbalzo tendenziale dei consumi di energia (+24% sul secondo trimestre 2020, +10% nel semestre), che restano inferiori rispetto ai livelli pre Covid

Secondo le stime ENEA nel corso del II trimestre 2021 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 36 Mtep, in deciso rimbalzo rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+24%), pur restando in ogni caso ancora al di sotto dei livelli pre Covid (meno 4% rispetto al II trimestre 2019). Si ricorda infatti come il II trimestre 2020 fu quello maggiormente interessato dalle misure di contenimento della pandemia, con il mese di aprile e gran parte di maggio interessati dal lockdown sull'intero territorio nazionale, che portò al crollo della domanda di energia di circa il 23% rispetto ai livelli dell'anno precedente. Il risultato del trimestre in esame si registra dopo la lieve ripresa dei primi tre mesi di inizio anno (+1% tendenziale), imputabile alla ripresa del mese di marzo (+15% rispetto al marzo 2020, il primo penalizzato dall'emergenza sanitaria).

Il risultato parziale dei primi sei mesi dell'anno in corso vede quindi una ripresa dei consumi sul 2020 di circa il 10%, oltre 7 Mtep in più; rispetto ai livelli del primo semestre 2019, i consumi energetici della prima metà del 2021 risulterebbero tuttavia ancora inferiori di oltre 4 Mtep (meno 5%), sebbene in forte recupero rispetto alla riduzione tendenziale del primo semestre 2020 (meno 12 Mtep).

Come emerge dalla Figura 3-1, il risultato dei primi due trimestri 2021 interrompe la serie di variazioni negative del 2020, quando i consumi di energia primaria (diminuiti complessivamente del 10% rispetto al 2019) dopo il crollo del II trimestre avevano fatto segnare cali tendenziali del 5% nella seconda metà dell'anno con il progressivo allentamento delle misure di contenimento della pandemia.

In una ottica di più ampio respiro, dopo il lungo periodo di contrazioni negli anni della crisi economica fino ai minimi del 2014, successivamente i consumi energetici nazionali si erano poi mossi su una traiettoria moderatamente ascendente fino al 2018, spinti dalla ripresa di PIL ed attività industriale. Con il rallentamento della crescita dell'economia ed il risultato negativo dell'industria la domanda di energia già nel 2019 faceva registrare una variazione negativa, seppur marginale, per poi crollare nel 2020 per l'emergenza sanitaria.

Domanda di energia coerente con la spinta positiva fornita dai principali driver, rallenta il disaccoppiamento osservato lo scorso anno e a inizio 2021

La stima dei consumi di energia nel trimestre in esame risulta perfettamente coerente con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 3-2). L'incremento tendenziale della domanda di energia avviene infatti in perfetto parallelo con la spinta proveniente dai driver, come misurata dal Superindice ENEA (+24%, vedi cap. 2.2).

Anche nei primi tre mesi dell'anno la moderata crescita dei consumi era avvenuta in misura coerente con la variazione del Superindice, sebbene in quel caso quest'ultima fosse stata leggermente maggiore. Allo stesso modo anche il crollo dei consumi di energia del 2020 (meno 10%) era stato sostanzialmente coerente con quello dei driver, sebbene più sostenuto perché il crollo dei volumi di traffico (variabile non rappresentata nel Superindice Enea) era stato maggiore di quello dell'attività economica.

Dalla Figura 3-2 emerge il grado di scostamento tra l'andamento dei consumi di energia e quello delle variabili guida: nella prima metà dello scorso decennio si osserva un certo disaccoppiamento tra economia ed energia, perché il calo dei consumi energetici è spesso maggiore di quello dei driver.

Nella seconda parte del decennio, in concomitanza con la ripresa dell'economia, è molto più difficile scorgere questo scostamento. Anche nel 2021 il progressivo ritorno ad una situazione di crescita economica il disaccoppiamento sembra pressoché nullo.

Nel II trimestre 2021 tornano a crescere i consumi di petrolio, su anche il gas e le importazioni di elettricità

In termini di fonti, nel II trimestre dell'anno in corso è in decisa ripresa la domanda di petrolio, gas ed import elettrico, in lieve calo FER e solidi. Nel dettaglio (Figura 3-3):

- i consumi di petrolio sono in netto aumento, +3,5 Mtep tendenziali (+35%), per la ripresa dei volumi di traffico veicolare ed aereo rispetto ai minimi dello scorso anno;
- in aumento anche la domanda di gas naturale, +2 Mtep (+21%), principalmente per l'incremento negli usi diretti (+1,5 Mtep) ed in parte nella termoelettrica (+0,6 Mtep);
- in netta ripresa le importazioni di elettricità, ancora sopra i 2 Mtep come i due precedenti trimestri, dopo il crollo del II trimestre 2020 (appena 0,6 Mtep);
- in lieve riduzione invece le FER (meno 2% tendenziale), per il risultato negativo dell'idroelettrico (si veda oltre);
- in calo anche i solidi, di circa il 10% tendenziale, dopo la lieve ripresa del primo trimestre.

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

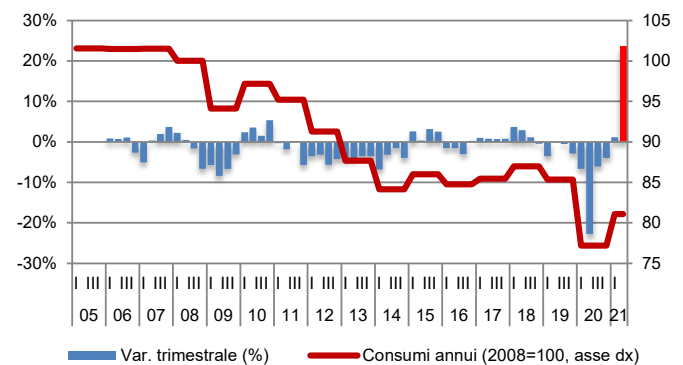
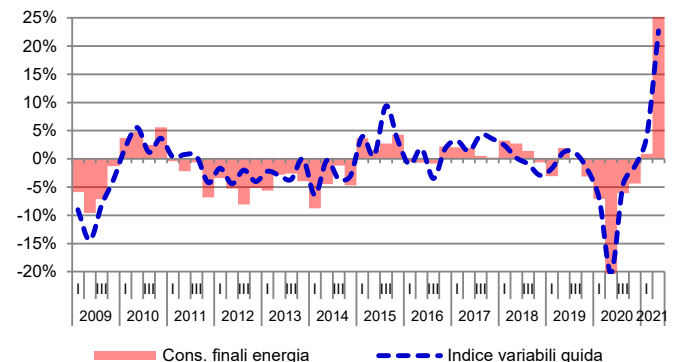


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)



Dopo i cali dello scorso anno, nella prima metà del 2021 è in deciso aumento la domanda di petrolio e gas; forte ripresa per le importazioni di elettricità, meno le FER

In riferimento alla prima metà dell'anno in corso, la domanda di energia è stimata complessivamente in aumento di circa 7 Mtep rispetto ai livelli dello scorso anno (+10%); di questi, il 40% circa è imputabile alla maggiore richiesta di gas, un quarto alla ripresa delle importazioni nette di elettricità, un terzo al petrolio. Dopo il risultato ancora negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 8% tendenziale), i consumi di petrolio nel II trimestre 2021 tornano dunque a crescere in termini tendenziali, restando tuttavia ancora inferiori rispetto ai livelli 2019 di circa il 20%. Complessivamente nella prima metà dell'anno in corso la domanda di petrolio risulta superiore di circa 2,5 Mtep rispetto allo stesso periodo 2020 (+11%), ma solo in parziale recupero rispetto al primo semestre 2019, meno 4 Mtep (meno 13%).

In un'ottica di più ampio respiro (Figura 3-4), prima delle decise riduzioni del 2020 (meno 10 Mtep sul 2019, meno 17%), già nel corso del 2019 si era registrato un lieve calo della domanda di petrolio (meno 1% sull'anno precedente), dopo il netto incremento del 2018 (+3%), in buona parte imputabile a novità di natura statistica. La figura mostra inoltre le variazioni complessivamente marginali del triennio 2015-2017, che avevano fatto seguito alle forti contrazioni della prima metà del decennio di crisi economica.

Nella prima metà del 2021 tornano a crescere in maniera anche più decisa i consumi di gas, di circa 3 Mtep sul 2020 (+10%). Dopo la variazione positiva dei primi tre mesi dell'anno in corso, +1 Mtep tendenziale, principalmente per fattori di natura climatica (il 2020 è stato uno degli anni più caldi di sempre, si veda par. 2.2), la domanda di gas nel II trimestre è ancora in aumento di ben il 21% tendenziale. Oltre al fattore climatico (+1 Mtep tendenziale sulle reti di distribuzione), nel corso del trimestre in analisi anche la ripresa delle attività produttive ha fornito una decisa spinta alla richiesta di gas: sono infatti in crescita sia i consumi di gas per usi industriali, di circa mezzo Mtep (+20%), che per la generazione termoelettrica, +0,6 Mtep (+16%). La crescita tendenziale a doppia cifra della prima metà dell'anno in corso si registra a valle della netta riduzione dello scorso anno, quando i consumi di gas erano diminuiti di quasi il 5% rispetto al 2019 (meno 3 Mtep), sia per il minore ricorso al gas nella termoelettrica sia per la minore domanda negli usi diretti (per fattori climatici e per il risultato dell'industria). Rispetto ai livelli del 2019, la domanda di gas nella prima parte del 2021 risulta tuttavia ancora leggermente inferiore, di circa il 2% (meno 0,5 Mtep). Anche a fine 2021, dopo un anno di ripresa dei consumi petroliferi, il gas sembra destinato a mantenere ampiamente il ruolo di prima fonte di energia in Italia.

In netta ripresa nella prima parte dell'anno in corso anche le importazioni nette di elettricità: dopo la variazione positiva dei primi tre mesi (+6% tendenziale), nel II trimestre le importazioni sono state circa tre volte superiori rispetto ai livelli minimi dello scorso anno (appena 0,6 Mtep nel II trimestre 2020). Complessivamente nella prima metà del 2021 le importazioni nette sono stimate di poco inferiori ai 5 Mtep, oltre il 50% in più rispetto allo stesso periodo del 2020, quando erano fortemente diminuite rispetto all'anno precedente (meno 15% sul 2019). Nonostante il calo tendenziale del II trimestre (meno 2%), da ricercare nel risultato negativo della produzione idroelettrica (meno 6%), nella prima metà del 2021 le rinnovabili sono comunque stimate complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+1%), per il risultato positivo di inizio anno (+4% rispetto al primo trimestre 2020). Anche per il 2020 si stimava un lieve aumento delle rinnovabili (+1%, solo le elettriche), dopo i le variazioni positive più decise del 2019 (+3%) e del 2018 (+10%, per la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017) e il risultato complessivamente negativo del triennio ancora precedente.

I consumi di solidi nel corso della prima metà del 2021 sono invece stimati complessivamente in riduzione rispetto allo scorso anno (del 4% circa): alla modesta ripresa tendenziale del primo trimestre ha fatto seguito un calo a doppia cifra nel secondo. Il risultato del primo semestre configura comunque un calo deciso rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019, di circa il 30%. Nel 2020 i solidi erano infatti stimati in riduzione decisa, superiore al 20% sull'anno precedente, in linea con il calo del 2019 ed in accentuazione rispetto al meno 10% medio del triennio precedente. La quota di solidi nel mix energetico nel 2020 era infatti scesa sotto il 4%, la metà rispetto ad appena tre anni prima (per il phase out del carbone nella generazione elettrica).

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

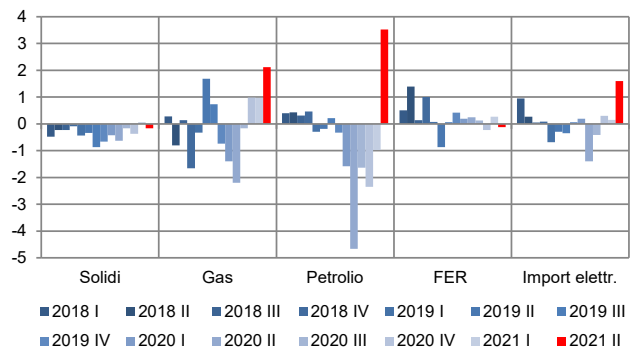
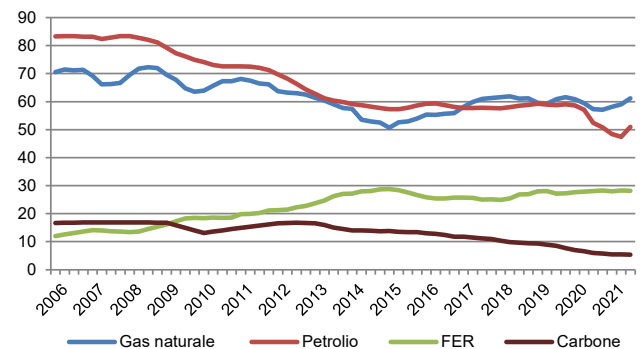


Figura 3-4 – Domanda di energia primaria per fonte (media mobile ultimi 4 trimestri (Mtep))



In aumento i consumi di energia per la generazione elettrica, +2% rispetto alla prima metà del 2020; in forte crescita il gas (+9%), meno le FER (+1%)

La produzione elettrica nazionale nel II trimestre 2021 è stata pari a 67 TWh, in aumento di oltre 2 TWh (+3,7%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Nello stesso periodo la richiesta di elettricità sulla rete è cresciuta ad un ritmo decisamente più sostenuto, +14% (+9,6 TWh), dal momento che le importazioni nette sono risultate in netta ripresa (+7 TWh tendenziale), dopo i decisi cali dello scorso anno.

Anche nei primi tre mesi dell'anno la produzione era cresciuta, seppur a ritmi meno sostenuti (+1,5% sul primo trimestre 2020); complessivamente nella prima metà dell'anno in corso la produzione nazionale risulta quindi superiore di oltre 3 TWh rispetto allo scorso anno (+2,6%).

In termini di fonti primarie destinate alla generazione elettrica, dopo il deciso calo del 2020 (oltre 2 Mtep in meno rispetto al 2019), per la prima metà del 2021 si stima dunque una ripresa tendenziale di circa il 2%: il maggiore ricorso a gas naturale, FER e solidi (+1 Mtep la variazione tendenziale) è stato infatti solo in parte ridimensionato dai cali del petrolio.

Più nel dettaglio, dopo i decisi cali del 2020 (del 5%), i consumi di gas per la produzione termoelettrica risultano in aumento di quasi 0,8 Mtep (+9%) rispetto alla prima metà dell'anno scorso: alla ripresa di inizio anno (+3%) ha fatto seguito un incremento anche più deciso nel II (+16% rispetto al II trimestre 2020).

Anche le rinnovabili sono stimate in aumento rispetto alla prima metà del 2020, di circa l'1%, un dato sostanzialmente coerente con quanto osservato nel 2020 (+1% sul 2019): alla crescita dei primi tre mesi dell'anno (+5% tendenziale) è infatti seguita una riduzione tendenziale nel II trimestre (del 2%, si veda oltre). In marginale ripresa anche la produzione da solidi nella prima metà dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2020, quando era fortemente diminuita rispetto all'anno precedente: il ricorso ai solidi nella I parte del 2021 risulta comunque nettamente inferiore rispetto ai livelli pre Covid, di oltre un terzo. Dopo la variazione tendenziale positiva di inizio 2021 (+15% circa), nel II trimestre 2021 si stima nuovamente una riduzione di circa il 10%. Secondo i dati ENEL (Q2 2021) la produzione termoelettrica da solidi nel II trimestre è diminuita di circa il 12% rispetto allo stesso periodo 2020, dopo il +17% di inizio anno. In deciso calo invece la generazione da prodotti petroliferi (appena 1/3 rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno), comunque ormai su valori marginali, in riduzione anche più decisa rispetto ai cali dello scorso anno (del 10% circa).

I consumi di fonti primarie per la generazione elettrica restano comunque ancora inferiori del 5% rispetto al primo semestre 2019.

Produzione da FER in calo tendenziale (del 2,4%) per il calo dell'idroelettrico; nei sei mesi rinnovabili comunque in marginale aumento (+1%)

Nel corso del II trimestre dell'anno la generazione elettrica da FER, pari a circa 32 TWh, è stimata in calo di quasi 1 TWh rispetto allo stesso periodo del 2020 (il 2,4%). Tale dato fa seguito alla variazione positiva dei primi tre mesi dell'anno (+6% tendenziale), delineando per il primo semestre una marginale crescita: +1,5% rispetto alla prima metà dello scorso anno (+0,8 TWh).

Buona parte della maggiore produzione da FER nel primo semestre 2021 è da ricercare nel risultato dell'idroelettrico, in crescita tendenziale del 2% (+0,5 TWh): il risultato decisamente positivo dei primi tre mesi dell'anno (+1,4 TWh tendenziale, +16%) è stato solo in parte ridimensionato dalla riduzione del II trimestre (1 TWh circa, meno 6%). Anche nel 2020 la produzione idroelettrica era cresciuta, rispetto ai livelli dell'anno precedente, meno dell'1%.

Anche la produzione da intermittenti è in aumento, seppur più moderato, rispetto alla prima metà dello scorso anno, di circa 0,3 TWh (+1%). Dopo la prestazione negativa del 2020 (meno

7% sul 2019), nella prima metà del 2021 è invece in crescita la produzione eolica, di 0,4 TWh rispetto al primo semestre dello scorso anno (+4%); tale risultato è maturato esclusivamente nei primi tre mesi dell'anno (+7% tendenziale), mentre nel II trimestre si registra una riduzione tendenziale, seppur marginale (appena 0,3%). Dopo il risultato positivo dello scorso anno (quasi il 10% in più rispetto alla produzione del 2019), nel primo semestre 2021 è in marginale calo invece la produzione solare (dell'1% tendenziale); il risultato negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 0,2 TWh, il 4%), è stato solo in parte compensato dalla marginale crescita del II trimestre (+0,4% tendenziale).

Figura 3-5 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

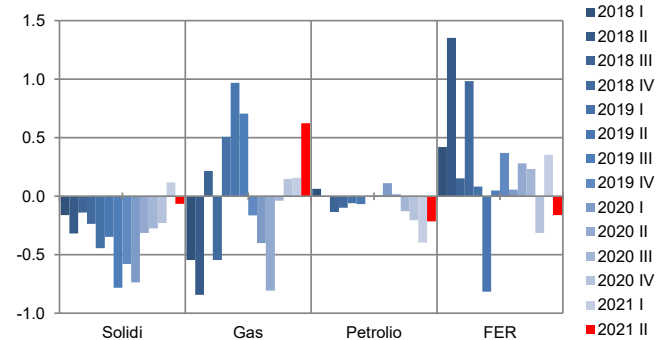
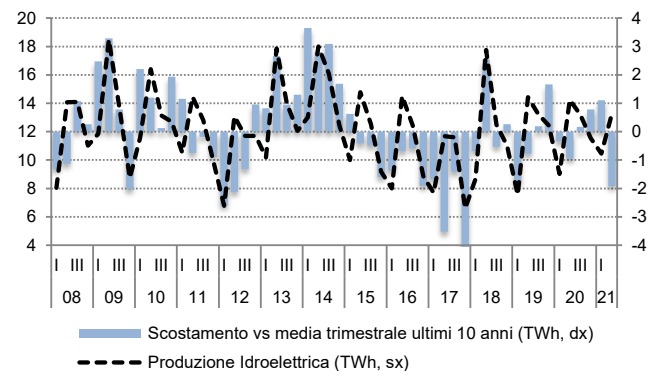


Figura 3-6 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2010-2020 (TWh, asse dx)



BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia

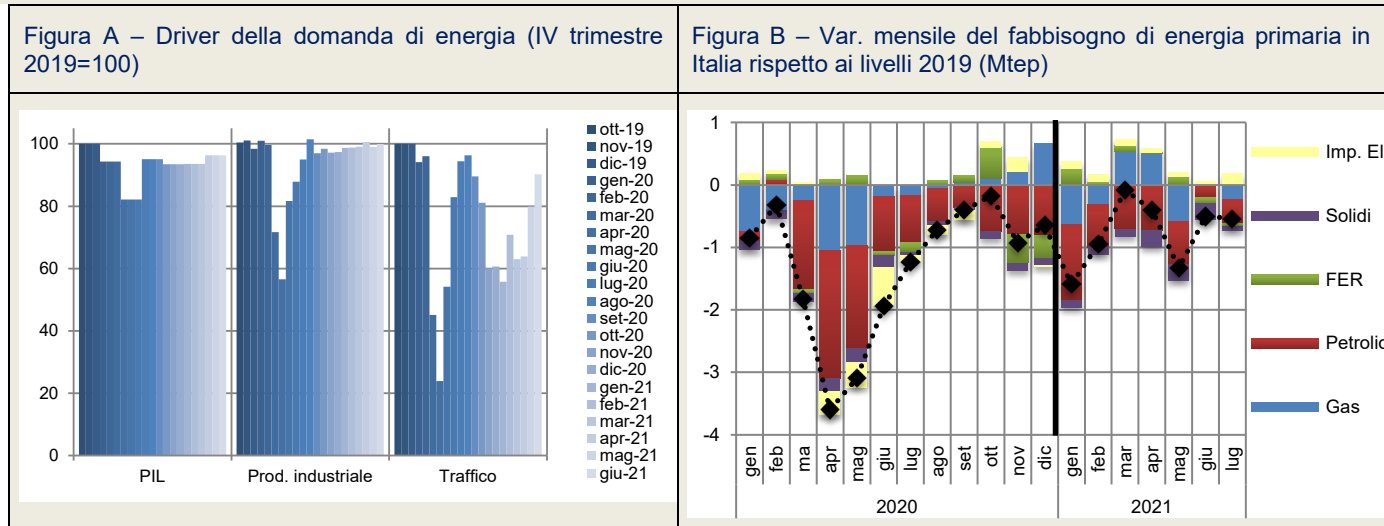
Dimensioni dell'impatto della pandemia sui principali driver dei consumi di energia

Nel corso del II trimestre 2021 l'indice di produzione industriale risulta in ripresa di circa il 33% tendenziale (dati destagionalizzati), ma comunque ancora inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, seppur in maniera oramai marginale (meno 2%). La ripresa del II trimestre è maturata principalmente nel corso del mese di aprile (+78% rispetto ad aprile 2020, quando si era quasi dimezzato rispetto all'anno precedente), mentre a maggio e giugno si sono registrati risutati sempre positivi, ma in progressiva attenuazione (+21% e +14% rispettivamente le variazioni tendenziali). Secondo le rilevazioni del Centro Studi Confindustria (Indagine rapida sulla produzione industriale 7/8/2021) anche a luglio la produzione industriale, al netto del diverso numero di giornate lavorative, sarebbe cresciuta di quasi il 4% rispetto allo stesso mese del 2020, nonostante la lieve flessione in termini congiunturali. Come emerge dalla Figura A, nell'insieme del II trimestre del nuovo anno il risultato dell'industria risulterebbe sostanzialmente in linea con i livelli del IV trimestre 2019 (ultimo non condizionato dalla crisi), dopo i cali dei precedenti cinque trimestri: dal meno 9% del primo trimestre 2020, al minimo del successivo trimestre (meno 24%), poi in progressiva attenuazione fino al meno 1% dei primi tre mesi 2021.

Dalla figura emerge inoltre la decisa riduzione dello scorso anno, durante il quale la produzione industriale nazionale era diminuita dell'11% rispetto ai livelli 2019 (dati destagionalizzati): dopo il minimo di aprile (meno 44%), le riduzioni erano poi andate progressivamente attenuandosi fino a variazioni marginali ad agosto, per poi riprendere con la seconda ondata pandemica nei mesi autunnali, di oltre il 3% tra settembre e novembre, dell'1% a dicembre.

In riferimento al PIL, dopo un risultato ancora negativo nei primi tre mesi dell'anno (meno 1% tendenziale, dati destagionalizzati), secondo le stime preliminari ISTAT, nel II trimestre ci sarebbe stata una ripresa di circa il 17% rispetto al II trimestre 2020, quando era diminuito del 18% rispetto all'anno precedente. Tale risultato porta il PIL comunque ancora ben al di sotto dei livelli dell'ultimo trimestre 2019 di circa il 4% (Figura A), seppur in attenuazione rispetto ai cali dei precedenti trimestri.

Infine gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS nel II trimestre indicano una decisa ripresa dei volumi di traffico, ad aprile quasi 3 volte superiori rispetto ai livelli di un anno prima (quando si erano ridotti del 75% sull'anno prima); la ripresa è poi proseguita a maggio e giugno seppur a ritmi progressivamente inferiori, del 58% e 15% rispettivamente (i dati di luglio confermerebbero tale tendenza, +7%), mentre continua ad essere decisa la contrazione del traffico aereo. Complessivamente nel II trimestre del 2021 i volumi di traffico resterebbero tuttavia ancora inferiori rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019 (Figura A).



Nella primavera 2021 domanda di energia in decisa rimbalzo tendenziale, ma rispetto ai livelli pre Covid ancora inferiore di circa il 5%, come nel primo trimestre: nonostante la ripresa del traffico veicolare, consumi di petrolio ancora minori rispetto a quelli del 2019

Secondo le stime ENEA nel corso del II trimestre 2021 i consumi di energia primaria sarebbero in deciso aumento rispetto allo stesso periodo 2020, di circa il 24%: alla decisa ripresa di aprile (+35% sull'aprile 2020, quando era diminuito di circa un terzo rispetto ai un anno prima) ha fatto seguito una ripresa progressivamente meno sostenuta a maggio (+17%) e giugno (+14%). Come emerge dalla FIGURA B, rispetto allo stesso periodo del 2019 la domanda di energia nei mesi primaverili del 2021 risulterebbe tuttavia ancora in riduzione, di circa il 5-6%. Ad aprile si stima infatti un calo marginale rispetto all'analogo mese 2019 (del 3%): ancora in decisa riduzione i consumi di petrolio (di 0,7 Mtep, per i volumi di traffico stradale ed aereo in ripresa sul 2020 ma in ogni caso ancora decisamente inferiori rispetto ai livelli pre Covid), in aumento invece la domanda di gas naturale (+0,5 Mtep), per la ripresa sia nella termoelettrica (+6%) che negli usi industriali (+2%), ma soprattutto sulle reti di distribuzione (20% circa, dato coerente con le temperature più rigide dell'omologo mese 2019). La variazione negativa è poi cresciuta nel mese di maggio, oltre 1 Mtep in meno rispetto al maggio 2019 (il 10%): oltre al calo dei consumi di petrolio, ancora 0,7 Mtep in meno rispetto allo stesso mese 2019 (come ad aprile), anche la domanda di gas è diminuita di circa mezzo Mtep rispetto a maggio 2019, per i cali nella termoelettrica (del 15% per il risultato positivo di FER e importazioni) e sulle reti di distribuzione (del 18%, il mese di maggio 2021 più caldo di oltre un grado rispetto al maggio 2019). Nel mese di giugno 2021 la riduzione della domanda di energia rispetto allo stesso mese del 2019 è poi tornata a ridimensionarsi, del 4% circa: la domanda di gas sugli stessi livelli del 2019, le FER in lieve ripresa (+0,1 Mtep) e soprattutto le vendite di petrolio sono diminuite in modo decisamente meno sostenuto rispetto a quanto registrato nei precedenti 15 mesi (meno 1 Mtep in media), "appena" 0,2 Mtep in meno rispetto allo stesso mese 2019 (le vendite di benzina sugli stessi livelli di giugno 2019, quelle di gasolio motori addirittura superiori, ma ancora fortemente negativi i consumi per aviazione).

Secondo stime preliminari basate su dati parziali, nel corso del mese di luglio la domanda di energia primaria risulterebbe superiore di circa il 6% rispetto ai livelli dello stesso mese del 2020, ma ancora in calo del 4% circa rispetto ai livelli pre Covid: ancora in calo

i consumi di petrolio di 0,4 Mtep (nonostante le vendite di benzina e gasolio per autotrazione complessivamente lievemente superiori rispetto ai livelli del luglio 2019, i consumi di carboturbo per aviazione sono ancora circa la metà), si stima anche un calo della domanda di gas (di 0,2 Mtep, il 4%), principalmente per la minore richiesta nella generazione termoelettrica (meno 8%), da ricercare nella ripresa delle importazioni, in crescita di oltre il 20% rispetto al luglio 2019.

Come emerge dalla FIGURA B, anche nei primi tre mesi del 2021 la domanda di energia era diminuita rispetto allo stesso periodo del 2019, di circa il 5%. A gennaio si stima infatti un calo di circa 1,5 Mtep rispetto all'analogo mese 2019 (del 9%): in decisa riduzione sia i consumi di petrolio (meno 1,2 Mtep, per i volumi di traffico stradale ed aereo inferiori rispetto ai livelli pre Covid), che di gas naturale (meno 0,6 Mtep), per i cali sia nella termoelettrica (del 10%) che negli usi industriali (dell'8%) e reti di distribuzione (del 5%, dato coerente anche con le temperature). La variazione negativa si è poi ridimensionata a febbraio (meno 6% rispetto al febbraio 2019): le riduzioni dei consumi di petrolio si sono attenuate (meno 0,7 Mtep), in modo coerente con la parziale ripresa del traffico stradale (specie quello pesante) e anche la domanda di gas è diminuita di appena 0,3 Mtep rispetto al febbraio 2019. Nel mese di marzo la variazione rispetto al 2019 è poi diventata marginale: al perdurare del calo di petrolio (di 0,7 Mtep), si è contrapposto un deciso incremento della domanda di gas (+0,5 Mtep), anche in questo caso principalmente per fattori climatici (+18% reti di distribuzione, dato coerente con le temperature).

La figura mostra anche l'andamento dei consumi nel corso dello scorso anno (complessivamente in calo del 10% rispetto al 2019): dopo la riduzione di marzo (meno 14%), per effetto delle prime misure di contenimento della pandemia, nei mesi di lockdown di aprile e maggio il calo era stato pari rispettivamente al 29% e 22% tendenziale, proseguendo a giugno, seppur in maniera meno sostenuta (meno 15%). Per il progressivo allentamento delle misure restrittive, nei mesi estivi si era dunque registrata una ulteriore attenuazione dei cali tendenziali, arrivati a settembre appena al meno 3%. Con la seconda ondata pandemica che ha colpito il Paese nei mesi autunnali, la domanda di energia era quindi tornata a diminuire, a novembre del 6-7%, a dicembre dell'8% tendenziale (depurando la stima dal fattore climatico, il calo sarebbe risultato anche più marcato, meno 10%).

3.2. Consumi finali di energia

La ripresa dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti spinge i consumi finali di energia nel II trimestre; nell'insieme dei sei mesi la crescita tendenziale è a doppia cifra

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia nel II trimestre 2021 sono in netta ripresa rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2020 (+29%, Figura 3-7), quando avevano mostrato cali tendenziali senza precedenti, per le limitazioni alle attività produttive e agli spostamenti che avevano interessato gran parte dei mesi di aprile e maggio dello scorso anno (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili). La crescita stimata dei consumi finali risulta leggermente superiore alla crescita per i consumi di energia primaria, perché la crescita dei consumi si è concentrata nei trasporti, mentre è stata molto più contenuto l'aumento della domanda di energia primaria per la generazione elettrica (che non è inclusa nei consumi finali).

Il rimbalzo tendenziale del trimestre in esame fa seguito al più modesto incremento dei primi tre mesi, quando la domanda di energia finale era cresciuta di circa l'1%. Complessivamente nella prima metà del 2021 i consumi finali di energia sono dunque in aumento di oltre il 10% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, restando tuttavia ancora al di sotto dei livelli pre Covid (meno 6% sul primo semestre 2019).

Come emerge dalla Figura 3-7, la ripresa dei consumi del 2021 avviene infatti dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 10% sul 2019): allora buona parte dei circa 12 Mtep di riduzione era da ricercare nella contrazione dei consumi di prodotti petroliferi per il crollo della mobilità.

Dopo un primo trimestre di variazione tendenziale ancora negativa (meno 5%), nel II trimestre la domanda di petrolio è invece in aumento, di quasi il 40% rispetto ai livelli di un anno prima; complessivamente nel primo semestre dell'anno in corso i consumi di prodotti petroliferi sono dunque tornati a crescere, di circa 2,8 Mtep rispetto alla prima metà del 2020 (+15%), restando in ogni caso ancora inferiori rispetto ai livelli pre Covid (di 3 Mtep, meno 13%).

Dopo la riduzione dello scorso anno (meno 3,5%), nella prima parte dell'anno sono in netta ripresa anche i consumi di gas naturale per usi diretti, di oltre 2 Mtep rispetto alla prima metà del 2020 (+12%), sia per fattori di natura climatica che per la ripresa delle attività produttive. Alla variazione positiva del primo trimestre (+6% tendenziale), ha fatto seguito una crescita più netta nel II trimestre (+26%), trainata sia dall'industria (+20%) che dagli usi civili (+30%). Diversamente dai prodotti petroliferi la domanda di gas nella prima metà dell'anno è quindi tornata sui livelli pre-Covid.

Dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 5% sul 2019), sono in netta crescita tendenziale anche i consumi elettrici, di circa 0,9 Mtep nel primo semestre (+8% rispetto alla prima metà 2020): al risultato positivo dei primi tre mesi dell'anno (+2%) ha fatto seguito una ripresa superiore al 14% nel II trimestre.

In termini di contributi settoriali (Figura 3-8), se nei primi tre mesi dell'anno la minore domanda di energia nei trasporti (meno 0,7 Mtep tendenziale) era stata di fatto compensata dai maggiori consumi nell'industria e nel civile, nel II trimestre tutti i settori hanno mostrato variazioni tendenziali positive: di circa 2 Mtep tra industria e civile, di circa 3 Mtep i trasporti.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-7), dopo il trend di costanti riduzioni iniziato già da prima della crisi del 2009, fino ai minimi del 2014, nel successivo quadriennio 2015-2018 i consumi finali di energia erano tornati su un trend di moderata crescita, spinti dalla ripresa dell'attività economica, pur restando molto al di sotto dei livelli pre-crisi. Dopo un leggero calo nel 2019, nel 2020 la pandemia ha bruscamente riportato la domanda dei settori di impiego finale ben al di sotto anche dei livelli minimi del 2014 (di circa 7 Mtep). Con la ripartenza dei consumi, nel I semestre 2021 almeno il divario rispetto ai minimi del 2014 si è pressoché azzerato.

Figura 3-7 - Consumi finali di energia (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

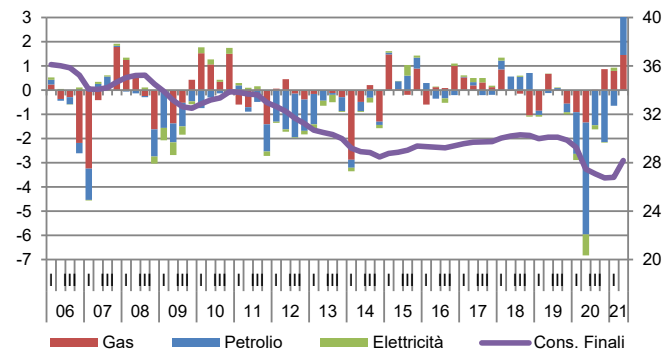
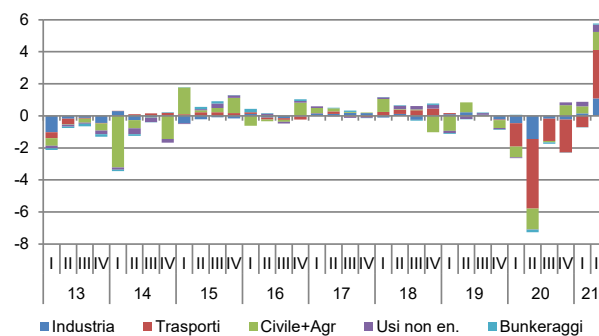


Figura 3-8 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Consumi elettrici in netta ripresa nel II trimestre (+14% tendenziale), ma nei sei mesi ancora inferiori di 3 TWh rispetto ai livelli pre-Covid (-2%)

Nel corso del II trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica sulla rete è cresciuta di oltre il 14% rispetto allo stesso periodo del 2020 (+9,5 TWh, Figura 3-9), quando era diminuita di oltre 11 TWh rispetto all'anno precedente. Il risultato del II trimestre fa seguito alla crescita meno sostenuta dei primi tre mesi dell'anno, +2% tendenziale (per la ripresa dei consumi di marzo, +12% rispetto al marzo 2020, il primo fortemente influenzato dalle restrizioni anti Covid).

Complessivamente nella prima metà del 2021 la domanda elettrica è dunque in aumento dell'8% sul primo semestre 2020, ma ancora inferiore di oltre 3 TWh rispetto ai livelli pre Covid (meno 2%). Nel corso del 2020 infatti la domanda elettrica era diminuita di oltre il 5% su base annua, principalmente per i decisi cali del II trimestre, quello più duramente colpito dalle restrizioni alle attività produttive (meno 14% tendenziale), a cui avevano fatto seguito riduzioni progressivamente minori (di 2,5% e 0,4% rispettivamente nel III e IV trimestre 2020).

La ripresa della domanda di energia elettrica nella prima metà del 2021 è da ricercare principalmente nella ripartenza delle attività produttive: l'indice della produzione industriale è stimato infatti complessivamente in aumento tendenziale del 20% (si veda par. 2.1). Anche secondo le elaborazioni Terna dell'IMCEI, dopo il calo del 2020 (meno 7% sul 2019), i consumi elettrici del comparto industriale avrebbero fatto registrare una ripresa tendenziale del 18% nei sei mesi: al +11% tendenziale del primo trimestre, avrebbe fatto seguito una variazione tendenziale superiore al 25% nel II trimestre.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-9), dopo il trend di riduzione fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, la domanda elettrica, cresciuta nel corso del 2017 (+2% rispetto al 2016), ha prima rallentato nel 2018 (+0,4%), per passare a variazioni negative nel 2019 (meno 0,6% sul 2018), prima del crollo del 2020 che ha portato i consumi elettrici al di sotto di quasi 8 TWh rispetto ai minimi del 2014 (meno 2,5%). Con la ripresa dei consumi registrata nei primi due trimestri 2021, la domanda di elettricità sulla rete risulta ora tornata sui minimi del 2014.

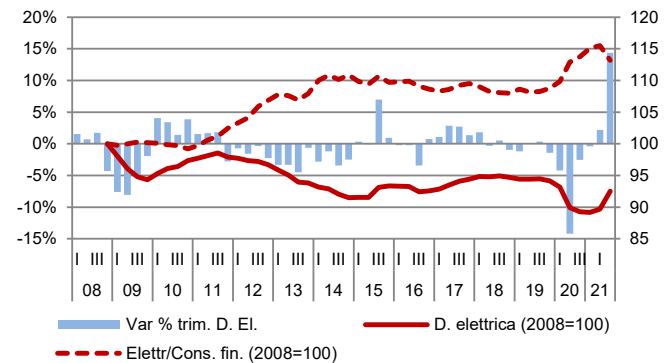
Con la ripresa delle attività produttive e del traffico veicolare si arresta l'aumento dell'elettrificazione del sistema che si era osservato nel 2020

Come detto, nella prima metà dell'anno in corso si è registrato un deciso incremento della domanda di elettricità sulla rete, di circa l'8% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale incremento risulta d'altro canto meno sostenuto rispetto a quello dei consumi di petrolio e gas naturale (vedi sopra). L'elettrificazione del sistema energetico (stimata al 21%) risulta pertanto in lieve riduzione rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno (circa mezzo punto percentuale in meno). Si sottolinea come nel corso del 2020 si era invece osservato un incremento dell'elettrificazione del sistema (22%, +1 punto percentuale rispetto al 2019), dal momento che il calo dei consumi elettrici (meno 5%) era avvenuto a fronte di una riduzione dei consumi energetici quasi doppia. Le misure di contrasto alla pandemia largamente adottate nel corso del 2020 avevano infatti portato un crollo dei volumi di traffico veicolare senza precedenti, oltre che ad un rallentamento dell'attività produttiva.

Allargando l'analisi ad un orizzonte temporale più ampio (Figura 3-9), dopo gli anni di decisa crescita dei consumi elettrici, spinti dalla terziarizzazione del Paese, l'elettrificazione del sistema ha proseguito sul trend di crescita, sebbene a ritmi meno sostenuti, fino alla metà del decennio scorso, per poi evolvere lungo una traiettoria di sostanziale stabilità nel successivo periodo 2015-19, a cui ha fatto seguito l'andamento altalenante nel successivo anno e mezzo, spiegabile con la

limitazione alle attività produttive e mobilità prima, e la progressiva ripresa poi.

Figura 3-9 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)



Nel II trimestre tornano a crescere i consumi energetici nei trasporti (+3 Mtep sul 2020); nel I semestre ancora netta riduzione sia rispetto ai livelli pre-Covid sia rispetto al 2020

Nel II trimestre 2021 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati in decisa ripresa rispetto allo stesso periodo del 2020 (3 Mtep in più, +50%), quando erano diminuiti di oltre 4 Mtep rispetto al II trimestre 2019. Pertanto, nonostante la decisa variazione positiva, nel II trimestre 2021 i consumi dei trasporti sono ancora inferiori rispetto ai livelli pre-Covid (meno 13%). Il risultato del trimestre in esame si registra dopo il calo tendenziale dei primi tre mesi dell'anno (del 9%), quando le riduzioni di gennaio e febbraio venivano solo in parte compensate dalla ripresa di marzo. Nell'insieme nei primi sei mesi del 2021 i consumi dei trasporti sono stimati superiori ai 15 Mtep, oltre 2 Mtep in più rispetto alla prima metà dello scorso anno (+17%), ma ancora inferiori rispetto ai livelli pre Covid di oltre 3 Mtep (il 18%). Nonostante la ripresa del II trimestre, nella prima metà del 2021 il settore dei trasporti risulta ancora quello più colpito dalla pandemia, dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 24% sul 2019).

In termini di carburanti, dopo le decise riduzioni del 2020, quando i consumi di carboturbo diminuirono complessivamente di oltre 3 Mtep rispetto al 2019 (meno 66%), nei primi sei mesi dell'anno in corso si registra ancora un calo tendenziale dei carburanti per aviazione, anche se meno sostenuto (meno 25% sulla prima metà del 2020). Al risultato ancora fortemente negativo dei primi tre mesi dell'anno (meno 65% tendenziale), ha fatto seguito una netta ripresa tendenziale nel II (+200% quasi, escludendo gli usi militari), che tuttavia si confrontava con i mesi primaverili dello scorso anno di sostanziale blocco dei voli. Rispetto ai livelli pre covid i consumi per aviazione nella prima metà del 2021 risultano infatti ancora decisamente inferiori, di circa 1,5 Mtep (meno 70%). I risultati dell'ultimo anno e mezzo interrompono dunque il lungo periodo di variazioni positive, del 7% m.a. nel triennio '16-'18, del 4% nel 2019 (Figura 3-11).

In riferimento al trasporto stradale, dopo il risultato decisamente negativo dello scorso anno (meno 18% sul 2019), i consumi nella prima metà del 2021 sono stimati in decisa ripresa tendenziale (+21%): alla riduzione del primo trimestre (meno 3%) ha fatto seguito una netta ripresa nel II (+51%). L'andamento dei consumi nella prima parte dell'anno risulta inoltre coerente con la riduzione del traffico veicolare. Secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) si è infatti complessivamente ridotto nel corso del primo trimestre: ai cali di gennaio-febbraio, rispettivamente del 35% e 18% (si confrontavano con il I bimestre 2020 non segnato dalle restrizioni), ha fatto seguito la ripresa di marzo (+48%). Nel secondo trimestre l'ANAS rileva invece una decisa ripresa tendenziale dei volumi di traffico veicolare, particolarmente marcata ad aprile (con livelli di traffico tre volte superiori rispetto ad aprile 2020, interessato dal lockdown su scala nazionale), ma importante anche a maggio e giugno (+58% e +15% rispettivamente). La ripresa del traffico veicolare nel nuovo anno avviene a valle del crollo dello scorso anno, meno 25% rispetto al 2019, con riduzioni meno marcate per i veicoli pesanti (meno 10%).

Con riferimento alle vendite di gasolio motori, dopo il calo del 2020 (meno 17% sul 2019), nella prima metà del 2021 i dati MiSE mostrano decise variazioni positive (+21%), in linea con l'andamento del traffico veicolare pesante. L'IMR dell'ANAS per i soli veicoli pesanti indica infatti per il primo trimestre un calo tendenziale dell'11% a gennaio, marginale a febbraio, in ripresa a marzo (+34%), poi ancora una ripresa decisa ad aprile (+70%) ed anche a maggio e giugno (+20% in media). Anche più sostenuta la ripresa delle vendite di benzina, +24% tendenziale nei sei mesi: dopo il calo del primo trimestre (meno 6%) ha fatto seguito una ripresa del 63% nel secondo. Nel 2020 il traffico leggero si era ridotto di oltre il doppio rispetto a quello pesante, e i cali della benzina erano stati del 21% rispetto al

2019. In ripresa tendenziale anche il GPL autotrazione, del 10% nella prima metà del 2021, dopo il meno 22% del 2020. In prospettiva, con riferimento alla mobilità, una recente indagine ISTAT ("La mobilità degli italiani, le intenzioni per il prossimo autunno", Agosto 2021), ha evidenziato alcuni possibili cambiamenti sia nella frequenza degli spostamenti che nella mobilità per il prossimo autunno. Dall'indagine emerge infatti la previsione di un generale calo di spostamenti per studio o lavoro: gli intervistati che si spostava almeno cinque volte a settimana prima della pandemia passerebbe da oltre l'80% a circa il 68% per i prossimi mesi di settembre-ottobre e al contempo cresce la quota di chi non intende effettuare spostamenti in autunno (dal 3% del 2020 al 10% per i prossimi mesi). L'indagine evidenzia inoltre la diminuzione dell'uso del mezzo pubblico a favore dell'auto privata.

Figura 3-10 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

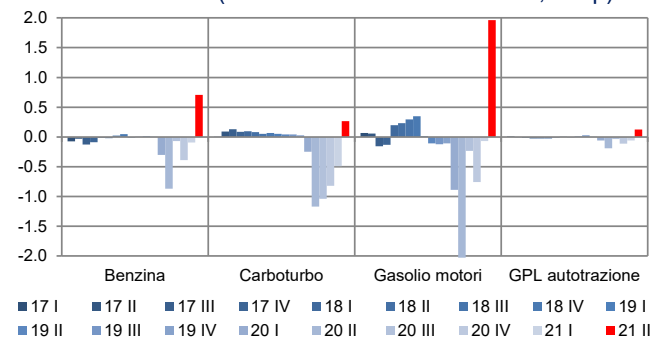


Figura 3-11 - Consumi energetici per il trasporto stradale (ktep, asse sin) e aviazione (ktep, asse dx)

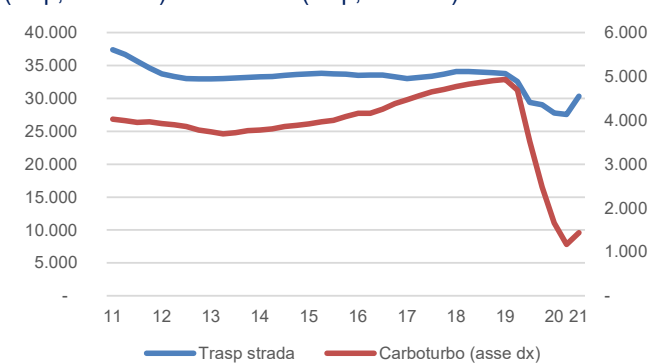
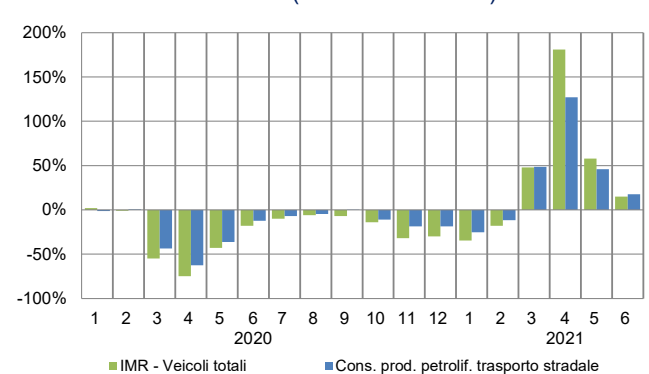


Figura 3-12 - Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata (var. % tendenziali)



Consumi del civile in aumento, incide il clima più rigido e la ripresa dei servizi

Nei primi sei mesi dell'anno in corso i consumi di energia del settore civile sono stimati in ripresa rispetto allo stesso periodo del 2020, di circa l'8%: alla variazione positiva del primo trimestre (+3%) ha fatto seguito un incremento tendenziale a doppia cifra nel II trimestre (oltre il 15%). Tale risultato è da ricercare in primis nella maggiore domanda di gas naturale, superiore dell'11% rispetto alla prima metà dello scorso anno (+2 miliardi di Smc in più): dopo un incremento uniforme dei primi tre mesi, da ricercare in una temperatura mediamente più rigida rispetto al mite 2020 (si veda par. 2.2), ad aprile e maggio si rilevano incrementi superiori al 30% in media. In tali mesi, oltre al fattore clima (nel bimestre temperature più basse di circa 2 gradi rispetto ad aprile maggio 2020), ha probabilmente influito anche la ripresa di molte attività del settore dei servizi, rimaste sostanzialmente ferme nei mesi primaverili dello scorso anno. A conferme di ciò la ripresa dei consumi elettrici settoriali, stimati in ripresa tendenziale di circa il 7% nel II trimestre. Anche il fattore clima ha probabilmente inciso sulla ripresa dei consumi elettrici del settore, specie nel mese di giugno, durante il quale le temperature sono state mediamente superiori di circa 2 gradi rispetto a quelle di giugno 2020.

La ripresa dei consumi della prima metà del 2021 fa seguito al calo del 2020, risultato tuttavia decisamente più contenuto rispetto a industria e trasporti: la domanda di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore nel 2020 era infatti stimata in calo di circa il 3% rispetto al 2019. L'andamento dei consumi nella prima parte dell'anno in corso risulta inoltre sostanzialmente in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un netto impulso all'aumento dei consumi: la decisa spinta positiva del fattore clima, in primis per il riscaldamento e in parte per il raffrescamento (che ha agito solo su giugno) e della ripresa dei servizi (+13% tendenziale nel II trimestre, è stata solo in parte compensata da quella negativa dei prezzi dell'energia (complessivamente in aumento nel primo semestre). Anche nel 2020 l'andamento dei consumi era risultato complessivamente coerente con quello dell'indice sintetico delle variabili guida: oltre al fattore climatico (meno 3%), un ruolo decisivo lo aveva avuto la riduzione del valore aggiunto del settore dei servizi (meno 8%), bilanciate solo in misura marginale dal calo dei prezzi. In una ottica di più lungo periodo (Figura 3-13), nei primi anni del decennio i consumi di energia si erano ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore (escluse FER termiche), mentre successivamente driver e consumi hanno proceduto in maniera parallela.

Consumi energetici industriali in decisa ripresa nel II trimestre; nei sei mesi la variazione tendenziale è a doppia cifra

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel primo semestre 2021 sono complessivamente in ripresa rispetto ai livelli dello stesso periodo 2020 di oltre il 10%. Alla variazione positiva del primo trimestre dell'anno (+5%) ha fatto seguito una ripresa decisamente più decisa nel secondo (circa +20%). Rispetto ai livelli pre Covid, la stima dei consumi settoriali nella prima metà dell'anno in corso è tuttavia ancora inferiore (circa meno 4%), sebbene in recupero rispetto al calo tendenziale del primo semestre 2020, superiore al 10%.

La ripresa dei consumi settoriali si registra infatti dopo la decisa riduzione dello scorso anno, durante il quale il settore industriale fu colpito dalle restrizioni alle attività produttive, riducendo il proprio fabbisogno di energia di circa l'8% rispetto al 2019 (con picchi del 17% nel II trimestre).

Secondo le stime Terna basate sull'indice IMCEI³ i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione dopo il calo dello scorso anno (meno 7%), sono in aumento nel primo semestre del 18% tendenziale: al +12% tendenziale del primo

³ L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori

trimestre è seguita una crescita anche più sostenuta nel II trimestre (+28%), per la decisa ripresa di aprile (+60% rispetto ai minimi dell'aprile 2020), mentre a maggio e giugno le variazioni tendenziali sono state più contenute (+15%). Anche la domanda di gas settoriale è complessivamente in aumento nel primo semestre (+11% sul 2020, dati SNAM): dopo il +5% del primo trimestre, nel II la variazione è stata del 20% (anche in questo caso per il +45% di aprile). In calo invece la domanda di prodotti petroliferi, principalmente per le lavorazioni in raffineria.

In una ottica di più ampio respiro (Figura 3-14), dopo i cali negli anni della crisi economica fino ai minimi del 2015 i consumi settoriali si sono mossi su una traiettoria di moderata ripresa nel successivo triennio, tornando tuttavia già nel del 2019 in territorio negativo, in maniera coerente con la produzione industriale. Il risultato fortemente negativo del 2020 ha poi riportato i consumi settoriali al di sotto anche dei minimi del 2015. Dalla figura emerge come la ripresa dei consumi settoriali nella prima metà del 2021 avvenga in concomitanza con la ripresa della produzione industriale (+20% tendenziale, si veda par. 2.2). Anche il crollo dei consumi dello scorso anno era avvenuto in coerenza con il crollo della produzione industriale. Dalla figura emerge anche come il calo dei beni intermedi sia stato più deciso rispetto all'intero comparto sia negli anni della crisi economica che nel 2019. Nel 2021 la ripresa della produzione dei beni intermedi è invece più decisa di quella della produzione totale. Dalla Figura si osserva infine come il progressivo disaccoppiamento tra produzione e consumi energetici, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni 2015-17 di ripresa dell'attività industriale, si sia ridimensionato nel 2018 e 2019. Nel 2020 il calo della domanda di energia è invece stimato meno deciso rispetto a quello dell'indice di produzione industriale, così come nel 2021 la ripresa dei consumi è più contenuta rispetto a quella dei driver.

Figura 3-13 - Consumi energetici Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

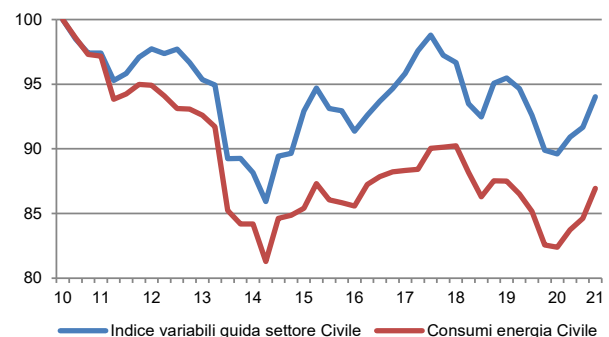
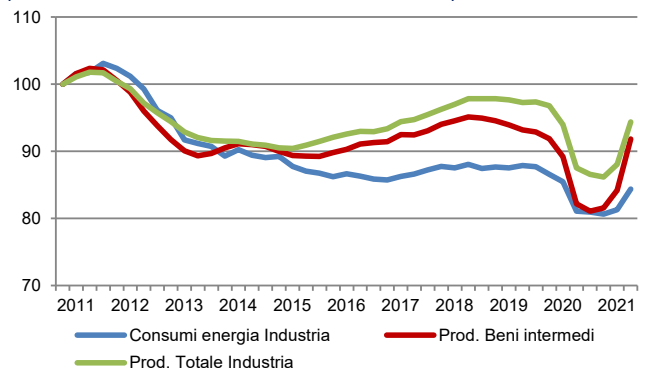


Figura 3-14 - Consumi energetici dell'industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



'cemento, calce e gesso', 'siderurgia', 'chimica', 'meccanica', 'mezzi di trasporto', 'alimentari', 'cartaria', 'ceramica e vetraria', 'metalli non ferrosi'.

4. Decarbonizzazione

Nel II trimestre 2021 emissioni di CO₂ in deciso aumento tendenziale (+25%); nel primo semestre +10% sul 2020

Dopo la decisa riduzione dello scorso anno (meno 12% rispetto al 2019) e la variazione tendenziale marginale dei primi tre mesi del 2021, nel II trimestre le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono stimate in deciso aumento tendenziale (Figura 4-1). Secondo le elaborazioni ENEA, le emissioni nel trimestre in esame sarebbero superiori di circa il 25% rispetto al secondo trimestre 2020 (circa 13 MtCO₂ in più), quando erano diminuite di circa il 25% rispetto ai livelli di un anno prima, per le decise limitazioni agli spostamenti e le restrizioni alle attività produttive. Rispetto ai livelli del II trimestre 2019 le emissioni nel trimestre di analisi sono invece ancora decisamente inferiori (meno 10%).

Alla luce della modesta variazione di inizio anno, nella prima metà 2021 le emissioni sono in deciso aumento rispetto allo stesso periodo 2020 (+10%), ma comunque inferiori rispetto ai livelli del primo semestre 2019 (del 9%).

L'aumento tendenziale delle emissioni nella prima metà 2021 risulta inoltre leggermente meno sostenuto rispetto a quello della domanda di energia primaria (vedi cap. 3), perché circa il 40% dei 7 Mtep di consumi aggiuntivi rispetto al primo semestre 2020 sono infatti di gas naturale, il 25% di importazioni di elettricità, un terzo di petrolio (più carbon intensive).

Il crollo delle emissioni nel 2020 seguiva una lunga fase di variazioni marginali seguita alle forti riduzioni negli anni della crisi fino ai minimi del 2014. Il rimbalzo del 2021 sembra in grado di riassorbire circa la metà del crollo del 2020.

Dopo il crollo dello scorso anno, nel II trimestre 2021 in decisa ripresa le emissioni nei settori ESD, ritmi meno sostenuti per i settori ETS

In termini di contributi settoriali, la decisa ripresa tendenziale delle emissioni nel II trimestre 2021 è da ricercare per oltre l'80% nel risultato dei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora), nei quali le emissioni sono stimate superiori di oltre un terzo rispetto al II trimestre 2020 (Figura 4-3). L'aumento dei consumi del settore civile, la ripartenza delle attività produttive e soprattutto la ripresa dei consumi di petrolio nei trasporti dopo il crollo della primavera 2020 hanno infatti spinto le emissioni settoriali. La variazione tendenziale nettamente positiva del II trimestre si registra dopo una marginale dei primi tre mesi dell'anno: nella prima metà del 2021 la crescita tendenziale è dunque stimata complessivamente superiore al 10%, ma ancora inferiore rispetto al primo semestre 2019 (del 7%).

Come emerge dalla Figura 4-3, la stima dei primi due trimestri 2021 ha interrotto la serie di variazioni negative dello scorso anno, quando le emissioni settoriali erano fortemente diminuite (oltre il 10% sul 2019), principalmente per il crollo dei consumi nei trasporti in conseguenza delle restrizioni adottate di contenimento della pandemia. In un'ottica di più ampio respiro, dalla figura emerge come il calo dello scorso anno si sia registrato dopo una fase di variazioni complessivamente marginali tra il 2016-2019, successiva ai decisi cali della prima metà del decennio (meno 3% medio annuo).

Anche nei settori ETS (sottoposti all'Emission Trading System, industria energivora e generazione elettrica) le emissioni nel II trimestre 2021 sono stimate in aumento tendenziale, di quasi il 10%, sia per la ripresa delle attività produttive che per le emissioni per la generazione elettrica (Figura 4-3). Data la variazione tendenziale negativa dei primi tre mesi dell'anno, nel primo semestre 2021 le emissioni settoriali sono stimate complessivamente superiori del 3% rispetto al primo semestre 2020, restando tuttavia nettamente al di sotto rispetto ai livelli pre Covid (oltre il 10%). Nel 2020 le emissioni settoriali erano

diminuite di oltre il 10% sul 2019, in accentuazione rispetto al meno 3% medio annuo del precedente decennio.

In termini di settori (Figura 4-4), oltre la metà dell'incremento tendenziale delle emissioni nella prima metà del 2021 è da ricercare nel risultato dei trasporti, il 30% circa nel civile, il resto nella ripresa dei consumi nelle attività produttive e generazione elettrica. La figura evidenzia invece come nel 2020 si fossero registrate variazioni negative delle emissioni in tutti i settori di impiego finale, anche se dai trasporti era arrivato il contributo prevalente.

Figura 4-1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

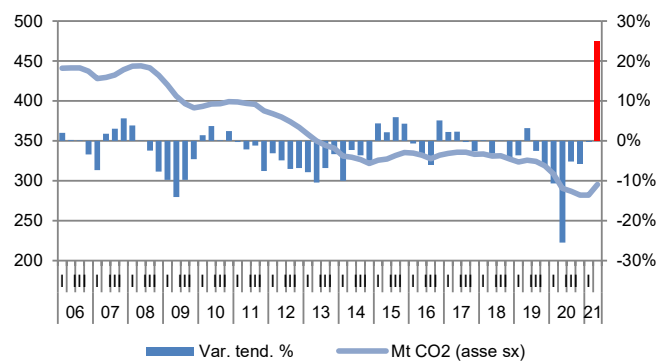


Figura 4-2 - Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

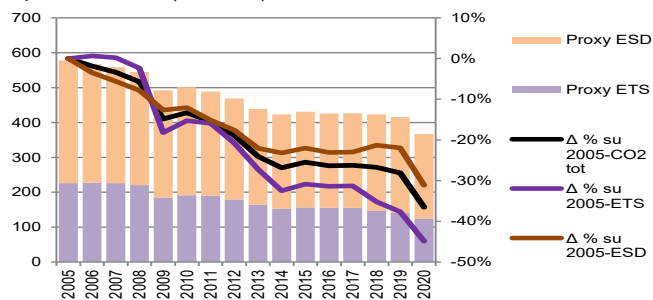
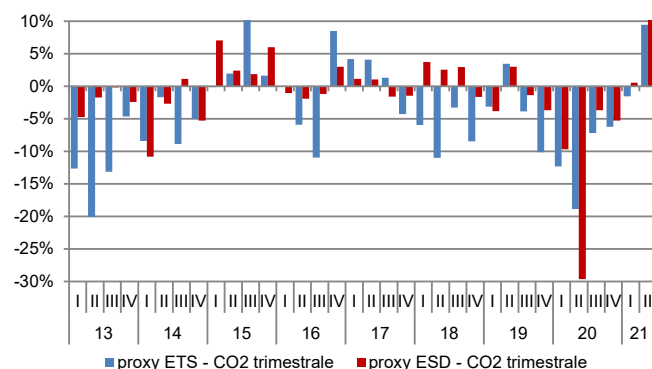


Figura 4-3 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)



In aumento le emissioni di CO₂ della generazione elettrica, spinte dall'aumento della produzione totale e dal risultato negativo delle FER

Nel corso del II trimestre 2021 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in aumento di circa il 4% rispetto allo stesso periodo del 2020, quando erano diminuite di quasi un quinto rispetto all'anno precedente. Tale risultato si registra dopo la riduzione dei primi mesi dell'anno (circa il 3% tendenziale): complessivamente nella prima metà dell'anno in corso le emissioni settoriali sono dunque stimate sostanzialmente sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno, ma comunque inferiori rispetto ai livelli pre Covid (oltre il 15% in meno). Il risultato del II trimestre 2021 interrompe dunque il trend di riduzione delle emissioni settoriali registrato già nel periodo 2016-19 (meno 3% medio annuo) e i decisi cali dello scorso anno, meno 12% sul 2019 principalmente per la diminuzione della domanda di elettricità.

Per analizzare l'andamento delle emissioni settoriali, 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. Nel trimestre in esame l'impulso positivo sulle emissioni proveniente dall'aumento della generazione totale e della quota di produzione termica è stato nettamente maggiore dell'impulso negativo proveniente dal calo dell'intensità carbonica. Nel dettaglio:

- la produzione nazionale nel II trimestre 2021 è cresciuta di oltre il 3,5% rispetto allo stesso periodo del 2020 (+2 TWh, si veda par. 2.2), fornendo dunque un impulso all'aumento delle emissioni del settore (circa +3%). Anche a inizio anno la produzione era cresciuta in termini tendenziali, seppur a ritmi meno sostenuti (+1,5%), fornendo un impulso positivo, stimabile in circa l'1-2%. Nel corso del 2020 tale componente aveva invece fornito una decisa spinta alla riduzione delle emissioni (meno 4%), dato il netto calo della produzione per la contrazione della domanda elettrica.
- Nel trimestre in analisi la produzione termica è cresciuta ad un ritmo più che doppio rispetto alla produzione nazionale complessiva (+9% tendenziale), dato il risultato negativo delle rinnovabili. La quota di produzione termica sul totale risulta quindi in aumento, fornendo il principale impulso alla crescita delle emissioni settoriali (circa +5%). Nei mesi iniziali dell'anno tale componente aveva invece favorito la riduzione delle emissioni del settore (meno 3% circa), per l'aumento della generazione da FER. Anche nel 2020 la quota di produzione termica aveva contribuito al calo delle emissioni settoriali, seppur in maniera meno decisa rispetto alle altre due componenti.
- E' invece in diminuzione l'intensità carbonica della produzione termica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto), in misura anche più marcata di quanto osservato nei primi tre mesi dell'anno, per il minor ricorso a petrolio e solidi (nel II trimestre in riduzione tendenziale del 10% circa). Da tale componente nella prima metà dell'anno è venuto quindi un impulso alla riduzione delle emissioni del settore (meno 3%), seppure meno deciso rispetto al precedente biennio (meno 7% in media), durante il quale si registrava una decisa accelerazione del phase out del carbone. Dalla figura emerge come il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano, iniziato negli anni novanta con il progressivo abbandono del petrolio, è poi proseguito nello scorso decennio a ritmi sostenuti per l'ampio ricorso al gas naturale e la progressiva diminuzione dei solidi, scesi nel 2020 ad appena il 6% del mix di generazione (era il 15% solo 3 anni prima).

Figura 4-4 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

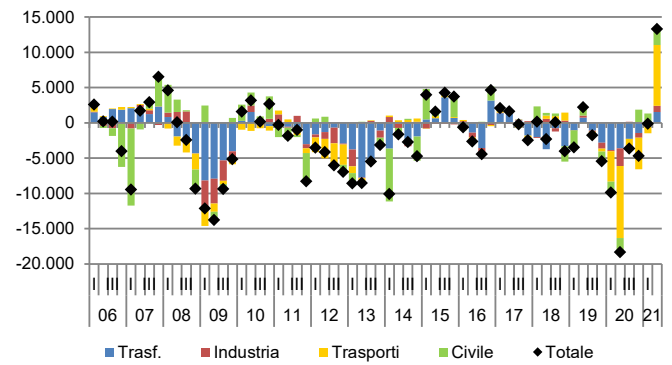


Figura 4-5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

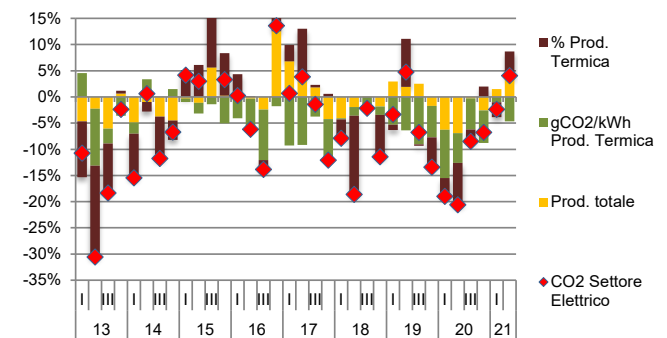


Figura 4-6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

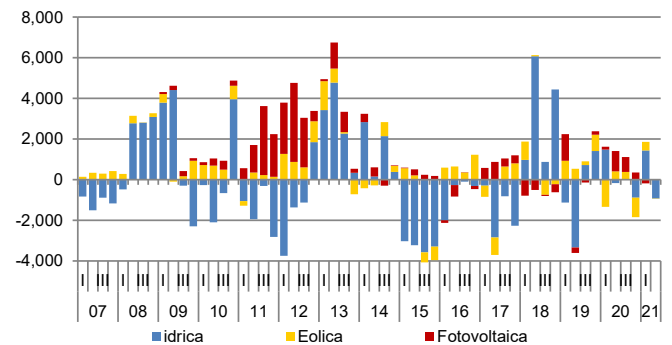
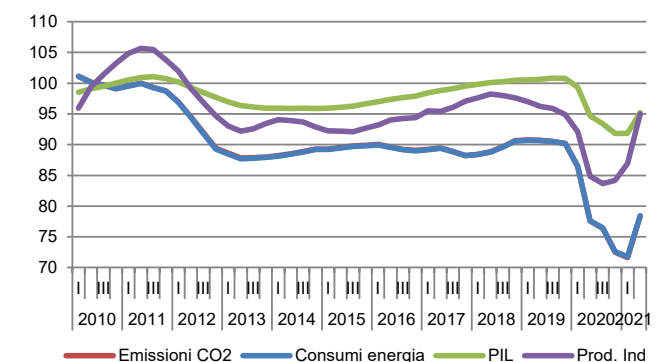


Figura 4-7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Dopo il crollo del 2020 e la variazione negativa di inizio anno, con la ripartenza del traffico nel II trimestre 2021 balzo delle emissioni dei trasporti, nei sei mesi +21% tendenziale

Dopo il forte calo del 2020 (meno 20% circa sul 2019), nei primi sei mesi del 2021 le emissioni del settore trasporti sono stimate complessivamente in ripresa di circa il 21% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale risultato è maturato esclusivamente nel corso del II trimestre, durante il quale le emissioni sono cresciute del 50% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, più che compensando il calo dei primi tre mesi (meno 4% tendenziale). Si ricorda come il II trimestre 2020 sia stato quello più duramente penalizzato dalle limitazioni alla mobilità, con l'adozione del lockdown a livello nazionale per l'intero mese di aprile e buona parte di maggio che portarono ai forti cali dei livelli di traffico e conseguentemente dei consumi ed emissioni. Nonostante la variazione tendenziale positiva, nella I parte dell'anno le emissioni settoriali risultano infatti ancora inferiori di circa il 13% rispetto ai livelli pre Covid.

La ripresa dei consumi e delle emissioni nel primo semestre dell'anno in corso si registra a fronte di una decisa ripresa del PIL e della produzione industriale (vedi cap. 2.2), ed è coerente con la ripresa dei volumi di traffico sia stradale (specie veicoli leggeri) che aereo (vedi par. 3.2). Come emerge dalla Figura 4-7, nel corso del 2020 il calo dei consumi e delle emissioni del settore era stato invece decisamente maggiore rispetto a quello di PIL e produzione industriale (meno 10% circa rispetto al 2019), ma comunque coerente con il crollo dei volumi di traffico. Anche in riferimento ad un orizzonte più ampio (Figura 4-7) si rileva un disaccoppiamento tra l'andamento di consumi/emissioni del settore e quello del PIL, sia negli anni di crisi economica che nel successivo periodo 2016-19 (escludendo il 2018). Il 2020 sembrava indicare in questo senso una accelerazione di tale disaccoppiamento, su cui incideva tuttavia in maniera decisiva il crollo del traffico sia stradale che aereo, come testimonia la ripartenza del 2021.

In parziale ripresa il mercato dell'auto (+29% rispetto alla prima metà 2020), ma sempre molto al di sotto dei livelli pre Covid; cresce ancora il mercato delle auto ibride ed elettriche

Elemento di preoccupazione per la decarbonizzazione del settore è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare (Figura 4-8). Nel 2020 il mercato delle nuove immatricolazioni aveva infatti subito un crollo senza precedenti, per effetto delle restrizioni e più in generale dalla crisi economica che ne è derivata: appena 1,4 milioni di nuove immatricolazioni, il 28% in meno rispetto al 2019.

Nel primo semestre 2021 le nuove immatricolazioni sono state pari a quasi 885 mila unità, un dato sensibilmente migliore rispetto allo stesso periodo 2020 (oltre 300 mila vetture in più, +51%), ma comunque inferiore rispetto ai livelli pre Covid (198 mila vetture in meno, il 18% sulla prima metà 2019).

Più nel dettaglio, dopo la ripresa dei primi tre mesi (+29% tendenziale), il mercato dell'auto nel II trimestre ha mostrato segni importanti di ripresa rispetto allo stesso periodo 2020 (+85%, +200 mila vetture), quando rimase praticamente fermo (in particolare ad aprile, appena 4 mila vetture vendute). I dati relativi al mese di luglio evidenziano tuttavia un nuovo deciso calo, di circa il 20% rispetto al luglio 2020 (del 28% sul 2019).

In una ottica di più ampio respiro, dopo il lungo periodo di variazioni negative negli anni della crisi del 2008, durante il quale le vendite annue passarono da 2,5 milioni del 2007 ad 1,3 milioni del 2013, ed i successivi quattro anni di parziale ripresa (poco meno di 2 milioni nel 2017), nel successivo biennio 2018-19 il mercato del nuovo si è poi assestato su 1,9 milioni di immatricolazioni, ma il crollo del 2020 aveva riportato il mercato dell'auto appena sopra ai livelli minimi del 2013.

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni, nei primi sei mesi del 2021 sono in ripresa le vendite di auto diesel del 4% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (quasi 8

mila vetture in più): dopo la riduzione del primo trimestre (del 6%), nel II trimestre il mercato del diesel è cresciuto di oltre 14 mila unità (+17%). Si sottolinea come nel 2020 la riduzione del segmento diesel era stata pari al 41% (311 mila vetture in meno del 2019), decisamente più marcata rispetto alla contrazione dell'intero mercato (meno 28%). Dalla Figura 4-9 emerge come la contrazione del mercato del diesel fosse in atto già nel 2019 (meno 22%) e nel 2018 (meno 12%), seppur a ritmi meno sostenuti, a favore delle alimentazioni a benzina.

Nella prima metà del 2021 sono in aumento del 13% anche le vendite di autovetture a benzina. Dopo il calo del primo trimestre (meno 5% tendenziale), nel II trimestre le vendite sono state superiori di oltre 40 mila unità rispetto allo stesso periodo 2020 (+42%). Dopo la crescita costante nel quinquennio 2015-19 (+16% medio annuo), per la ripresa del mercato dell'auto prima e per il ridimensionamento del diesel poi, nel 2020 si era registrato un deciso calo delle nuove immatricolazioni di autovetture a benzina, oltre 330 mila vetture in meno rispetto al 2019 (meno 39%). Nel 2021 sono in ripresa anche le vendite di auto a GPL e a metano (+50% circa), dopo le riduzioni dello scorso anno (meno 28%).

Dopo che lo scorso anno le nuove immatricolazioni ibride erano state pari a circa 222 mila vetture (più del doppio rispetto al 2019), nei primi sei mesi del 2021 le nuove auto ibride sono oltre 240 mila, un dato quasi 4 volte superiore alle 62 mila dello stesso periodo dello scorso anno. Anche le vendite di auto elettriche (pure e plug in), oltre 68 mila vetture nel primo semestre 2021, sono quadruplicate rispetto alle 16 mila dello stesso periodo dello scorso anno.

La quota di mercato delle nuove immatricolazioni di auto elettriche ed ibride è rapidamente cresciuta dal 2% del 2015-16 a quasi il 7% nel 2019, arrivando addirittura al 20% nel 2020 (grazie anche alle decise contrazioni delle alimentazioni tradizionali, oltre che dagli incentivi per la mobilità sostenibile). Anche in un contesto di parziale ripresa del mercato, i dati della prima metà 2021 confermano l'espansione del segmento ibrido ed elettrico, quasi 1/3 del totale.

Figura 4-8 - Nuove immatricolazioni auto in Italia

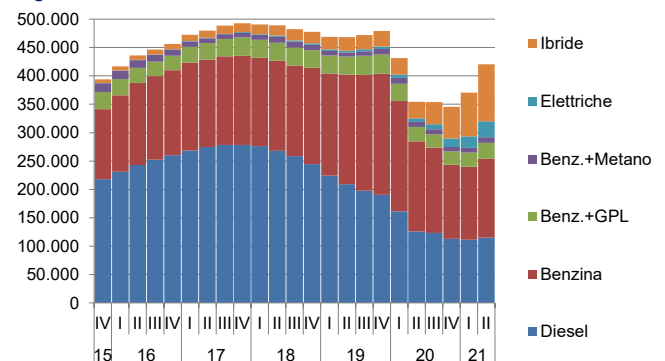
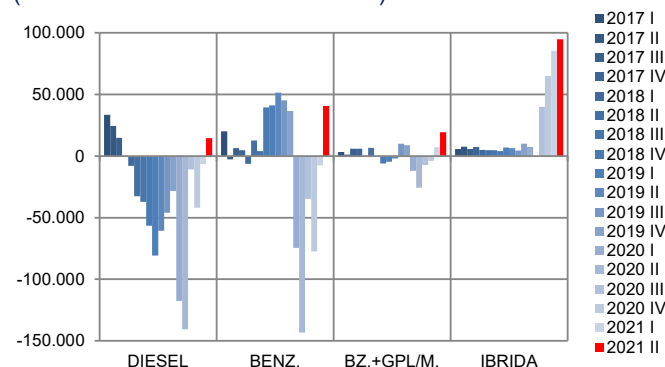


Figura 4-9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Dinamiche di lungo periodo delle emissioni e dei loro driver

Per allargare lo sguardo all'ultimo decennio, la Figura 4-10 riporta l'andamento delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano e delle cinque componenti dell'identità di Kaya. Nel II trimestre 2021 le emissioni calcolate su base annuale (somma degli ultimi quattro trimestri) sono inferiori di circa il 25% rispetto a inizio 2010, in attenuazione dunque rispetto al meno 28% di fine 2020, ma comunque più del -17% di inizio 2020, un valore che si manteneva pressoché costante da metà 2014. Dalla figura emerge come a incidere in modo determinante sul trend delle emissioni dell'ultimo anno e mezzo sia stato l'andamento del PIL pro-capite.⁴

Per un'ulteriore valutazione, in Figura 4-11 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei tre anni precedenti, variazione esemplificativa delle tendenze di medio periodo (N.B: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂, rappresentata in figura da un rombo bianco).

Ne emerge come dopo gli anni della lunga recessione (2011-2014) il tasso medio annuo triennale di riduzione delle emissioni sia andato attenuandosi, fino a variazioni positive tra il 2017 e la prima metà del 2018, per poi oscillare intorno a valori marginalmente negativi nel successivo anno e mezzo.

Per effetto della decisa riduzione della domanda di energia per la crisi sanitaria, nel corso del 2020 si è registrata una nuova e decisa riduzione delle emissioni, passate da un calo medio annuo (calcolato sui tre anni precedenti) di poco inferiore all'1% ad oltre il 5% a fine 2020.

A metà 2021 il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni negli ultimi tre anni risulta già di nuovo in attenuazione (meno 4%) ed è spiegato per circa un quarto dal calo del PIL pro-capite, in calo del 1% negli ultimi tre anni. Al netto di tale contributo la riduzione media annua delle emissioni sarebbe infatti risultata più contenuta, meno 3% medio annuo. Un contributo decisivo (quasi un quarto della riduzione complessiva nel periodo di analisi) è venuto anche dalla riduzione della quota di fonti fossili sull'energia primaria (proceduta nell'ultimo triennio al ritmo del meno 1% annuo). Anche la riduzione dell'intensità energetica del PIL (nell'ultimo triennio in calo medio di quasi l'1% annuo) e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (supportata dal phase-out del carbone) hanno fornito un contributo non trascurabile al calo complessivo delle emissioni (per il 20% e 15% rispettivamente). L'intensità carbonica dell'energia fossile in particolare è la variabile che più ha contribuito negli ultimi cinque anni alla diminuzione delle emissioni.

Figura 4-10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (somma degli ultimi 4 trimestri; 2010=100)

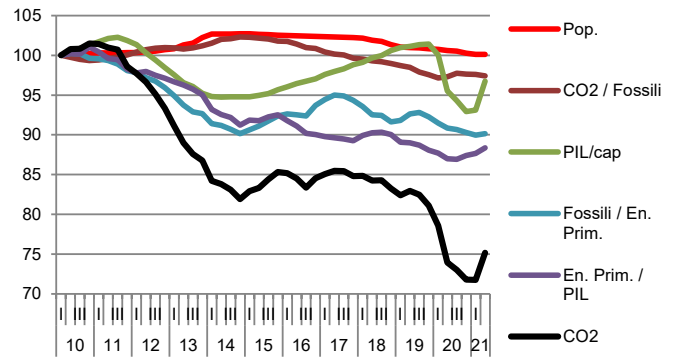
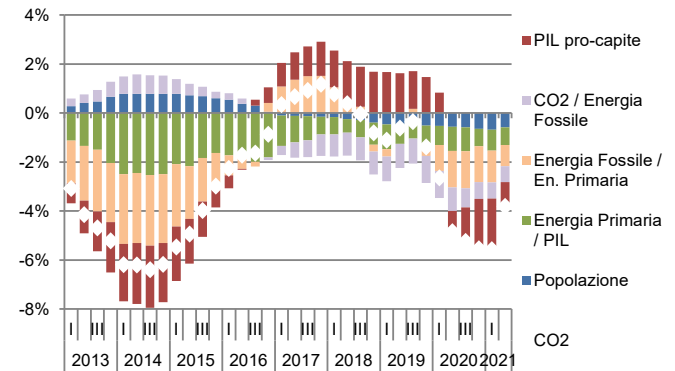


Figura 4-11 - Emissioni di CO₂ – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti



⁴ N.B.: due elementi che nel 2020 hanno inciso in modo determinante sulla riduzione del fabbisogno energetico, nei settori trasporti e civile in

particolare, ovvero il crollo della mobilità e il clima mite, sono rappresentate solo in modo indiretto nella scomposizione di Kaya.

5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Nel 2021 risale la quota OPEC dopo tre anni di cali

Per l'equilibrio del mercato petrolifero restano determinanti le politiche di produzione adottate dal cartello dell'OPEC+ (che include i membri dell'originaria OPEC più altri importanti Paesi produttori come Russia, Kazakhstan e Messico), potenzialmente in grado di controllare quasi la metà dell'offerta globale. Al fine di sostenere le quotazioni del greggio, dopo lo shock di domanda della primavera 2020 i paesi OPEC e la Russia hanno mantenuto tagli alla produzione fino alla fine dell'anno, e perseguito un lento allentamento dei tagli anche nel 2021. Ne è conseguito un notevole aumento della quota di produzione dei paesi non OPEC, che in media d'anno nel 2020 hanno superato la soglia del 67% della produzione globale di greggio, mentre la produzione OPEC scendeva al di sotto di 1/3 del totale, due punti percentuali in meno rispetto all'anno precedente e ben sei punti percentuali meno che nel 2017 (quando le attese per gli anni successivi erano invece di una forte crescita della quota OPEC).

Per il 2021 le attese correnti sono ora di un aumento della produzione globale di circa 2 mb/g nel 2021, equamente suddivisi tra OPEC e non OPEC, e anche per il 2022 l'aumento di oltre 5 mbg è atteso provenire in modo non troppo differenziato tra le due aree produttive, perché la crescita dell'offerta non-OPEC rimane limitata dalla prudente ripresa della produzione USA (vedi cap. 2.1)

In questo scenario nel 2021 si registrerebbe una prima inversione del trend di riduzione della quota OPEC che ha caratterizzato gli ultimi anni: la quota OPEC è attesa in leggero incremento (appena al di sopra del 33% produzione globale). Nel 2022 si assisterebbe poi a un nuovo aumento della quota OPEC, che raggiungerebbe il 34% del totale, restando però ancora molto lontana dai valori pre-pandemia (Figura 5-1).

Forte ripresa delle importazioni di greggio italiane

Nel secondo trimestre 2021 si è finalmente registrata una netta inversione di tendenza nelle importazioni di greggio italiane, in conseguenza con la ripresa dell'economia e della domanda petrolifera (vedi cap. 3).

I livelli pre-pandemici restano lontani, perché il crollo repentino dei consumi aveva ridotto le importazioni di greggio a circa 12 milioni di tonnellate nell'ultimo trimestre 2020 (oltre il 20% in meno rispetto al 2019), ma il secondo trimestre dell'anno ha comunque fatto registrare una notevole ripresa tendenziale (cioè rispetto al secondo trimestre 2020) delle importazioni di greggio, pari a circa 2,5 milioni di tonnellate, tale da più che compensare il calo di circa 2,3 milioni di tonnellate del primo trimestre. Il bilancio del primo semestre è dunque ora marginalmente positivo.

Tra i principali fornitori di greggio italiano risulta nel trimestre in forte calo la quota dell'Azerbaijan, che nel primo trimestre, con import totale ai minimi storici, era arrivato a coprire il 30% dell'import totale, mentre copre ora una quota del 18%, un valore comunque superiore al 15% di un anno fa, e che mantiene comunque il paese nel ruolo di primo fornitore italiano. Altri paesi che vedono ridotta la loro quota di mercato sono l'Arabia Saudita e la Nigeria, con la prima in particolare che scende al di sotto del 10%, dimezzando il suo peso rispetto a un anno prima (anche in seguito ai suoi volontari tagli produttivi aggiuntivi). Tutti gli altri fornitori registrano invece incremento sia in termini assoluti sia in termini di quota di mercato. Un dato significativo è l'aumento del peso del greggio del Nord Europa e degli USA.

Forte ripresa della produzione interna di greggio

I dati ancora parziali relativi al secondo trimestre dell'anno confermano come la produzione di greggio in Italia si mantenga su una traiettoria di crescita, non influenzata negativamente dal calo dei consumi e della domanda petrolifera. Rispetto al secondo trimestre del 2020 la produzione risulta superiore di quasi 200 kt, ma l'aumento supera le 300 kt rispetto allo stesso periodo del 2019. Nell'intero primo semestre l'aumento risulta del 12% sul 2020, di quasi il 30% sul 2019.

Performance simili si registrano nel resto d'Europa, a partire dalla fine del 2020 è evidente una ripresa nella produzione di greggio, che nel intero primo semestre è in aumento del 10% sul 2020. E' invece in controtendenza la produzione britannica, che nel semestre perde il 15% sul 2020, il 18% sul 2019.

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

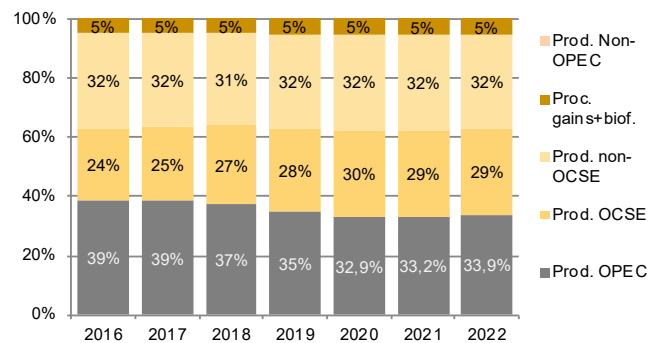


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

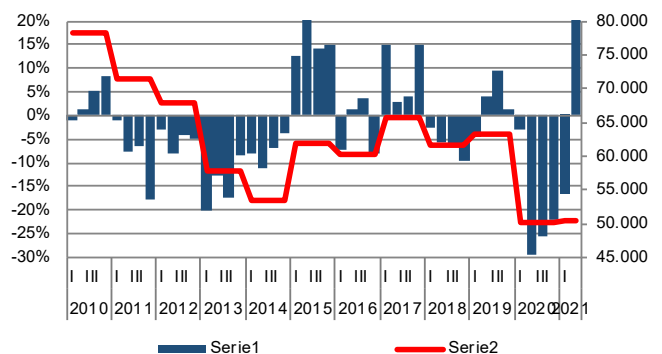
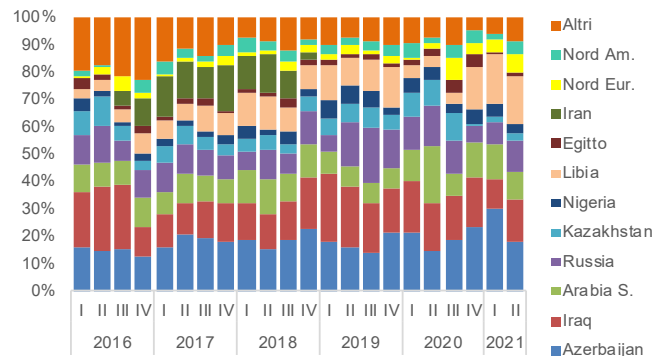


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Crack spread della benzina sopra i livelli pre-pandemia, restano in sofferenza i distillati medi

Ancora a metà 2020 il settore della raffinazione continua a risentire degli effetti della pandemia sui mercati dei prodotti petroliferi, che ne ha alterato l'equilibrio tra domanda e offerta incidendo pesantemente sulla loro marginalità.

Nel secondo trimestre dell'anno si registra un miglioramento sul fronte della marginalità dei prodotti più importanti, ma ancora senza che questo fosse sufficiente a riportare in positivo i margini di raffinazione

Nel caso della benzina la ripresa della mobilità, e quindi della domanda del prodotto, hanno riportato il crack spread perfino al di sopra dei valori del 2019. Il crack spread del secondo trimestre si è avvicinato a 9 \$/bl, quasi tre volte il valore di un anno prima e leggermente superiore al valore di due anni prima, mentre nella media dell'intero primo semestre è risultato pari a 7,6 \$/bl, il doppio di un anno fa e il 50% in più del 2019.

Situazione molto diversa è invece quella del gasolio e del jet fuel, i prodotti più colpiti dalla pandemia, con impatto determinante per la redditività dell'intero settore della raffinazione. I margini dei distillati medi (diesel e gasolio) sono infatti ancora molto inferiori ai livelli pre-pandemia: in particolare il crack del diesel si è fermato nel secondo trimestre al di sotto dei 5\$/bl, e anche la media del semestre è di 4,6 \$/bl, cioè circa la metà del valore di un anno fa, circa 1/3 del valore di due anni fa.

il crack spread sul jet fuel, che resta il prodotto più colpito dalla crisi per la lenta ripresa del traffico aereo, nel secondo trimestre è salito da 1,6 \$/bl a 2\$/bl, a fronte di valori negativi un anno fa, ma superiori ai 10 \$/bl prima della pandemia.

Al solito le ragioni degli andamenti dei crack dei prodotti stanno per un verso nell'evoluzione della loro domanda, per un altro verso nel mercato del greggio (costo e rapporto tra i prezzi di diverse qualità).

Lato domanda, i distillati medi restano ancora penalizzati soprattutto dalla ripresa molto lenta del traffico aereo, soprattutto a lungo raggio: nell'insieme del 2021 i consumi di jet fuel sono attesi su livelli ancora inferiori di oltre 1/3 rispetto ai livelli pre-pandemia

Lato offerta, la rapida risalita del prezzo del greggio (+36% nel primo trimestre, seguito dal +13% nel secondo) si è traslato solo in parte sulle quotazioni dei prodotti raffinati, con conseguenze negative in primo luogo per i prodotti già in sofferenza dal lato della domanda.

A partire da luglio l'allentamento delle tensioni sul mercato petrolifero dovrebbe finalmente permettere un miglioramento della marginalità dei prodotti, soprattutto se si confermano le attese di continuazione della ripresa della domanda. Resta però l'incognita della domanda di carboturbo, che ha implicazioni dirette sulla marginalità dei distillati medi e in ultima analisi sui margini del settore della raffinazione.

Margini di raffinazione ancora negativi nell'area del Mediterraneo

Con l'unica eccezione degli Stati Uniti i margini di raffinazione continuano a stentare a riprendersi, confermando la fase di grande difficoltà che sta attraversando il settore della raffinazione, stretto tra l'aumento delle quotazioni della materia prima, dal lato degli approvvigionamenti, e la marginalità dei principali prodotti, dei distillati medi in particolare.

In particolare il margine di riferimento dell'area mediterranea resta ancora su valori negativi, per il quinto trimestre consecutivo: il margine di raffinazione di riferimento EMC (calcolato da Energy Market Consultants per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, che lavora una carica composta da 50% greggio Brent e 50% greggio Urals) si è attestato nel trimestre a un valore medio pari a -1,6 \$/bl, in ulteriore contrazione rispetto al -1,4 \$/bl del primo trimestre e al -1 \$/bl dell'ultimo trimestre del 2020.

Secondo la relazione finanziaria semestrale del gruppo il margine conseguito dal gruppo è stato comunque significativamente superiore al margine EMC Benchmark.

Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) ha invece registrato valori negativi ai minimi storici, attestandosi nel trimestre a -0,4 \$/bl, come anche nell'intero primo semestre, decisamente peggio dei 2,3 \$/bl di un anno prima. Secondo la valutazione della Relazione semestrale ENI si tratta di "uno dei peggiori scenari della storia". Anche perché la raffinazione europea si è trovata ad affrontare la crisi pandemica in una situazione già di estrema debolezza strutturale, nel bacino del Mediterraneo in particolare. E al di là della prospettiva di un qualche miglioramento nel brevissimo termine la prospettiva di medio-periodo per la domanda di carburanti nella regione è di un difficile ritorno ai livelli pre-pandemici, anche in considerazione dell'attesa elettrificazione dei trasporti.

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

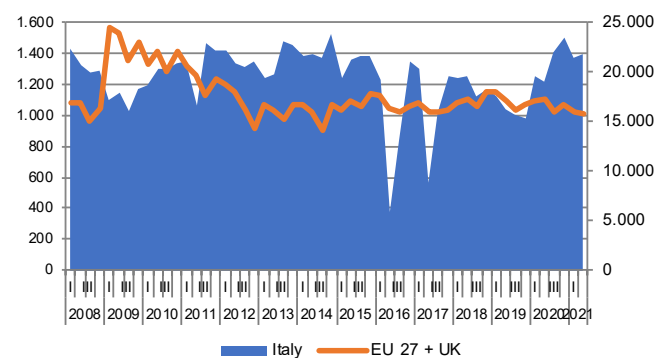


Figura 5-5 - Crack spread sulla benzina e sul diesel (\$/bl)

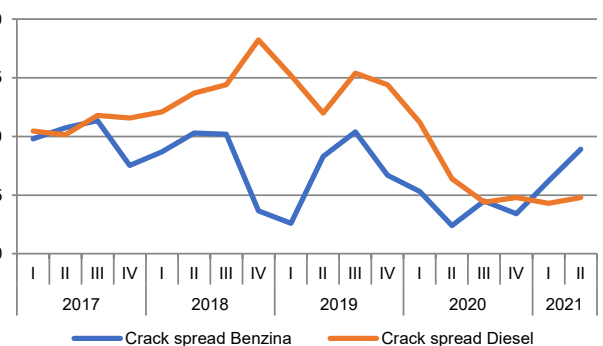
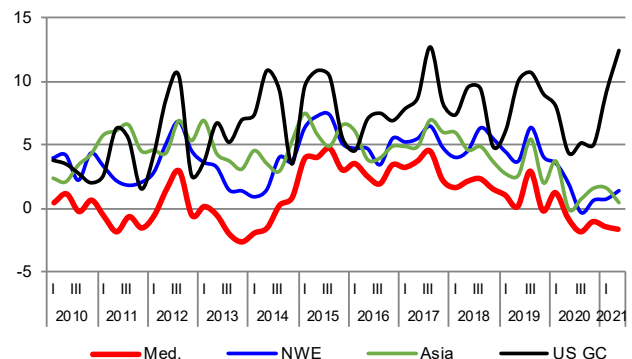


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bl)



Torna ad allargarsi il premio dei greggi leggeri sui greggi pesanti

Nel 2021 il settore della raffinazione ha potuto tornare a beneficiare, dell'allargamento di un differenziale negativo dei greggi heavy/sour sui greggi light/sweet. Nel secondo trimestre in particolare lo sconto del greggio Ural rispetto al Brent ha raggiunto i 2 \$/barile, a fronte della lunga anomala fase del 2020, nella quale il differenziale si era pressoché azzerato o era l'Ural è stato quotato a premio sul Brent.

L'evoluzione recente permette un miglioramento dei margini delle raffinerie più complesse, che traggono il loro guadagno dall'acquisto di materia prima a minor costo, ovvero greggio di qualità medio-bassa, e rivendono i prodotti raffinati generati dalle efficienti tecniche di raffinazione. Queste raffinerie hanno particolarmente sofferto i tagli produttivi OPEC+, che da un lato hanno sostenuto le quotazioni del greggio, dall'altro 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.

Restano sui minimi decennali i tassi di utilizzo degli impianti in Europa. Unica eccezione la Germania

Nella prima metà del 2021 i modesti miglioramenti della situazione della raffinazione descritti sopra non hanno ancora permesso una ripresa del tasso di utilizzo degli impianti in Europa. I margini di raffinazione ancora negativi e la difficile ripresa dei consumi di distillati medi continuano a rappresentare un freno alla risalita delle lavorazioni.

In Italia, che partiva da una situazione già difficile prima della crisi pandemica, e che pure ha ridotto il tasso di utilizzo degli impianti in linea con gli altri paesi europei, nella prima metà dell'anno il tasso di utilizzo si è attestato su una media del 62%, in continuità con il dato dell'ultimo trimestre 2020, ben 14 punti percentuali in meno del I trimestre 2020. Tra i principali paesi europei solo il tasso di utilizzo francese è più basso (anche significativamente) di quello italiano. La Francia si conferma infatti il paese maggiormente colpito dalla crisi. Dopo aver chiuso il 2020 con una media annuale inferiore al 62%, a fronte di valori finanche del 90% un anno prima, nella prima metà del 2021 non sembra riuscire ad andare molto oltre il 50%.

Nell'ultimo trimestre segnali di ripresa vengono invece dalle raffinerie britanniche e tedesche. Le raffinerie tedesche in particolare consolidano il loro primato per tasso di utilizzo in Europa, essendo le uniche riuscite a mantenere nell'ultimo anno un tasso di utilizzo medio costantemente al di sopra della soglia dell'80%.

Le lavorazioni di petrolio greggio rispecchiano l'evoluzione del tasso di utilizzo degli impianti, confermando come la Germania sia il paese che ha sofferto meno gli effetti della pandemia.

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

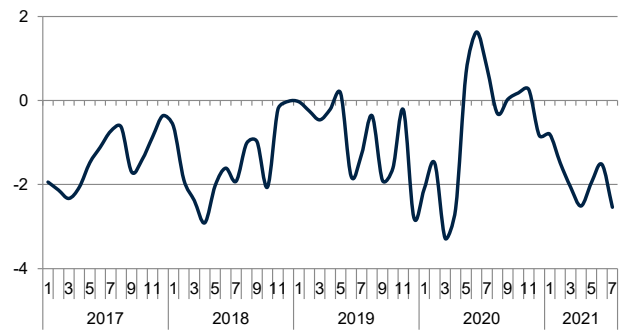


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%)

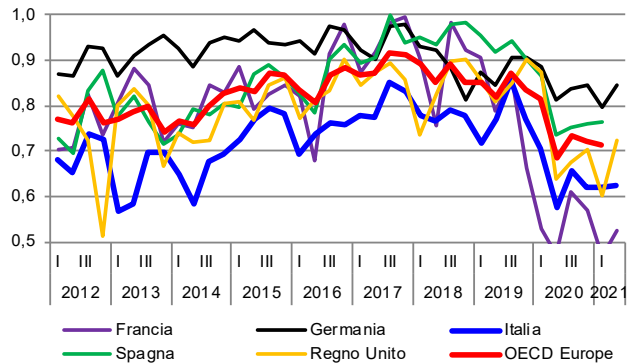
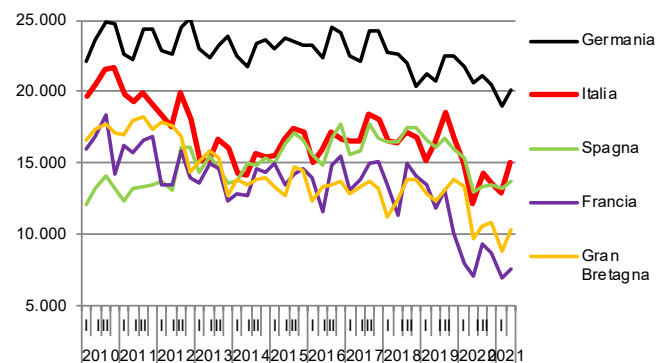


Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



5.2. Sistema del gas naturale

Prospettive positive per la domanda globale di gas nel medio periodo

Le proiezioni circa i consumi di gas per il prossimo triennio continuano ad essere piuttosto ottimistiche, con successive revisioni al rialzo. Secondo l'ultimo Gas market report della IEA i consumi di gas raggiungerebbero nel 2024 il livello di circa 4300 mld m³, il 7% in più rispetto ai valori pre-pandemici.

Su questo orizzonte di medio periodo, dal punto di vista settoriale, una spinta significativa dovrebbe provenire dal comparto industriale (circa il 40% dei consumi complessivi) mentre sotto il profilo geografico a spingere la domanda saranno l'area asiatica – cinese e indiana in primis - e i mercati emergenti. Circa due terzi della crescita *lorda* dei consumi prevista nel quinquennio 2020-2024 (430 mld m³) sono attribuibili a quella dell'attività economica, mentre la parte restante (circa 160 mld m³) è connessa alla sostituzione con il gas di altri combustibili, essenzialmente carbone e petrolio. Tuttavia circa la metà di questi consumi addizionali dovuti ad effetti di sostituzione saranno compensati e neutralizzati da un contestuale incremento di efficienza energetica, per cui l'effettiva crescita *netta* dovrebbe risultare pari a circa 350 mld m³. In ogni caso, mentre nel 2021 il principale e quasi esclusivo driver dei consumi sarà connesso al rimbalzo dell'attività economica, nel triennio 2022-2024 la proporzione tra quota imputabile alla crescita economica e quella ascrivibile alla sostituzione tra combustibili dovrebbe risultare più equilibrata. Dal lato dell'offerta, questa dovrebbe nel breve termine aumentare in misura poco meno che proporzionale alla domanda (circa il 6%) soprattutto grazie all'entrata a regime di nuovi investimenti di tipo convenzionale già in fase di progettazione e sviluppo in Russia e in Medio Oriente, nonché per la produzione addizionale statunitense in gas di scisto finora messa tendenzialmente fuori mercato negli ultimi anni a causa del crollo dei prezzi e dell'eccesso di offerta.

Tuttavia, le previsioni sulla persistenza strutturale di una crescita di lungo periodo della domanda pongono interrogativi sulla capacità dell'offerta di continuare a soddisfarla in modo strutturale, sia in termini meramente quantitativi (ovvero senza incorrere nelle problematiche che negli ultimi mesi hanno provocato volatilità, incertezza sugli approvvigionamenti e criticità sotto il profilo della sicurezza), sia in termini qualitativi/ambientali, senza cioè assecondare l'incremento netto delle emissioni carboniche che si determinerebbe in assenza di interventi preventivi lungo tutta la catena di produzione (per ottenere gas a basse emissioni e/o elaborare soluzioni per ridurle al minimo in fase di combustione).

Consumi europei di gas in ulteriore aumento, sui massimi storici

Nel secondo trimestre 2021 la domanda europea di gas naturale è stata pari a 102,5 mld m³, in aumento del 24,5% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Su base annua i consumi registrano un incremento assoluto di 28 mld m³ (+6%), raggiungendo un ammontare complessivo che sfiora i 500 mld m³ - per la precisione 499,2 - e rappresenta un nuovo record storico (Figura 5-10). Anche in termini semestrali si registra un nuovo record dei consumi (271,1 mld m³) con un rimbalzo del 15% sul primo semestre 2020 che consente non soltanto di compensare le riduzioni avvenute rispetto ai livelli pre-pandemici del 2019, ma anche di superare per oltre il 4% tali livelli.

Il recupero tendenziale su base trimestrale è ascrivibile alla generazione elettrica per 5,4 mld m³ e agli altri usi per 14,9. Pertanto la generazione elettrica contribuisce per oltre il 25%, raddoppiando l'incidenza sul recupero rispetto al trimestre precedente (quando era stata pari a circa il 12,5%: 1,9 mld su 15,1) e soprattutto a fronte del contributo negativo in termini assoluti fornito in tutti i quattro trimestri del 2020. Il consumo di

gas per generazione elettrica mostra dunque un progressivo superamento della fase di debolezza protrattasi per l'intero 2020, dovuta soprattutto a motivi strutturali indipendenti dalla pandemia (diminuzione della domanda di elettricità, maggior ricorso alle fonti rinnovabili, aumento dei prezzi dei diritti di emissione): tali motivi continuano a persistere, ma evidentemente le ragioni congiunturali – sia climatiche, sia il forte rimbalzo dell'attività economica conseguente al venir meno delle restrizioni per motivi sanitari collegate al Covid-19 - si mostrano al momento in grado di controbilanciarli in modo efficace.

Ciò è ben visibile in Figura 5-11: fino a febbraio i consumi da generazione elettrica, rappresentati rispetto al range della loro media quinquennale, hanno ricalcato abbastanza fedelmente quelli immediatamente pre-pandemici, per poi fuoriuscire ampiamente al rialzo dal range nei due mesi successivi e infine tornare all'interno del range a maggio e giugno, pur tendendo a collocarsi vicino dell'estremo superiore.

Anche l'andamento dell'economia ha giocato un ruolo importante nella ripresa dei consumi: il Pil dell'area euro ha accelerato nel secondo trimestre 2021 con un incremento pari al 2% (+1,9% nell'EU 27), rispetto al calo dello 0,3% (-0,1% nell'EU 27) registrato nel trimestre precedente. Il rimbalzo del Pil europeo rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente è stato pari al 13,6% (13,2 nell'EU 27).

Figura 5-10 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trimestrale (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

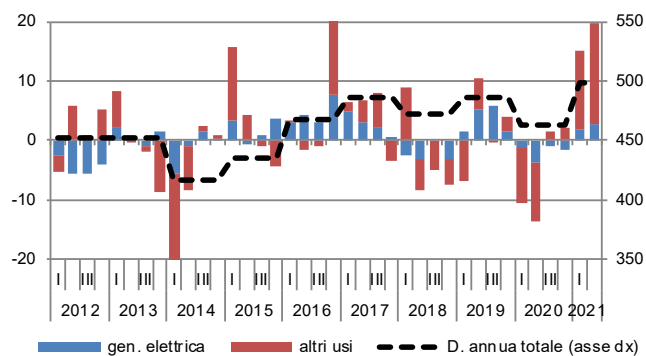
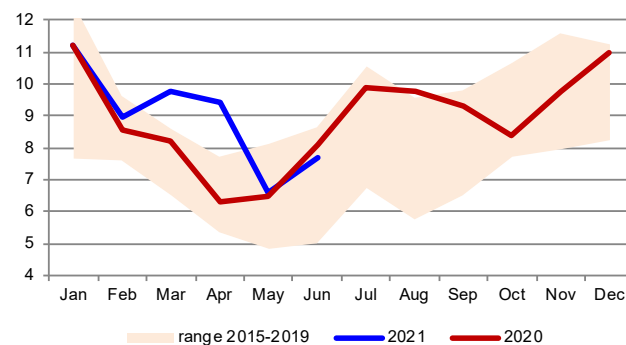


Figura 5-11 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)



Sono tornate sui massimi le importazioni di GNL in Europa

Le importazioni di GNL in Europa mostrano nel secondo trimestre il consolidamento del recupero abbozzato nel mese di marzo. Dopo un ridimensionamento durato quattro trimestri consecutivi ed acuitosi in particolare nei due precedenti all'ultimo (con contrazioni tendenziali pari a circa -30% in ciascuno), si assiste a una ripresa con riallineamento dei valori sui livelli registrati in entrambi gli anni precedenti nello stesso periodo: l'import è stato pari a 29,2 mld m³, con un incremento tendenziale lieve (+1,7% rispetto al secondo trimestre 2020) ma significativo in quanto sufficiente a ripristinare il trend di crescita di lungo periodo (Figura 5-12).

Ciò è avvenuto in parallelo con la sostanziale chiusura dello spread tra i prezzi spot sui mercati asiatici e quelli al TTF, il cui ampliamento esasperato nei primi due mesi del 2021 aveva determinato il crollo dell'import. Si conferma la correlazione inversa tra il suddetto spread e l'import europeo di GNL, a sua volta riflesso della maggiore o minore convenienza dei carichi a dirigersi verso i mercati di volta in volta più remunerativi.

L'alta volatilità dei prezzi si è tralata su quella dell'import (evidenziando una notevole elasticità di quest'ultimo), che ha rapidamente recuperato i livelli massimi rispetto alla media del periodo dopo che altrettanto repentinamente se ne era allontanato (Figura 5-13). Prendendo in considerazione il più ristretto intervallo della media quinquennale si nota come in ogni caso i valori correnti si collochino molto al di sopra della media e se ne siano comunque sempre mantenuti ben distanziati, anche al culmine della recente contrazione congiunturale dell'import. In sostanza, in ottica di lungo periodo, le ragioni strutturali dell'import di gas non appaiono al momento intaccate.

Gli Usa si confermano il player mondiale dell'export GNL

Nel nuovo e inedito contesto di eccesso di domanda, subentrato repentinamente a quello di eccesso offerta a cavallo tra 2020 e 2021, gli Stati Uniti si confermano il principale player nell'export. Il trend di crescita di quest'ultimo ha ripreso negli ultimi tre trimestri l'andamento estremamente marcato già registrato in precedenza dal 2017 fino all'inizio del 2020, prima della brusca ma del tutto temporanea contrazione avvenuta nei trimestri centrali di quell'anno a causa della pandemia.

In particolare, l'export statunitense nel secondo trimestre 2021 in Europa è ammontato a 892 mln m³ (Figura 5-14), con un incremento del 7% rispetto al trimestre precedente e del 78% rispetto al secondo trimestre 2020: si tratta del terzo record assoluto trimestrale consecutivo, indubbiamente sostenuto e favorito dall'incremento altrettanto record dello spread TTF-Henry Hub, salito – come visto in precedenza – dai 3,3 € medi annuali del 2020 fino ai 16,5 del secondo trimestre 2021 e addirittura ai 25,1 mensili di luglio. Va sottolineato in particolare la regolarità dei flussi di GNL statunitense verso il mercato europeo, mantenutisi abbastanza costanti e con variazioni complessivamente contenute sia nelle fasi di contrazione dell'import complessivo (come nel corso del primo trimestre) sia in quelle di forte rimbalzo (come nel secondo), confermando così la propria resilienza rispetto agli squilibri congiunturali di mercato.

Figura 5-12 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

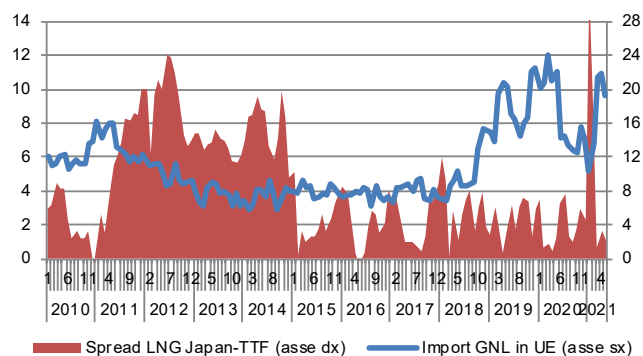


Figura 5-13 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

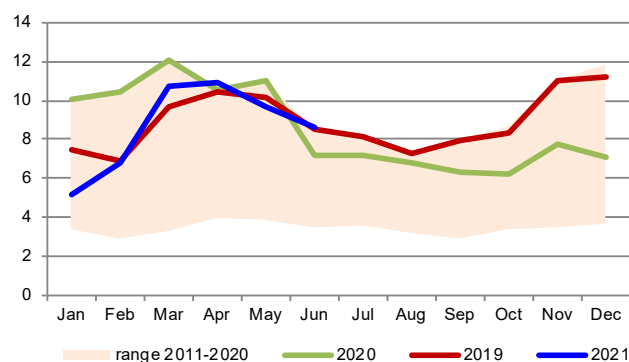


Figura 5-14 – Esportazioni di GNL USA in Europa e Italianel resto del mondo (milioni di m³)

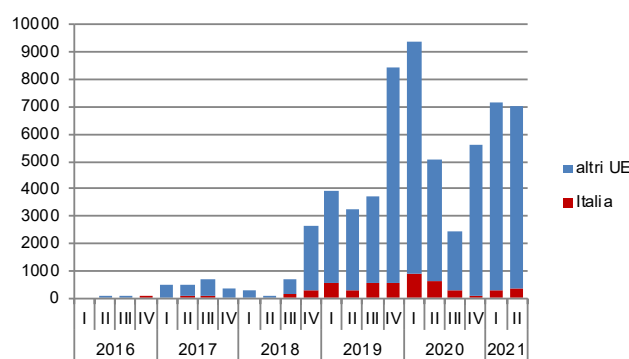
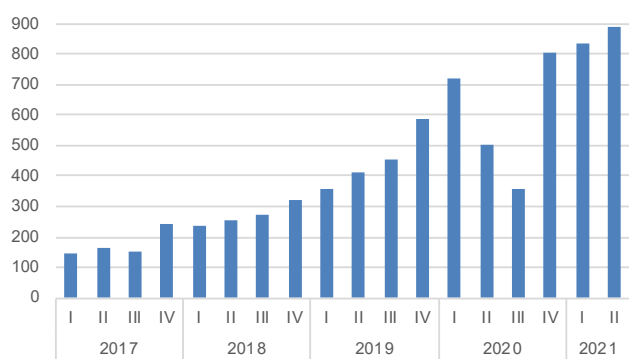


Figura 5-15 - Esportazioni di GNL USA in Europa e Italianel resto del mondo (milioni di m³)



Balzo della domanda di gas in Italia (+22%)

La domanda di gas naturale in Italia nel secondo trimestre 2021 è ammontata a 14,54 mld m³ (Figura 5-16), in aumento del 21,5% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Il recupero tendenziale su base annua già iniziato nel primo trimestre dell'anno mostra pertanto di accelerare, e porta i consumi a sfiorare i massimi degli ultimi nove anni (per il secondo trimestre) toccati nel 2019, ripristinando quindi il trend crescente di lungo periodo temporaneamente interrotto dalla crisi pandemica.

A livello settoriale, i consumi dell'industria hanno accelerato in particolare nei primi due mesi del trimestre, in parallelo all'accelerazione della ripresa produttiva, facendo segnare in aprile il maggior incremento dall'agosto 2018 rispetto alla media decennale (+79 milioni di m³) per poi consolidarsi; e riportandosi comunque su base trimestrale al di sopra della propria media per circa 160 milioni di m³, sui livelli del secondo trimestre 2019 (Figura 5-17).

La domanda del settore termoelettrico, anch'essa in recupero, si porta su valori leggermente sotto la media decennale (per circa 68 milioni di m³), intorno alla quale continua ad oscillare in modo più o meno ampio ormai da diversi anni.

Approvvigionamenti: si riequilibra il rapporto tra gas algerino ed asiatico

Per quanto riguarda le importazioni, nel secondo trimestre 2021 sono ammontate a 19,4 mld m³ (Figura 5-18), in aumento di circa il 10% rispetto all'anno precedente. Si tratta del valore più alto in assoluto dopo quello del secondo trimestre 2019, soltanto di poco maggiore, e beneficia in particolare della progressiva entrata a regime del gasdotto Tap che, dopo la simbolica entrata in funzione a fine 2020 ed un apporto di circa 946 milioni di m³ nel primo trimestre 2021, ha visto quasi raddoppiare tale valore nel secondo trimestre (1,712 mld) che rappresenta già circa il 9% del totale dell'import.

Dopo tre trimestri consecutivi si interrompe l'incremento dell'import di gas algerino in termini assoluti (5,376 mld m³, -7,4% rispetto al trimestre precedente), sebbene i valori per il secondo trimestre siano comunque i più alti dal 2016 e, a livello tendenziale, si registri una crescita pari a +234% rispetto a un anno prima. Si riprende, di contro, l'import di GNL (3,385 mld m³, +47% rispetto al trimestre precedente e -4,1% tendenziale) sulla scia delle complessive importazioni europee, dopo i forti cali dei due trimestri precedenti. Le variazioni delle due suddette fonti non sono tuttavia ancora tali da aver ripristinato la situazione in essere fino a un anno prima, che vedeva saldamente il GNL come immediata fonte di riserva dopo il gas russo, mentre quello algerino relegato a un ruolo collaterale.

Il gas russo resta di gran lunga la prima fonte di approvvigionamento facendo registrare l'ormai consueto incremento tra primo e secondo trimestre che si protrae ormai dal 2017, segnando +10,3% e riportandosi quasi sui livelli di un anno prima (-1,7%). Il gas del Nord Europa aumenta leggermente pur restando comunque su livelli in assoluto molto bassi (619 mln m³); dinamica speculare per il gas libico (leggera diminuzione a 753 mln m³), mentre continua il calo ormai decennale della produzione nazionale (682 mln m³).

In ottica di lungo periodo i valori giornalieri delle immissioni medie in Italia per punto di entrata (v. fig. 5.18) vedono quelle russe (80 mln m³) mantenere il gap positivo rispetto alle proprie medie recuperato nel trimestre precedente dopo la flessione di fine 2020. Le immissioni algerine si mantengono in leggera flessione rispetto a quelle del trimestre precedente (62 mln m³ contro 64) ma sempre molto sopra la propria media decennale. Sempre nettamente sotto la media le immissioni dal Nord Europa (6 mln m³) e in minor misura quelle libiche (15 mln). Torna ad ampliarsi infine il gap positivo del GNL (31 mln m³ da 30 del trimestre precedente) rispetto alla propria media (24 mln) sebbene mantenendosi ancora inferiore alla media del 2020 (34) e a maggior ragione dai picchi di tale anno.

Figura 5-16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

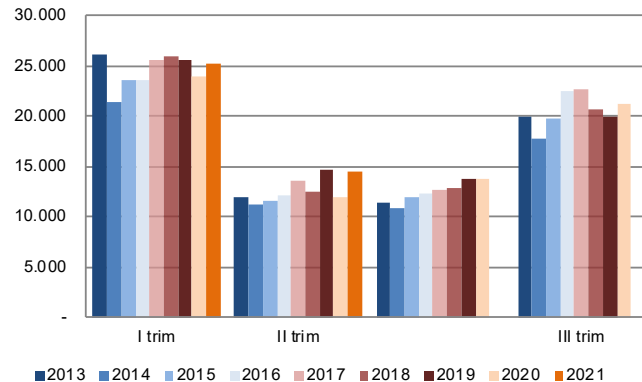


Figura 5-17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

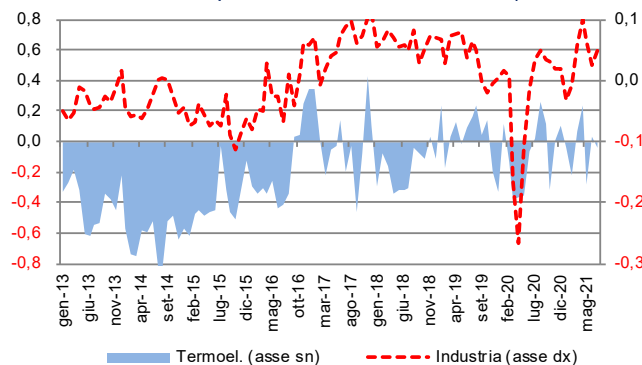


Figura 5-18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

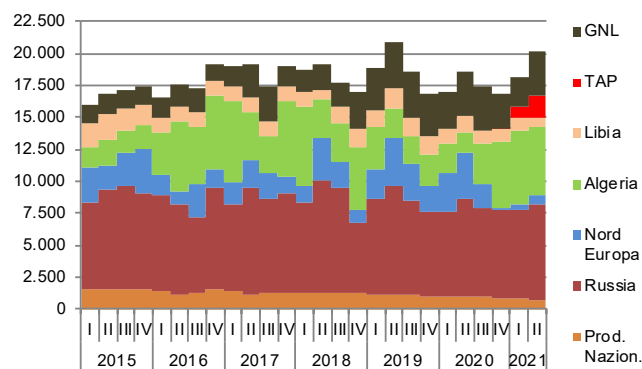
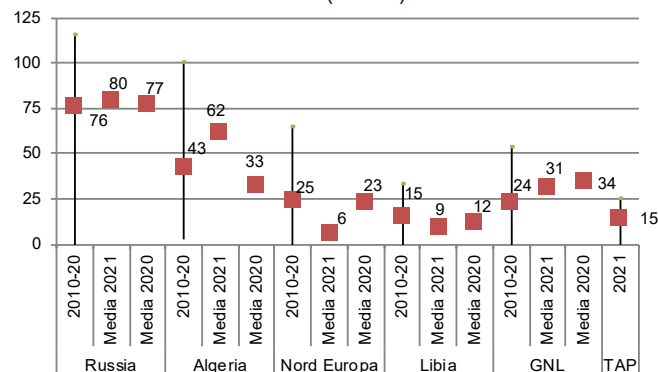


Figura 5-19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)



Segnali di parziale riequilibrio delle fonti di approvvigionamento italiane

Dal punto di vista della diversificazione delle fonti di approvvigionamento il gas russo ha continuato nei primi mesi dell'anno ad erodere lentamente la propria incidenza, che sembra essere stabilmente scesa sotto la soglia del 40% (39%, rispetto al 39,8 del trimestre precedente e al 43,7% di un anno prima): ciò non tanto per una diminuzione in termini assoluti dell'import, che come visto resta anzi sopra le proprie medie di lungo periodo, quanto per l'incremento dell'import complessivo da altre provenienze (in particolare GNL e, in ultimo, il flusso addizionale del Tap).

La relativa contrazione dell'import algerino e la risalita del GNL quasi sui livelli prepandemici non sono stati ancora tali da re-invertire il gap tra le due provenienze, che risulta ancora notevole: l'Algeria incide tuttora per quasi il 28% sull'import complessivo, circa il triplo rispetto al 9% del secondo trimestre 2020; mentre il GNL incide soltanto per il 17,4%, pur avendo riavvicinato la quota del 20% di un anno prima. Importante sottolineare il contributo del TAP, che consolida la propria incidenza passando dal 5,5 al 9%, nettamente superiore alla somma del gas libico e nord-europeo, il cui ruolo (circa il 3% per entrambi) è al momento marginale.

Indicatori di sicurezza italiani alla vigilia dell'inverno

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento italiane, alla luce dell'ampliamento delle fonti ed anche della maggior omogeneizzazione di quelle principali, risulta quindi nel secondo trimestre più equilibrata che nel primo: questo rappresenta un aspetto positivo per la sicurezza complessiva del sistema, in particolare in una fase di tensione del mercato come quella attualmente in corso.

Nel 2020 l'entrata in funzione del gasdotto TAP, in concomitanza con il calo dei consumi, ha comportato un più elevato eccesso di capacità rispetto al picco di domanda, e migliorato la sicurezza degli approvvigionamenti, come misurata dalla regola europea N-1. La situazione di forte tensione che caratterizza i mercati internazionali del gas all'inizio dell'inverno non permette però di escludere rischi. Un segnale significativo viene ad esempio proprio dall'indice N-1, che pure negli ultimi anni è migliorato, sia per una maggiore disponibilità di gas in uscita dagli stoccaggi sia per la citata entrata in funzione del TAP. Una valutazione dell'indice N-1 per l'Italia basata su ipotesi molto conservative⁵ porta a valori dell'indice alla fine dell'inverno inferiori al 100% (94%), a fronte di un valore che risulta altrimenti superiore al 115%.

In ogni caso va anche tenuto presente che l'ipotesi di punta di domanda qui utilizzata per il calcolo dell'indice N-1, la stessa utilizzata nel Piano di Azione Preventiva del 2019, rappresenta un valore che nell'ultimo decennio è stato avvicinato solo nel 2017. In tutti gli altri anni la punta di domanda non ha mai superato i 400 mln di m³/g.

Altro segnale di rilievo viene dagli stoccaggi. Secondo i dati aggiornati a fine agosto l'Italia si avvicina alla stagione invernale con un tasso di riempimento degli stoccaggi vicino all'80%, molto superiore a quello dell'insieme dell'UE (vedi cap. 2), ma comunque inferiore al minimo del range degli ultimi cinque anni (Figura 5-22).

Figura 5-20 - 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)

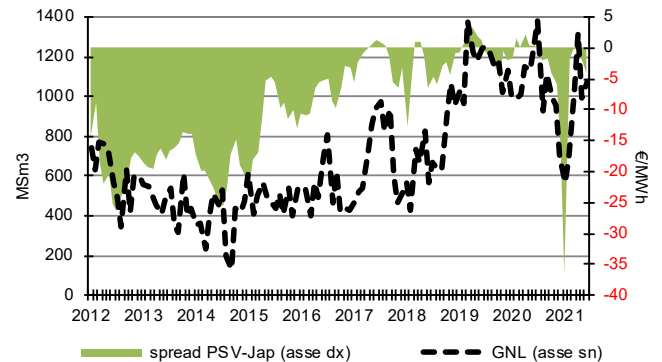


Figura 5-21 – Indice N-1 per l'Italia a fine inverno sotto ipotesi conservative (MSm³)

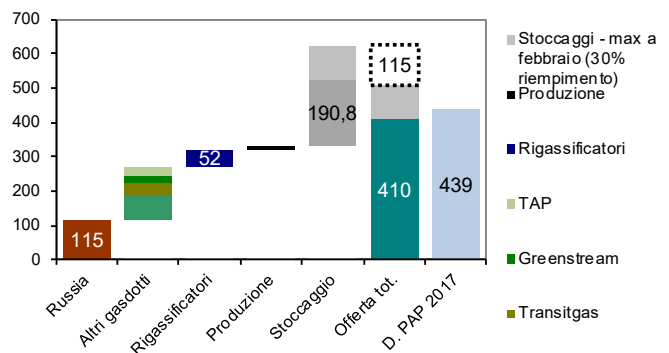
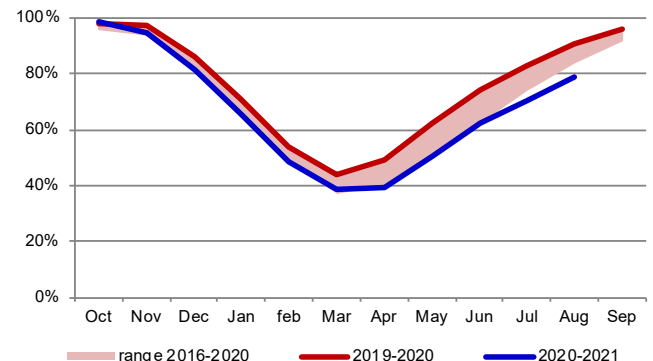


Figura 5-22 – Tasso di riempimento degli stoccaggi italiani (%)



⁵ Si tratta di alcune ipotesi utilizzate anche nel Piano di Azione Preventiva del 2019, tra cui quelle sul fattore di carico dei gasdotti di importazione al massimo registrato negli ultimi anni e un tasso di

riempimento degli stoccaggi a fine inverno al 30%. Ad esse si aggiunge l'ipotesi di massima importazione dal Nord Europa limitata a 35 mln di m³/g e la produzione nazionale ridotta a 10 mln di m³/g.

Si rafforza la convergenza PSV-TTF

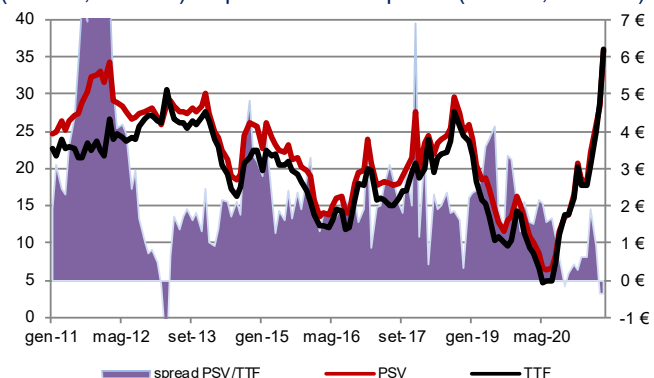
Dopo il processo di convergenza avvenuto nell'ultimo trimestre 2020, a lungo atteso, nei primi mesi del 2021 lo spread PSV-TTF ha registrato movimenti altalenanti.

Dapprima ha intrapreso una fase di leggero riallargamento, risalendo a una media di 0,5 €/MWh nel primo trimestre, di 0,8 €/MWh nel secondo, comunque livelli pari a 1/3 e la metà dei corrispondenti periodi di un anno prima, come anche lontani dalla forbice 1,8-2,8 €/MWh (pari a circa il 10% del prezzo) durata per 6 anni consecutivi;

Poi nei mesi estivi si è invece verificata una nuova fase di forte convergenza, culminata a fine agosto col riallineamento dei due prezzi e l'azzeramento dello spread, passato spesso su valori anche negativi (a giugno si è registrato un valore mensile negativo per la prima volta da marzo 2013, pari a -0,38 €/MWh, che si è poi confermato anche a luglio).

Sembra dunque consolidarsi la tesi che l'import addizionale di gas reso disponibile dall'entrata a regime del gasdotto TAP possa rappresentare un contribuire decisivo per uniformare i prezzi dei due hub, comprimendo lo spread in modo *strutturale*. L'azzeramento dello spread PSV-TTF comporta inoltre riflessi sui saldi di import / export a favore di quest'ultimo: ad agosto il gasdotto Transigas a Passo Gries ha registrato significativamente flussi in uscita per 66 milioni di m³ contro flussi in entrata per soli 6 milioni.

Figura 5-23 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3. Sistema elettrico

I consumi industriali spingono la domanda elettrica (+14%)

Nel secondo trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 76,2 TWh, in aumento del 14,4% rispetto a un anno prima, ma inferiore del 2% circa rispetto al 2019 (stesso divario registrato nel primo trimestre). E' di rilievo che la traiettoria dei consumi, che fino a maggio sembrava sovrapporsi a quella dei valori minimi degli ultimi dodici anni, si sia poi distanziata da quest'ultima a giugno e luglio – come peraltro accaduto nel 2019 (Figura 5-24). Sembra dunque consolidato il superamento degli effetti della crisi del 2020 sulla domanda di elettricità: da agosto 2020 la richiesta "osservata" non è mai risultata inferiore al valore minimo previsto sulla base di un modello econometrico stimato su dati limitati al 2019 (ignorando dunque cosa sarebbe accaduto nel 2020; Figura 5-25), a differenza di quanto accaduto tra marzo e giugno 2020 (non riportati in figura). Ulteriore conferma viene dall'andamento dei consumi dei settori industriali energivori (Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali di Terna): in cinque dei primi sette mesi del 2021 (da marzo in poi) l'indice presenta valori maggiori di quelli registrati negli stessi mesi del 2019. In termini di potenza prelevata nel secondo trimestre il picco di domanda mensile si è registrato il 24 giugno alle ore 14, ed è stato di 55,3 GW (+12% rispetto giugno 2020). I valori della punta di domanda sono comunque in linea con quelli degli ultimi due anni, perché anche nel 2020, nonostante le misure di contenimento dei consumi, la punta di domanda mensile si era discostata in misura rilevante dal minimo decennale solo ad aprile, mentre nei mesi successivi era sempre stata al di sopra del minimo decennale (Figura 5-26).

La produzione da FRNP resta su livelli storicamente elevati

I dati relativi al mix elettrico mostrano come nel 2021 si sia confermato per un verso il superamento della condizione di eccezionalità che aveva caratterizzato il sistema elettrico nella prima metà del 2020, per un altro verso il carattere strutturale della tendenza alla crescente penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). La quota dell'insieme delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che a maggio 2020 aveva raggiunto nuovi massimi storici, superando la quota del 50% della richiesta (Figura 5-27), e ancora a ottobre aveva superato il precedente massimo per quel mese, nel 2021 si è collocata al di sopra dei precedenti massimi mensili solo a gennaio, mentre nei sei mesi successivi è sempre rimasta all'interno dell'intervallo definito dai valori massimi e minimi del periodo 2014-2019. In ogni caso, la Figura 5-27 rende evidente quanto perfino il picco di maggio 2020 fosse distante dall'obiettivo fissato nel PNIEC, cioè una quota di FER del 60% in media d'anno. Nel caso invece della quota di produzione da FRNP, che aveva anch'essa registrato nuovi massimi storici nella primavera 2020, raggiungendo il 20% della richiesta, in quasi tutti i primi sette mesi del 2021 essa si è collocata al di sopra o vicino ai massimi 2014-2019. Peraltro in questo caso la distanza tra questi massimi storici e il target PNIEC, per di più da rivedere al rialzo in coerenza con i nuovi obiettivi climatici dell'UE, è ancora più marcata che nel caso del totale FER. I dati su base trimestrale confermano queste valutazioni: nel secondo trimestre 2021 la quota di FER sulla richiesta (al 42%), è rimasta ben lontana sia dal massimo storico registrato nel 2020 (49%) sia dal massimo pre-2020 (46%) del secondo trimestre 2014; la quota di FRNP (al 17%) è rimasta invece su valori molto più elevati dei massimi pre-2020, sebbene inferiore al 19% del secondo trimestre dell'anno scorso. Quanto alla generazione termoelettrica, in aumento di 3,2 TWh a fronte di un aumento della richiesta di 9,6 TWh, ha rappresentato nel trimestre il 52% della richiesta, in linea con la media del periodo, ma ha fatto segnare un nuovo minimo storico a maggio, quando ha rappresentato appena il 46% della

richiesta. Infine, il fortissimo aumento tendenziale del saldo estero (+280%) rappresenta in realtà un semplice ritorno sui valori medi del periodo rispetto all'eccezionale crollo registrato nel secondo trimestre 2020.

Figura 5-24 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

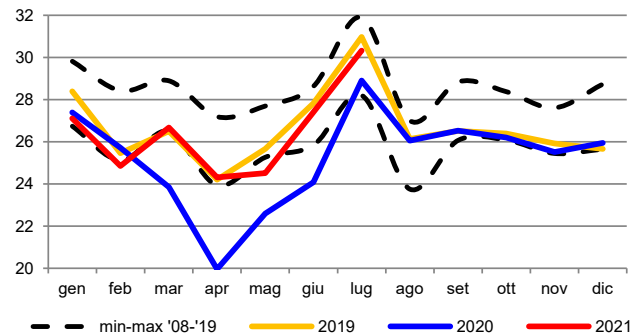


Figura 5-25 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici e previsioni ex-ante con modelli a 12 passi in avanti (MWh)

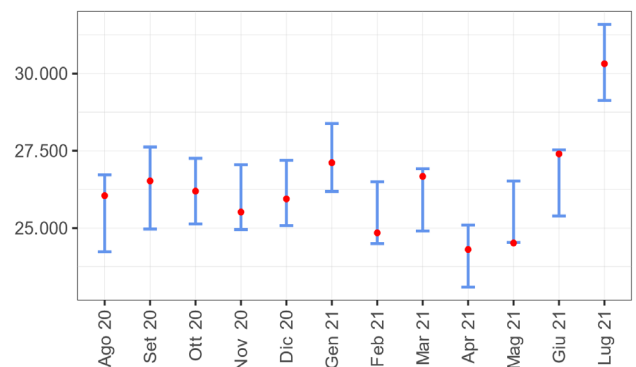


Figura 5-26 - Punta di domanda in potenza (GW)

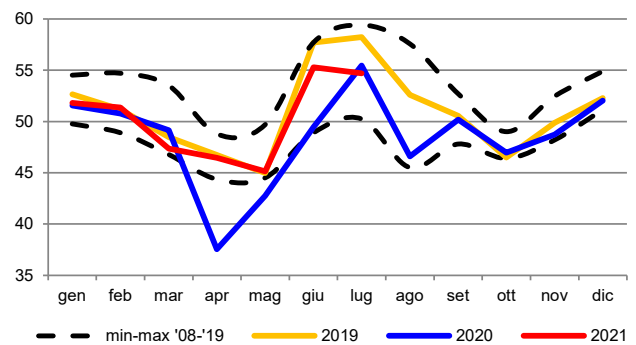
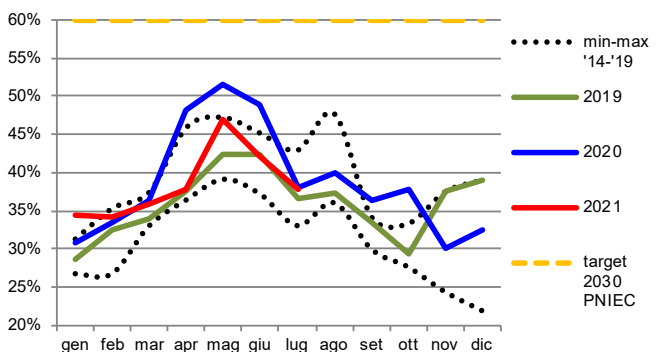


Figura 5-27 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Vicini ai massimi 2020 anche i valori di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti

La suddetta tendenza strutturale alla crescente penetrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili non programmabili è confermata dai dati relativi ai valori di massima penetrazione oraria delle FRNP. Nel primo trimestre 2021 la massima copertura della domanda con FRNP ha raggiunto valori dell'ordine del 55%, nuovo massimo per quel trimestre, mentre nel secondo trimestre la massima penetrazione oraria ha avvicinato il 70%, un valore perfino superiore a quello del secondo trimestre 2020. Se si depura l'analisi dai valori estremi la massima penetrazione di FRNP nello 0,5% delle ore del trimestre è stata leggermente inferiore a quella registrata nel 2020, ma comunque superiore a tutti gli anni precedenti (Figura 5-29).

Considerazioni simili valgono per la massima quota di penetrazione oraria dell'insieme delle fonti rinnovabili, che nel secondo trimestre dell'anno è risultata inferiore solo al valore registrato nel 2020, dopo che nel primo trimestre aveva invece registrato un nuovo massimo storico.

Un altro indicatore di rilievo per la comprensione della complessità della gestione in sicurezza del sistema elettrico è costituito dalla variabilità oraria della produzione intermittente, che non a caso nella primavera 2020 aveva raggiunto livelli mai registrati prima: nel 2,5% delle ore di massima variazione oraria questa era stata pari ad oltre il 10,3% del carico (18% il massimo assoluto). Nel secondo trimestre 2021 questo indicatore è tornato sui valori massimi antecedenti al 2020: 8,4% per il valore soglia che definisce il 2,5% delle ore di massima variazione oraria, 15% per la massima variazione in assoluto (Figura 5-30).

Tendenza di lungo periodo alla crescita delle necessità di flessibilità oraria per il sistema elettrico

Un indicatore utile per misurare l'evoluzione nel tempo delle esigenze di flessibilità del settore elettrico è quello recentemente utilizzato dalla Commissione Europea per valutare le future necessità di risorse flessibili (storage in primis) nei diversi paesi europei⁶. L'indicatore delle esigenze di flessibilità giornaliera misura di quanto la curva della domanda residua differisce da una domanda residua piatta, nel qual caso nessuna flessibilità sarebbe richiesta alle risorse dispacciabili, perché la domanda residua potrebbe essere soddisfatta completamente dagli impianti baseload, con output costante durante il giorno.

Anche questo indicatore fa emergere chiaramente l'eccezionalità del secondo trimestre 2020, quando nei giorni festivi di aprile e maggio la differenza tra la domanda residua delle ore serali e la domanda residua media dello stesso giorno ha superato il 70% della domanda residua media, a indicare la necessità per il sistema di avere risorse flessibili quasi doppie rispetto alla domanda residua media (Figura 5-31).

Nel secondo trimestre 2021 il massimo valore di questo indicatore è stato il 58%, raggiunto non a caso il cinque aprile (lunedì di Pasqua). La figura evidenzia comunque come la massima flessibilità giornaliera richiesta dal sistema elettrico sia su una traiettoria di lungo periodo crescente, sia pure non eccessivamente ripida.

Figura 5-28 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

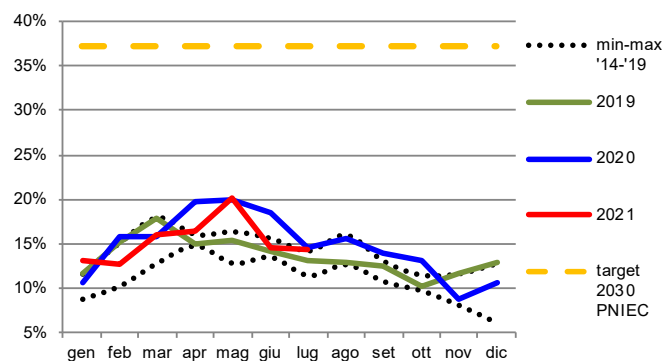


Figura 5-29 – Massima produzione da FRNP – valore corrispondente al 99,5° percentile (% sul carico)

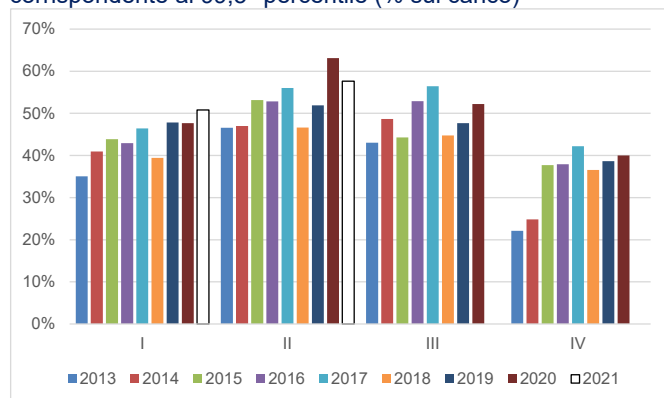


Figura 5-30 – Massima variazione oraria della produzione da FRNP (in % del carico) – valore corrisp. al 97,5° percentile

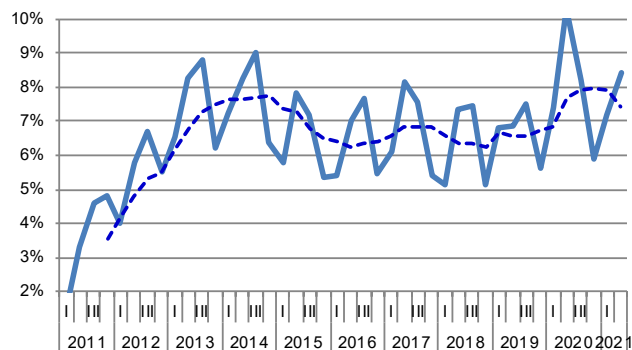
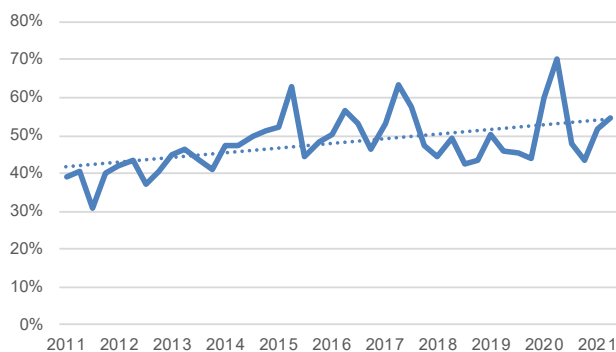


Figura 5-31 - Indicatore delle esigenze di flessibilità giornaliera massima differenza tra domanda residua oraria e media giornaliera (in % della media giornaliera)



⁶ EC, Mainstreaming RES Flexibility portfolios Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables, July 2017. Gli indicatori sono costruiti a

partire dalla definizione di flessibilità come “ability of the power system to cope with the variability of the residual load curve at all times.”.

I giorni di Pasqua 2021 come esempio della complessità di gestione del sistema elettrico a forte penetrazione di FRNP

Come avvenuto in alcuni giorni critici del 2020, i valori estremi di penetrazione delle fonti intermittenti hanno richiesto a Terna una particolare attenzione nella gestione del sistema, in primo luogo nelle ore in cui la domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione da fonti intermittenti) è scesa su livelli molto bassi, con il rischio, evidenziato più volte nei Seasonal Outlook di ENTSO-E, di carenza di capacità di *downward regulation* e necessità di misure come il taglio della generazione inflessibile e riduzioni della Net Transfer Capacity, e con costi elevati di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi ancillari. Meritano attenzione in particolare i giorni tra il 3 e il 6 (che includono la domenica di Pasqua e il lunedì dell'Angelo). Tra le ore 13 e le 14 di domenica 4 il valore minimo della domanda residua è sceso su nuovi minimi storici, perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020, ben al sotto dei 10 GW (Figura 5-32), mentre la quota di generazione da fonti intermittenti sfiorava il 70% della richiesta. Per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili è stato necessario ridurre drasticamente le importazioni nette, che nelle ore centrali del 4 e 5 aprile sono divenute negative per quasi 2 GW, mentre allo stesso hanno raggiunto livelli molto elevati gli assorbimenti dei pompaggi, fino a 4 GW. Infine, un altro contributo alla gestione in sicurezza del sistema, sebbene meno semplice da quantificare in termini di importanza relativa, è probabilmente venuto dalla limitazione della produzione eolica mediante ordini di dispacciamento, che in particolare nelle ore centrali del 4 aprile è risultata notevolmente inferiore a quella prevista il giorno prima. In parallelo, negli stessi due giorni raddoppiavano i costi associati alle transazioni sul mercato dei servizi, mentre il PUN (non rappresentato in figura) scendeva fin quasi a zero tra le ore 14 e le ore 15 di domenica 4, per poi risalire rapidamente fino a 78 €/MWh alle ore 20, in linea con l'andamento della domanda residua.

Figura 5-32 – Valore minimo della domanda residua (MW)

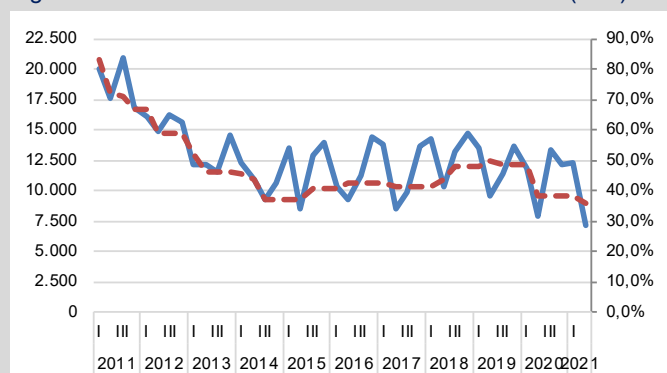
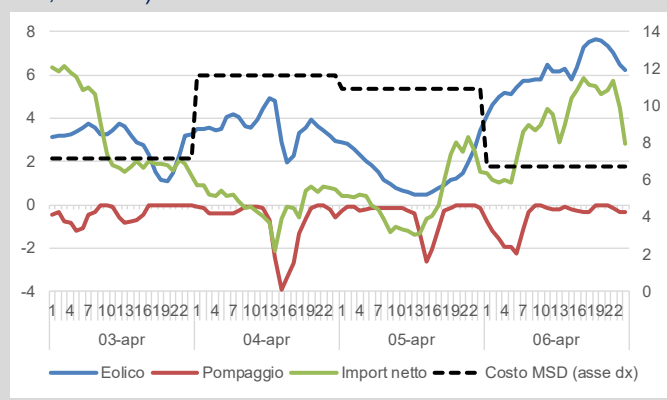


Figura 5-33 - Profilo orario di produzione eolica, import netto e assorbimento pompaggi tra il 3 aprile e il 6 aprile 2021 (GW, asse sx) e costo giornaliero dei servizi di dispacciamento (mln di €, asse dx)

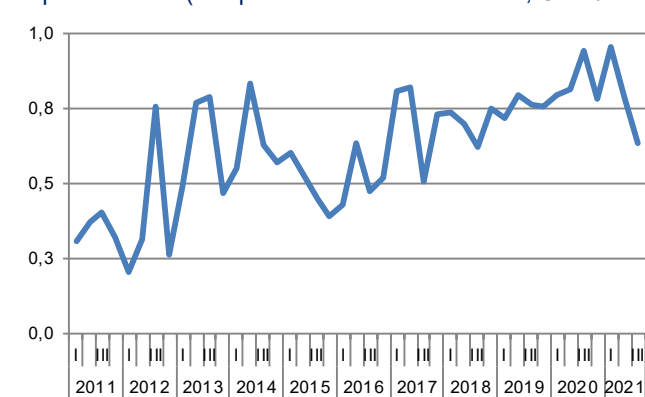


Segnali di ribasso per il costo dei servizi del dispacciamento

Sebbene giornate come quelle del 4 e 5 aprile descritte sopra, che nel 2020 si erano ripetute molte volte, siano tornate a rappresentare situazioni piuttosto rare nell'attuale sistema elettrico, il costo degli interventi di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) si è confermato su livelli storicamente molto elevati. Nel secondo trimestre i volumi movimentati su MSD sono stati inferiori del 30% rispetto allo stesso trimestre del 2020. Sono però aumentati i prezzi medi delle movimentazioni a salire (del 7% su base congiunturale, di oltre il 20% su base tendenziale), per cui i costi associati alle transazioni sono rimasti su valori di poco inferiori ai massimi storici. L'onere netto calcolato sugli ultimi quattro trimestri risulta ancora superiore ai 2 miliardi, come nell'insieme del 2020, sebbene leggermente inferiore rispetto a tre mesi fa. La tendenza a un leggero calo dei costi di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento è colta meglio dall'andamento corrispettivo unitario uplift⁷, calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema (corrispettivo che ricade direttamente sui clienti finali). In particolare, dopo i rialzi di aprile e maggio, a giugno e luglio 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) è scesa a circa 0,9 c€/kWh, a fronte del persistente trend rialzista dei prezzi dell'energia all'ingrosso (nei due mesi in questione il PUN

è salito da 69,9 €/MWh a 84,8 e poi a 102,7 €/MWh. Nella media del secondo trimestre questa componente dell'uplift è risultata comunque in aumento del 17% rispetto al corrispondente trimestre di un anno fa (quando però il PUN era stata pari a un terzo del valore registrato nell'ultimo trimestre), ma il valore fissato da Terna per il terzo trimestre è di 0,64 c€/kWh, inferiore del 48% rispetto a un anno prima (Figura 5-34).

Figura 5-34 - Corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (componente ex art. 44 lettera b; €/cent/kWh)



⁷ 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.

Con la ripresa della domanda tornano ad acuirsi i rischi di adeguatezza del sistema elettrico. Restano essenziali le importazioni

Nella prima parte del 2020 la flessione della domanda aveva contenuti i rischi legati al ridotto 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.

Negli ultimi anni si sono infatti manifestati diverse situazioni di stress, anche nel 2020, nonostante la complessiva flessione della domanda. In particolare è stata significativa la situazione di stress subita dal sistema elettrico il 15 settembre, quando, nonostante un fabbisogno contenuto, il sistema elettrico italiano ha sofferto di un margine di riserva ridottissimo, a causa di una scarsità di potenza nell’area dell’Europa occidentale, per la combinazione di ridotta disponibilità del nucleare francese e di scarsa produzione eolica in Germania.

Nella valutazione ENTSO-E per l’inverno passato (Winter Outlook 2020), nonostante un carico atteso su livelli inferiori rispetto agli anni passati, si riteneva ancora essenziale il ruolo delle importazioni, anche perché a causa della pandemia alcune interruzioni programmate per la primavera scorsa non erano state eseguite. Secondo le stime ENEA, nella prima parte del 2021 il minimo margine di capacità “effettivo” (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione; vedi nota metodologica per la definizione) è rimasto in effetti su valori molto ridotti.

Nel primo trimestre il valore corrispondente al 1° percentile, cioè la soglia che separa l’1% delle ore nelle quali si è registrato il margine più ridotto (22 ore in totale nel trimestre) si è fermata a circa 5 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda del 10% circa (Figura 5-34).

Nel secondo trimestre 2021, in concomitanza con punte di domanda più elevate il margine è sceso all’8%.

La maggior parte delle ore dell’anno con i margini più bassi si sono verificate nell’ultima settimana di giugno, con la domanda ai livelli massimi annuali, ma è rilevante che il minimo margine annuale si sia verificato invece a gennaio, con domanda ben al di sotto dei massimi ma importazioni al di sotto di 1 GW (a fronte di una media superiore ai 5 GW).

Nel secondo trimestre PUN su livelli tripli rispetto all’anno precedente, oltre i 100 €/MWh da luglio in poi

Nel secondo trimestre dell’anno, e in misura ancora più marcata a luglio, il prezzo dell’elettricità sulla Borsa elettrica ha continuato a seguire un trend fortemente rialzista. Il PUN ha registrato aumenti su base mensile in tutti i mesi da febbraio in poi. Da maggio 2020, quando il PUN aveva fatto segnare un nuovo minimo storico a 21,8 €/MWh, nei successivi quattordici mesi vi sono stati dodici aumenti su base mensile. Il PUN medio del secondo trimestre si è attestato a 74,6 €/MWh, un valore triplo (+200%) rispetto ai 24,9 €/MWh del secondo trimestre 2020 e in aumento del 26% sul primo trimestre dell’anno.

Come per i cali record della prima metà dell’anno scorso anche i rialzi successivi sono stati per la gran parte determinati dalla dinamica del prezzo del gas naturale, che in media trimestrale è risultato maggiore del 250% rispetto allo stesso trimestre di un anno prima, di oltre il 400% a luglio e agosto.

A rinforzare l’effetto del prezzo del gas sui prezzi elettrici vi è stato poi il forte rialzo dei prezzi dei permessi di emissione (vedi cap. 2.1).

Di fronte alla dimensione di questi movimenti della materia prima, sulla dinamica dei prezzi dell’elettricità ha svolto un ruolo più marginale l’andamento della quota di mercato della generazione termoelettrica, posizionata più in alto nell’ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili e dunque correlata positivamente con i prezzi. Nel secondo trimestre la quota di

produzione termoelettrica è rimasta su valori storicamente bassi (51,8% la media trimestrale), superiori solo ai minimi storici del secondo trimestre 2013 e 2014, quando la quota fu appena inferiore al 50%, un dato che ha in effetti frenato un po’ la corsa del PUN, in particolare a maggio quando la quota della termoelettrica è scesa al 46%.

Figura 5-35 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (valore corrispondente al 1° percentile)

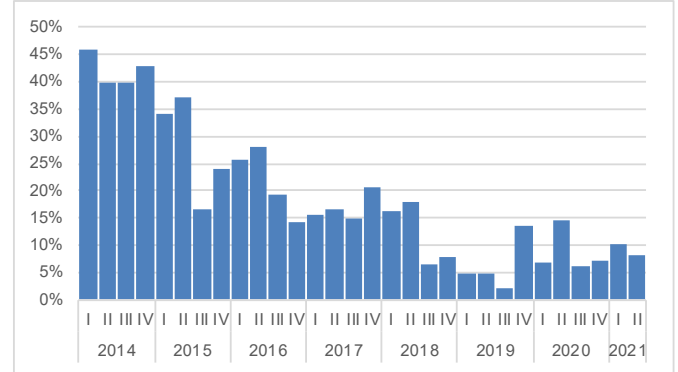
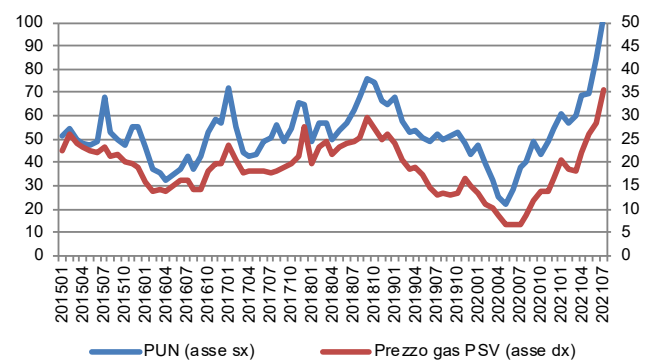


Figura 5-36 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)



La redditività dei cicli combinati resta stretta tra alti prezzi del gas e EUA ai massimi storici

Con la forte risalita del prezzo del gas, dal quarto trimestre dello scorso anno la redditività degli impianti a gas ha seguito una traiettoria sostanzialmente discendente. Il clean spark spread, che era sceso fin quasi a zero nel II trimestre 2020, ha poi ripreso velocemente quota nella seconda metà dell'anno, grazie sia alla maggiore dinamica rialzista del PUN rispetto a quella del prezzo del gas al PSV sia alla significativa ripresa del peso della produzione termoelettrica, che nella primavera 2020 era scesa su livelli molto bassi (sebbene comunque superiori ai minimi storici), intorno al 50% della richiesta. Nel IV trimestre 2020 il clean spark spread è però tornato a contrarsi con la forte accelerazione del prezzo del gas, accompagnata per di più dal trend rialzista dei permessi di emissione (v. cap. 2). Dai 15€/MWh del terzo trimestre 2020 i margini del gas sono scesi a 10 €/MWh nel quarto e a poco più di 8 €/MWh nel primo trimestre 2021. Infine nel secondo trimestre il margine medio è sceso ancora, al di sotto dei 7 €/MWh, ma con una notevole variabilità mensile. Dai 9 €/MWh di aprile si è infatti pressoché azzerato a maggio, in corrispondenza di nuovi aumenti dei prezzi del gas e dei permessi di emissione, a fronte di un PUN invece poco mosso sul mese precedente. In più, a maggio la quota di produzione termoelettrica è scesa a un nuovo minimo storico, paria al 46% della richiesta. Lo spread ha poi ripreso a 10 €/MWh a giugno, con tendenza a superare ampiamente i 10 €/MWh a luglio, grazie alla combinazione di aumenti del PUN maggiori di quelli del gas, permessi di emissione stabili e parziale ripresa della quota della termoelettrica al di sopra del 50% (Figura 5-34). Al di là delle dinamiche dei prezzi del gas e della CO₂, pur determinanti in questa fase, la tendenza di lungo periodo alla compressione del ruolo della termoelettrica costituisce comunque un fattore di debolezza strutturale per la redditività degli impianti a gas.

Segnali di risalita del premio dei prezzi della borsa elettrica italiana rispetto alle borse tedesca e francese

Nel secondo trimestre i prezzi dell'elettricità sulle borse europee hanno registrato tutti forti aumenti, con l'unica eccezione della borsa scandinava. Pur in maniera differenziata tutte le altre borse hanno in vece risentito pesantemente dei rialzi dei prezzi del gas e dei permessi di emissione.

A fronte dell'aumento congiunturale del 26% del PUN, il prezzo medio è salito del 22% in Germania (da 49,5 a 60,3 €/MWh), del 21% in Francia (da 52,9 a 64 €/MWh), del 61% in Spagna (da 44,7 a 71,8 €/MWh). Il prezzo italiano si è confermato dunque il più elevato, ma il notevole rialzo registrato in Spagna fa sì che il distacco del prezzo italiano da quello del prezzo più alto degli altri paesi sia diminuito, in linea con quanto accaduto nel 2020. Nell'anno della pandemia i prezzi all'ingrosso dell'elettricità avevano infatti toccato nuovi minimi storici in tutte le principali borse europee, con una convergenza intorno a valori di poco superiori ai 30 €/MWh, a conferma di un trend di lungo periodo verso il progressivo allineamento dei prezzi di borsa nazionali.

Nel confronto con Germania e Francia, invece, la prima metà dell'anno sembra indicare una leggera tendenza ad un nuovo allargamento del differenziale tra il prezzo italiano e quello di questi due paesi.

Figura 5-37 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

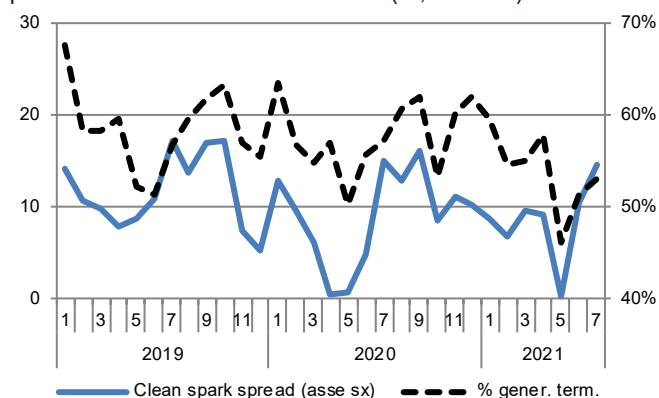
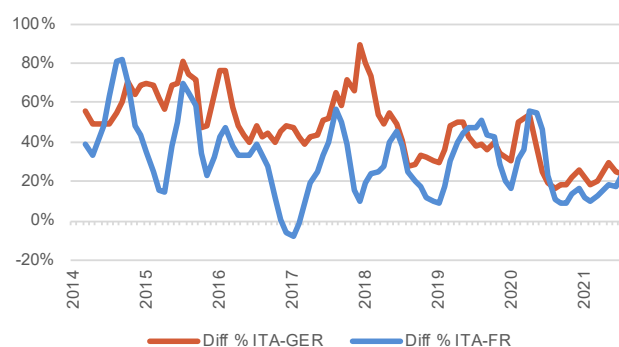


Figura 5-38 – Differenza % fra il prezzo di borsa tra Italia e Germania e Italia e Francia



6. Prezzi dell'energia e competitività low-carbon

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

Ad aprile-giugno prezzi per le imprese in ulteriore rialzo, soprattutto per effetto della componente energia. Viene raggiunto il livello del periodo precedente alla pandemia.

Dopo il consolidamento nella prima parte dell'anno, tra aprile e giugno i prezzi tornano a crescere con più forza. Rispetto all'intervallo gennaio-marzo, senza tener conto della stima degli sgravi per le industrie energivore, l'aumento generalizzato è tra il 3% e il 4% circa, mentre rispetto a dodici mesi prima segna +25% (Figura 6-1). Anche in questo caso l'incremento è dovuto in misura considerevole alla componente dell'energia (+4%, che fa seguito al +11% del primo trimestre, Figura 6-2), in linea con la dinamica del PUN. Se negli ultimi tre anni gli aumenti medi su base trimestrale per la componente "prezzo energia" erano stati superiori a quelli relativi al PUN (rispettivamente il 5% e il 3% circa), negli ultimi due trimestri, vale a dire dall'inizio del 2021, la dinamica congiunturale sembrerebbe invertirsi (Figura 6-3). Anche la componente di dispacciamento viene stimata in rialzo (Figura 6-2), mentre quella relativa agli oneri di sistema non varia rispetto al precedente trimestre.

Tra luglio e settembre ancora aumento dei prezzi. Si torna al picco degli ultimi due anni e mezzo. Incide una pluralità di fattori. Il forte effetto ammortizzatore dello stanziamento nel decreto legge di 1,2 miliardi di euro.

Nel terzo trimestre si stima un aumento dei prezzi dell'energia elettrica per le imprese su base congiunturale intorno al 4%, più di un quarto rispetto al dato di dodici mesi prima. La ripresa dei consumi e problemi di scarsità di offerta internazionale dei beni energetici, nonché politiche ambientali più rigorose che portano ad uno spiccato rialzo dei prezzi della CO₂ spiegano tale andamento al rialzo. La ripresa della domanda globale porta in generale al rialzo delle quotazioni delle commodity, a cominciare da quello del petrolio. Una minore disponibilità di gas naturale, unitamente alla necessità di ricostituire le scorte dopo una primavera relativamente fredda e di GNL sui mercati europei, esercita una spinta al rialzo, anche a fronte di un aumento del ricorso al metano da parte delle centrali termoelettriche. Infine, sotto la volontà della Commissione UE di rafforzare il mercato ETS, il prezzo dei permessi di emissione continua ad aumentare (fino a 53 €/ton in giugno per EUA, ma in ulteriore incremento a luglio 2021). Tutti questi elementi spingono al rigonfiamento della componente energetica, definito "di natura straordinaria" (Comunicato ARERA, 1 luglio 2021). La componente "prezzo energia" cresce del 60% in soli tre mesi (figura 5.2). L'incidenza di tale incremento viene notevolmente ammortizzata dal decremento della componente "prezzo di dispacciamento" (-17% rispetto al trimestre precedente) e soprattutto dalla riduzione degli oneri di sistema, ottenuta grazie al provvedimento straordinario di una cifra di 1,2 miliardi di euro a favore della Cassa per i servizi energetici e ambientali. Senza tale stanziamento gli aumenti sarebbero stati ben più alti. In ordine alle componenti Asos ed Arim già nel secondo trimestre veniva segnalata una criticità legata alla possibilità di manovre di adeguamento delle componenti tariffarie interessate, ed è probabile che la loro compressione straordinaria del terzo trimestre sia destinata a richiedere riallineamenti nel prossimo futuro. A fare le spese di questo quadro congiunturale è anche lo sconto a favore delle imprese energivore, praticamente dimezzato rispetto ai trimestri precedenti (Figura 6-4). Si stima uno sconto tra il 10% e il 14% sul prezzo pieno, rispettivamente per i grandi consumatori in media tensione e i grandissimi in alta tensione energivori. Un aspetto paradossale è che le imprese energivore, in termini relativi hanno sperimentato un aumento molto più alto delle

altre, poiché la riduzione degli oneri fiscali, componente che incide in misura meno significativa su questa classe di utenze, non è stata tale da compensare l'aumento lato materia energia.

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

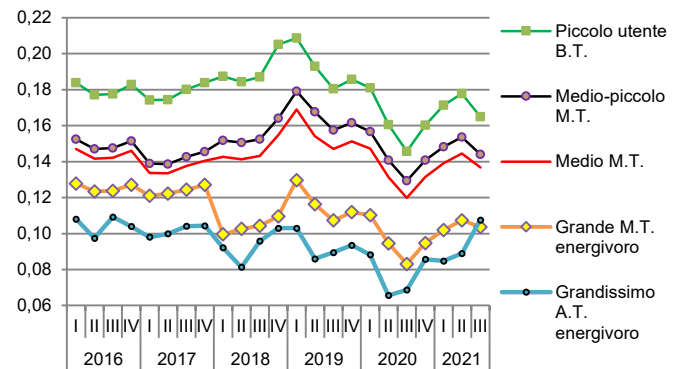


Figura 6-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

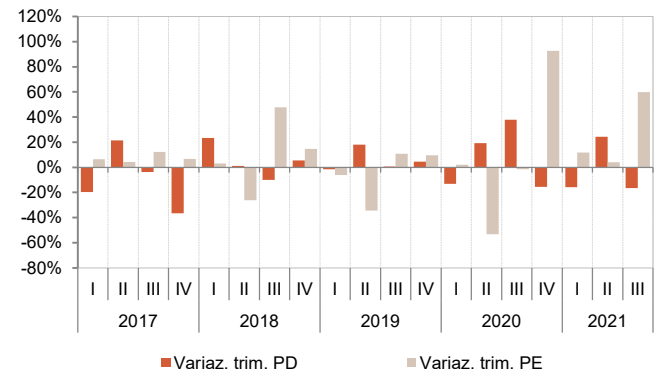


Figura 6-3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

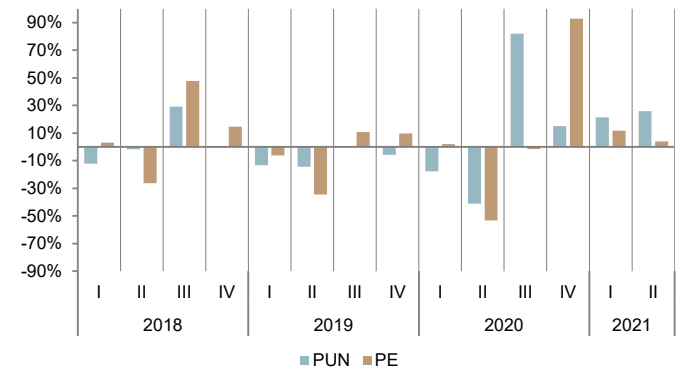
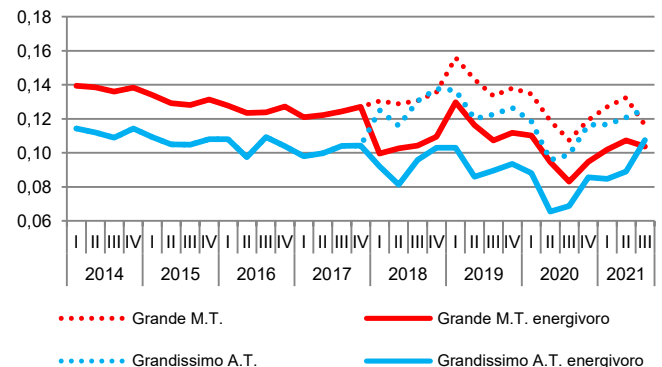


Figura 6-4 - Stima prezzo al netto delle imposte recuperabili per il consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh).



La dinamica italiana del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica negli ultimi 18 mesi. Il confronto con la Germania.

La forte variabilità dei prezzi dell'energia elettrica alla quale si è assistito nell'ultimo anno e mezzo, oltre che ad una concomitanza storica eccezionale, potrebbe essere in parte dovuta anche alla accresciuta variabilità dei prezzi internazionali del gas naturale, a sua volta dovuta al sempre minore ancoraggio alle quotazioni del petrolio a vantaggio della correlazione con i prezzi agli hubs. Data la documentata importanza del prezzo del gas naturale ai fini della formazione del prezzo di borsa dell'energia elettrica, la volatilità dei prezzi del gas può tradursi in un fattore di amplificazione della variabilità anche dei prezzi dell'energia elettrica. La Figura 6-5 mostra come le quotazioni del PUN siano in trend al rialzo da un anno, ma in particolare come la forbice rispetto al mercato tedesco si sia allargata proprio nell'anno in corso.

I prezzi per le utenze domestiche. Nel terzo trimestre aumenti vicini al 10%.

Dalla stima in base alle ultime tariffe fornite da ARERA, che riguardano il trimestre luglio-settembre, per i consumatori domestici l'aumento su base congiunturale è prossimo al 10%, con un incremento della componente PD superiore al 21%. Coerentemente con quanto esposto sopra, la componente oneri di sistema mostra un'incidenza relativa sul prezzo finale che raggiunge repentinamente il minimo storico degli ultimi tre anni e mezzo (2,4%, Figura 6-6), a tutto vantaggio della componente energia (12%). Dal lato dei sostegni economici nella attuale particolare situazione va rilevato come il bonus sociale che prevede sconti in bolletta venga ormai automatizzato consentendo l'allargamento della platea degli effettivi beneficiari da 1 milione a 3 milioni di famiglie.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie secondo diverse fonti.

Le differenze nazionali tra i valori relativi ai consumatori domestici sono naturalmente maggiori rispetto a quelli relativi alle imprese, per la presenza di elementi di prezzo regolati. Dalla rilevazione campionaria Eurostat, della quale il dato più aggiornato risale al mese di giugno, nel secondo trimestre 2021 le famiglie italiane si sono trovate a fronteggiare aumenti di prezzo dell'energia elettrica di portata eccezionale. In Italia, a fronte di un tasso d'inflazione intorno ad 1,2% (inferiore a quello della zona euro a 19 paesi, pari ad 1,8%), il tasso di crescita annuo del prezzo dell'elettricità ha sfondato la soglia del 15%, un valore mai toccato negli ultimi tre anni e mezzo (Figura 6-7). L'aumento dei prezzi elettrici è una tendenza generalizzata al livello internazionale, come attesta la parte destra della Figura 6-7, relativa alla zona euro, ed anzi la ripresa dell'inflazione può essere imputata in buona parte proprio ai prodotti energetici. In Italia però si registra la simultaneità di una relativamente bassa inflazione e una forte accelerazione dei prezzi elettrici. Dal canto suo, la rilevazione campionaria HEPI, rivolta alle capitali europee, informa di un livello di prezzo per l'acquisizione dell'energia elettrica a Roma tra i più bassi (22,3 c€/KWh, contro i 33,2 c€/KWh di Berlino e i 25,8 c€/KWh di Londra). Tuttavia per il secondo trimestre gli stessi dati segnalano un aumento trimestrale tra i più alti (intorno al 6%), in particolare nel mese di aprile. Per completare le statistiche internazionali, si può citare il dato del Quarterly Report della Commissione Europea, aggiornato tuttavia al primo trimestre 2021, per la fascia di consumo 2.500 – 5.000 KW annue. Anche questa fonte sottolinea come le famiglie italiane sopportino un prezzo più basso di quelle spagnole, tedesche e francesi. Rispetto a quello delle famiglie dei paesi dell'est dell'UE il livello di prezzo italiano è più elevato, ma qualora il dato venisse espresso in termini di parità di potere d'acquisto sarebbe con ogni probabilità da rivedere al ribasso.

Figura 6-5 - Confronto prezzi di borsa Italia e Germania da gennaio 2020 a maggio 2021.

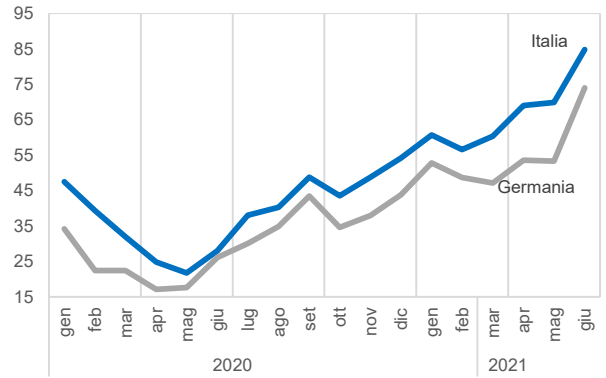


Figura 6-6 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggio tutela (c€/kWh).

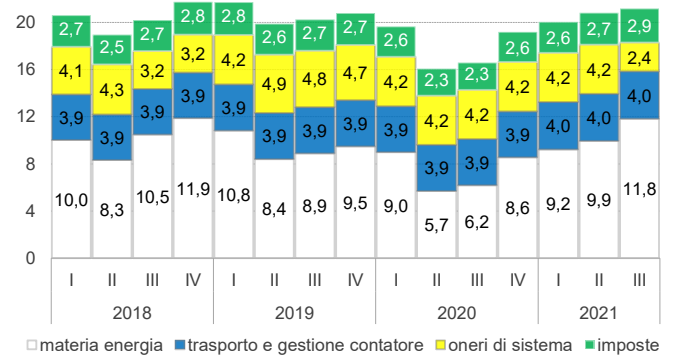


Figura 6-7 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.

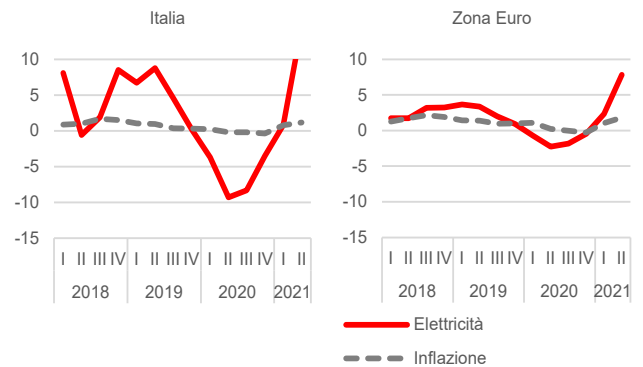
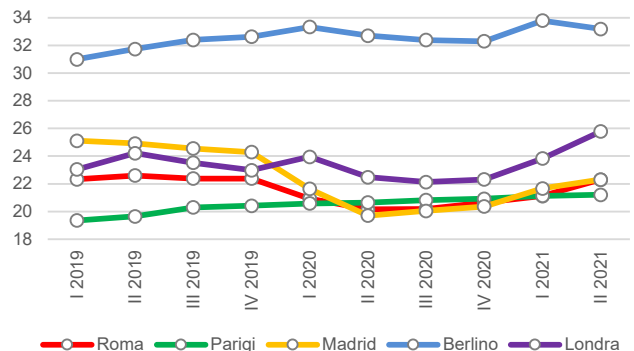


Figura 6-8 - - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Anche nel II trimestre 2021 prezzi del gasolio in deciso aumento, +5% rispetto ai primi tre mesi dell'anno

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nel corso del II trimestre del 2021 è stato pari a circa 1,45 €/litro, in aumento del 5% rispetto a quanto registrato nel corso del precedente trimestre e del 14% rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno (Figura 6-9). Anche nei primi mesi dell'anno si era registrata una ripresa congiunturale, anche più decisa (+9% sull'ultimo trimestre 2020), ma i prezzi allora erano rimasti ancora al di sotto rispetto a quelli di un anno prima (meno 3,4%). Si ricorda come nel corso del 2020 il prezzo medio del gasolio (1,3 €/litro) era diminuito dell'11% rispetto al 2019, principalmente per i cali del II trimestre (meno 15% tendenziale), a cui avevano seguito variazioni congiunturali marginali nella seconda metà dell'anno.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-9), dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi del 2016 (1,28 €/litro) fino ai massimi del 2018 (1,49 €/litro), ed un 2019 complessivamente stabile (1,48 €/litro), il prezzo medio del gasolio in Italia è poi rapidamente diminuito nella prima parte del 2020, arrivando a metà maggio ad 1,25 €/litro, per poi stabilizzarsi nel secondo semestre su 1,28 €/litro. Il calo del 2020 aveva portato i prezzi del gasolio ad appena il 3% sopra ai livelli minimi del 2016; tale divario è tornato ad aumentare a metà 2021 (+13%).

Nel II trimestre 2021 anche a livello UE si registra una ripresa del prezzo medio del gasolio (1,32 €/litro), di circa il 5% rispetto al precedente trimestre, un risultato solo lievemente più sostenuto rispetto al dato italiano. Si sottolinea come nel corso del 2020 anche a livello UE il prezzo medio del gasolio aveva fatto segnare importanti riduzioni rispetto al 2019, di circa il 13% (più sostenuta rispetto al dato italiano, meno 11%).

Dopo il progressivo incremento del divario tra prezzi italiani e medi UE dal 14,4% del 2017 fino ai massimi del II trimestre 2020 (+16%), si rileva negli ultimi tre trimestri una progressiva riduzione del gap, a metà 2021 arrivato appena sopra al 10%. La figura mostra inoltre come si siano registrati incrementi congiunturali importanti in tutti i principali Paesi UE.

Il prezzo industriale in aumento a doppia cifra (+10% sul I trimestre 2021); il divario con la meda UE scende al -6%

Nel II trimestre 2021 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,57 €/litro, in netto aumento rispetto al precedente trimestre (+10%). La variazione è decisamente maggiore rispetto al II trimestre 2020 (+34%), quando il prezzo era diminuito di oltre il 30% sull'anno prima. Si interrompe quindi un trend di variazioni tendenziali negative perché anche nei primi tre mesi dell'anno, nonostante la decisa crescita congiunturale (+21%), in termini tendenziali si registrava un calo del 7%, pur in attenuazione rispetto ai precedenti tre trimestri, che seguivano cali più contenuti dalla seconda metà del 2019 (meno 6% medio). Nel corso del 2020 il prezzo industriale in Italia era infatti diminuito in modo deciso rispetto ai livelli medi dell'anno precedente (meno 22%), così come osservato a livello europeo (meno 21%). 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, del 3%), fino a valori negativi a fine 2019 (meno 3%). Dopo l'attenuazione della prima metà del 2020 (meno 0,5% nel II trimestre), il trend è poi ripreso nei successivi due trimestri (meno 5% e meno 6% rispettivamente nel III e IV trimestre), per arrivare nel II trimestre 2021 a quasi il meno 6%.

In calo l'incidenza della tassazione in Italia, ma ancora decisamente superiore rispetto alla media UE

Nel II trimestre 2021 in Italia (come del resto in UE), si è dunque assistito ad una ripresa congiunturale del prezzo industriale più

che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo: l'incidenza della tassazione (pari al 60,5%) è pertanto in riduzione rispetto ai livelli del precedente trimestre di circa 2 punti percentuali. Anche nel primo trimestre l'incidenza era diminuita di quattro punti percentuali rispetto alla fine del 2020 (allora al 66,5%)

Dalla Figura 6-11 emerge come, dopo il lungo periodo di incrementi fino ai livelli massimi di metà 2016 (66,3%), 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 moderato nel 2019 (59,8% in media), decisamente più marcato nel 2020, assestandosi nella seconda metà dell'anno oltre il 66,5%, per poi tornare a diminuire nel 2021 (60,5% nel II trimestre).

Nel confronto internazionale (Figura 6-11), la tassazione nel nostro Paese a metà 2021 risulta ben al di sopra (+7 punti percentuali) dell'incidenza media in UE (55,4%), un gap in progressiva crescita sia rispetto al triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali), che a quanto osservato nello scorso anno (+4,3% nel primo trimestre 2020, +6,7% nel IV).

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

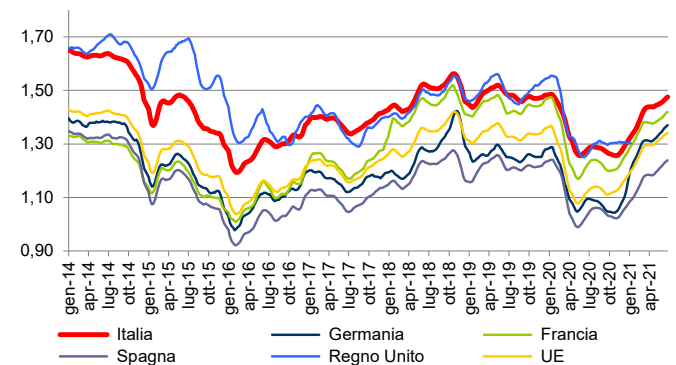


Figura 6-10 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

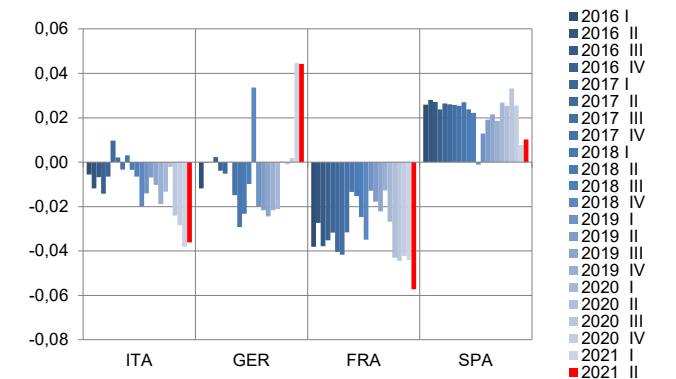
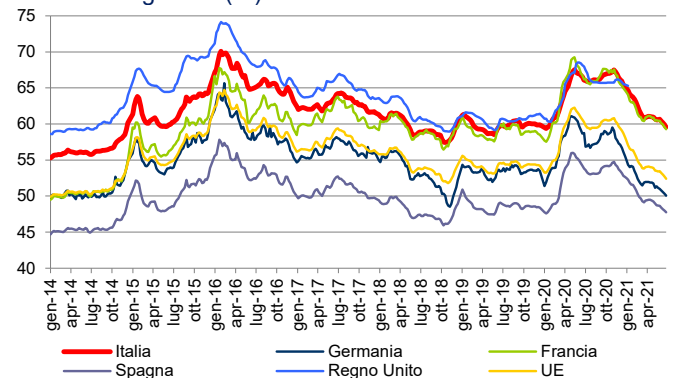


Figura 6-11 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3. Prezzi del gas naturale

Nel periodo aprile-giugno 2021 continua l'ascesa dei prezzi del gas, per il terzo trimestre consecutivo. Due terzi del prezzo finale tornano ad essere imputabili ai servizi di vendita.

Nel secondo trimestre del 2021, con la ripresa dell'attività economica, continua la tendenza al rialzo dei prezzi del gas, in massima parte per effetto dell'aumento dei costi di approvvigionamento. Si tratta del terzo trimestre consecutivo all'insegna del rialzo. Il prezzo stimato per la fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ annui arriva a sfiorare il valore di 10 €/GJ (Figura 6-12), per un aumento tanto su base congiunturale quanto su base tendenziale (rispettivamente del 7% e del 25% circa). Il terreno perso durante il pieno della crisi pandemica sembra quasi completamente recuperato (il prezzo stimato è appena il 3% meno di quello del primo trimestre 2020). In gran parte l'aumento è determinato dal rialzo della componente Cmem (con una variazione del +14% rispetto al primo trimestre, mentre il prezzo al PSV ha mostrato un aumento maggiore, intorno al 33%, Figura 6-14), la cui incidenza arriva al 60% del prezzo totale (Figura 6-13). Di questo passo, nel II trimestre 2021 due terzi del prezzo finale tornano ad essere imputabili ai servizi di vendita (Figura 6-15). Oltre alla ripresa dell'attività macroeconomica, pesano sul rialzo dei prezzi l'aumento del prezzo del GNL, le temperature primaverili più rigide del solito e l'aumento della richiesta di metano per la produzione di energia elettrica da parte delle centrali (GME, Newsletter, giugno 2021).

Per il periodo luglio - settembre si stima un ulteriore aumento dei prezzi del gas, sotto la spinta della ripresa macroeconomica e di particolari circostanze sui mercati internazionali.

Per il periodo luglio – settembre si stima un prezzo ancora in aumento per la fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ annui, pari a poco meno di 12 €/GJ (Figura 6-12). Per trovare un valore simile occorre risalire a trenta mesi prima. In termini di variazione relativa, rispetto al II trimestre l'aumento è pari ad un quarto circa, mentre rispetto a dodici mesi prima è pari addirittura a più dell'80% (Figura 6-12). L'aumento dei prezzi del gas è abbastanza conforme all'andamento delle commodity energetiche, soprattutto quella del petrolio. Naturalmente, il fattore che più pesa è quello dell'aumento della domanda globale, ma insistono anche altri elementi. Il prezzo dei permessi di emissione, a sua volta in netto trend rialzista, incide sia come componente di costo che come elemento che spinge a fare del gas naturale stesso un sostituto sempre più conveniente rispetto al carbone, e mostra un andamento correlato a quello del prezzo finale (Figura 6-14). Un altro elemento che pesa sul trend al rialzo del prezzo è l'aumento del prezzo del GNL, a sua volta causato da un forte aumento della domanda asiatica. In termini di incidenza sul prezzo, continua l'aumento dei servizi di vendita (oltre il 70%), mentre diminuisce correlativamente la componente delle tariffe regolate di rete (appena un quinto del totale, valore mai registrato negli ultimi anni). L'incidenza degli oneri di sistema rimane stabile, intorno all'8%, anche se questa componente segna un lieve aumento rispetto al trimestre precedente, soprattutto per la parte destinabile alle iniziative di risparmio energetico e sviluppo di fonti rinnovabili (Comunicato ARERA 1 luglio 2021). Tra le novità positive si registra a partire dal mese di settembre 2020 la riduzione del divario PSV-TTF, da una media di 1,5-2 €/MWh a 0,4 €/MWh, grazie ad un aumento della liquidità del mercato italiano in corrispondenza dell'apporto del gas azero tramite il gasdotto TAP (GME, Newsletter, giugno 2021).

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)

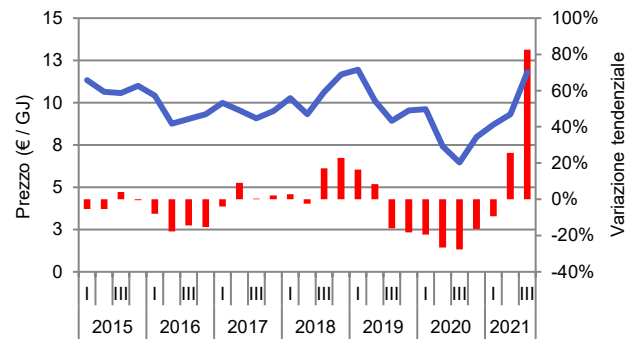


Figura 6-13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

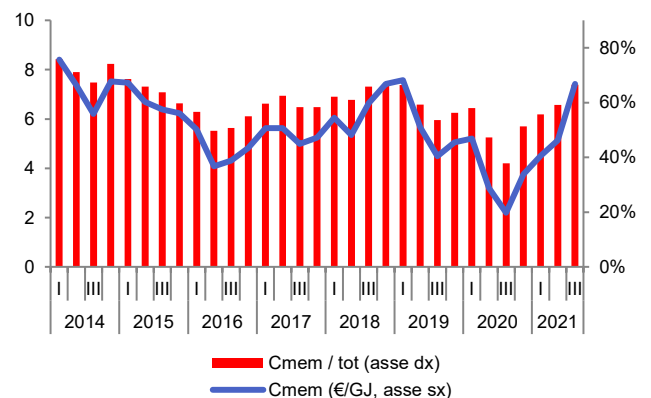


Figura 6-14 - Andamento della componente Cmem e del prezzo al PSV (c€/ GJ).

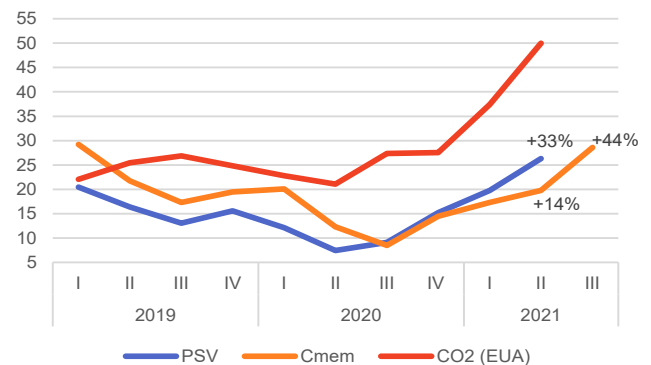
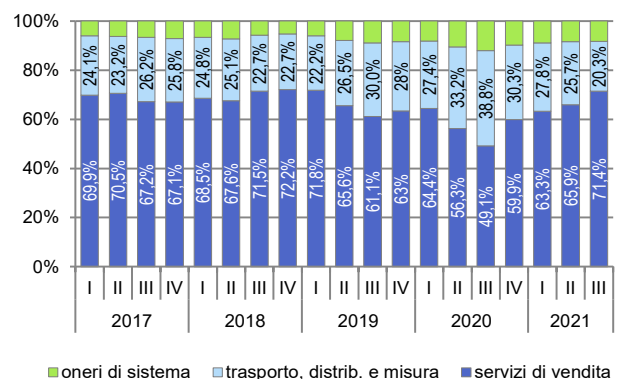


Figura 6-15 - Peso componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000



Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese nel primo trimestre 2021. Le imprese italiane pagano ancora un prezzo più basso rispetto alla media dell'Unione a 27 paesi.

L'ultimo dato disponibile in termini di comparazione dei prezzi del gas per i consumatori non domestici europei è quello del *Quarterly Report* della Commissione Europea, aggiornato al primo trimestre 2021 ed appare peraltro in linea con quello Eurostat relativo agli ultimi semestri. La **Figura 6-16** illustra come in Italia il prezzo pagato dalle imprese della classe di consumo 100.000 – 1.000.000 GJ sia circa il 5% più basso rispetto alla media dell'Unione. In particolare, rispetto ai paesi occidentali il paese mostra uno stato competitivo relativamente buono. Tra i più diretti competitor solamente la Francia evidenzia un prezzo più basso. Va detto che il dato riguarda i prezzi in termini di valuta corrente e non incorpora stime in termini di potere d'acquisto. Qualora si provvedesse ad una stima in termini di parità di potere d'acquisto il dato relativo ai prezzi paesi della parte occidentale dell'Unione potrebbe essere portato in diminuzione. Per quanto riguarda l'Italia, una delle ragioni di questa positiva performance va individuata anche nella contenuta tassazione a carico delle imprese. I dati storici Eurostat indicano come soltanto Grecia, Irlanda e Lussemburgo applichino una tassazione a carico delle imprese più bassa di quella italiana, la quale alla fine del 2020 si colloca intorno al 9% circa del prezzo pieno.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie nel secondo trimestre 2021. Dal dato Eurostat e dalla rilevazione campionaria HEPI si ricavano prezzi in rialzo.

Per i prezzi per i consumatori domestici la rilevazione di mercato più recente è quella del secondo trimestre 2021 (**Figura 6-16**). Nel confronto estero, in particolare con la zona euro (**Figura 6-17**, lato destro) si può vedere come in Italia negli ultimi due anni il prezzo del gas sia diminuito in una misura molto più marcata rispetto all'inflazione. Tra ottobre 2020 e marzo 2021 il prezzo in Italia conosce un consistente aumento relativo (il tasso di variazione annuo passa da meno 15% a meno 5%) a fronte di una leggera ripresa dell'inflazione (+0,8 nel periodo gennaio-marzo dell'anno in corso). Nell'ultimo trimestre, fin dal mese di aprile, il prezzo del gas su base annua in Italia è aumentato del 13% circa, contro un valore del 4,5% della zona euro. Ancora una volta va ricordato come possano sussistere effetti puramente statistici, con variazioni più basse per gli aggregati più ampi, come l'inflazione e la zona euro, in quanto medie. Nondimeno, è evidente come la curva dei prezzi per le famiglie italiane sia in netta risalita, toccando un valore del tasso di variazione annua che non si vedeva dal quarto trimestre 2018. L'indagine campionaria HEPI rivela prezzi del gas per le famiglie di Berlino, Londra, Madrid, Parigi e Roma in ascesa anche nel periodo aprile-giugno dell'anno in corso. Per quanto riguarda Roma, si tratta del terzo trimestre consecutivo all'insegna del rialzo, portando il costo del gas a 8,5 c€/KWh, con un aumento del 5% rispetto al dato di dodici mesi prima, e del 3% rispetto al trimestre precedente. Nella capitale italiana dopo Stoccolma, Copenhagen e Amsterdam si paga il prezzo più elevato di tutta l'Unione Europea. Più ancora che negli altri paesi, l'aumento per Roma continua ad essere imputabile alla crescita della componente energetica.

Figura 6-16 Numero indice relativo ai prezzi del gas per utenti non domestici nel I trimestre 2021, banda I4 (UE27 = 100).

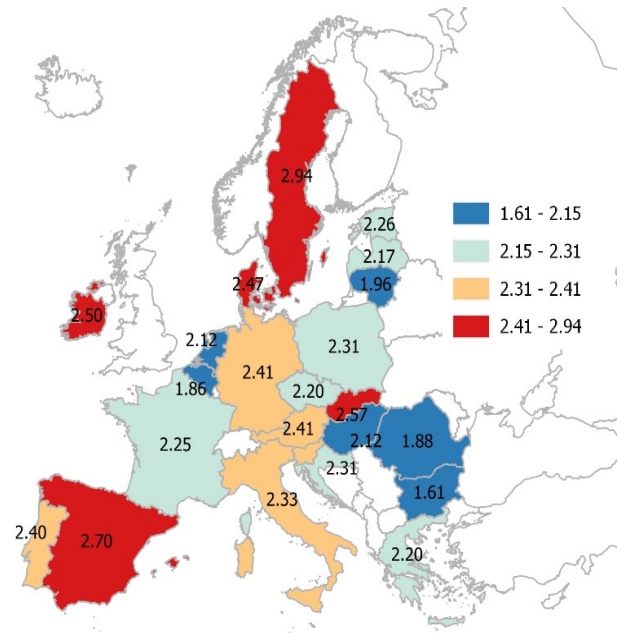


Figura 6-17 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).

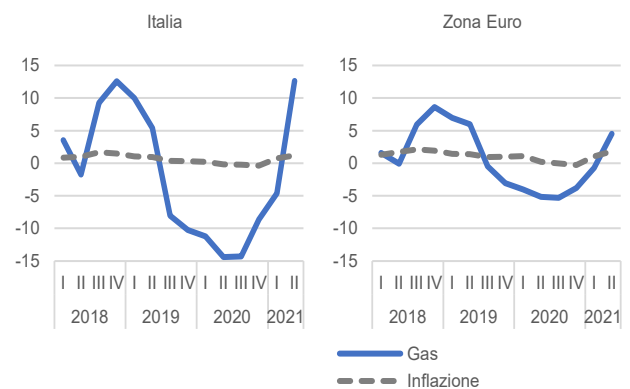
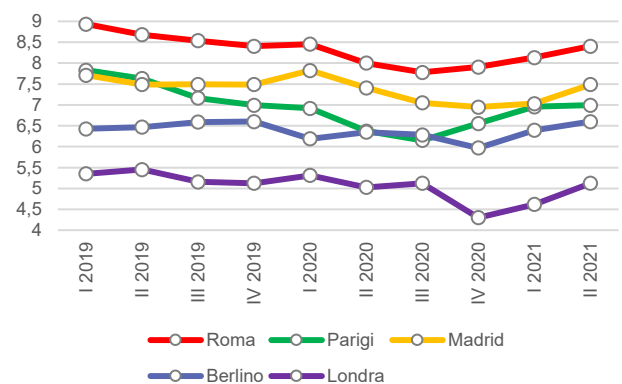


Figura 6-18 - Prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti.



6.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon

Si consolida per l'anno trascorso l'aumento della dipendenza dall'estero nello scambio commerciale di prodotti low-carbon. In un solo anno il passivo commerciale aumenta di due terzi. Forte l'incidenza sul saldo commerciale dei veicoli a basse emissioni (60% del totale), il cui mercato appare in forte espansione.

Il dato consolidato del 2020 consente di ricavare un quadro che descrive un forte passivo commerciale per i prodotti che possono essere ascritti al novero del comparto *low-carbon*. La Figura 6-19 è un'illustrazione icastica della sempre più accentuata dipendenza dall'estero per prodotti che, come diverse analisi rilevano, incorporano un contenuto tecnologico elevato e richiedono investimenti elevati. Il valore del saldo monetario relativo al 2020 è tuttavia, se possibile, perfino peggiore delle aspettative più pessimistiche, non solo per la sua entità (+65% rispetto al 2019) ma anche per la concomitanza di un generale rallentamento del commercio globale. Mentre le importazioni di prodotti manifatturieri in Italia è rallentata nel 2020, nello stesso anno si sono registrate impennate in controtendenza nel comparto *low-carbon*, soprattutto per i veicoli a basse emissioni, per i generatori eolici e per gli accumulatori agli ioni di litio. In particolare, il saldo per i veicoli BEV e PHEV è passato da 344 a 713 milioni di euro, corrispondente ad una quota pari a più del 60% dell'intero comparto, e le ragioni risiedono in una domanda in forte espansione. Basti pensare che nel 2020, mentre le immatricolazioni di vetture ad alimentazione tradizionale sono apparse in netta diminuzione, quelle BEV e quelle PHEV sono rispettivamente raddoppiate e triplicate (*Repower, White Paper sulla mobilità sostenibile, Quinta edizione, 2021*). Gli unici settori con avanzo commerciale sono il solare termico e quello eolico ma, in quest'ultimo caso, dato non irrilevante, esclusivamente in ordine ai sistemi a torre e non anche ai generatori eolici.

La sintesi fornita dai saldi normalizzati, più articolata tra luci ed ombre. Aumento delle esportazioni di veicoli a basse emissioni.

Fermo restando questo quadro, la Tabella 1, che si arricchisce del dato relativo al primo trimestre del 2021, restituisce un insieme più articolato. I saldi commerciali normalizzati, in quanto rapporto tra il saldo monetario e l'interscambio, mostrano nei diversi settori un andamento più complesso, che segnala accanto alle solite ombre anche alcune luci per la situazione italiana. Tra le ombre va annoverata ancora una volta la situazione per i generatori eolici (meno 0,92 nel 2020 e meno 0,99 nel primo trimestre 2021) e gli accumulatori agli ioni di litio (rispettivamente meno 0,69 e meno 0,81), mentre per i veicoli a basse emissioni, in particolar modo per quelli elettrici (BEV), si assiste ad un miglioramento del valore del saldo normalizzato. Il dato consolidato del 2020 e dei primi tre mesi dell'anno in corso denota uno spiccato aumento delle esportazioni tanto per i veicoli elettrici (Figura 6-20), quanto per quelli ibridi (Figura 6-21). Se nel periodo 2017-2019 le esportazioni italiane per i PHEV viaggiavano ad un valore medio annuo di poco più di 2 milioni di euro, nel periodo gennaio 2020 – marzo 2021 la stima del valore passa a 33 milioni di euro. Analogamente, per i BEV si assiste negli stessi intervalli temporali ad un balzo da 12 a 394 milioni di euro. Dal punto di vista della destinazione geografica delle esportazioni dei veicoli BEV e PHEV la concentrazione è marcata. Per i veicoli BEV il balzo si spiega soprattutto con l'aumento delle destinazioni verso Francia (dal 9% del periodo 2017-2019 al 39% dell'ultimo periodo) e Germania (dall'8% al 27%). Per i PHEV con l'aumento verso Svizzera, Germania, USA, Francia e Belgio, che insieme fanno quasi i tre quarti del valore dell'export.

Figura 6-19 - Valore del saldo monetario nel comparto low-carbon (milioni di euro).

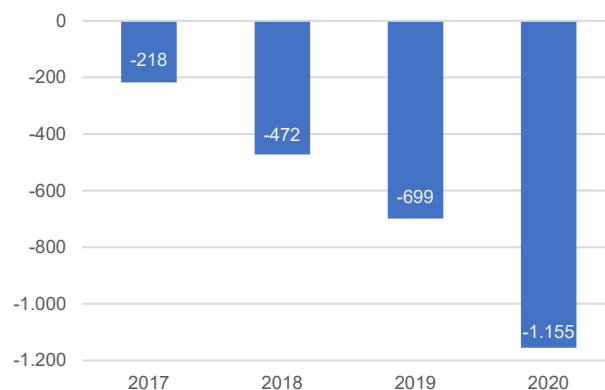


Tabella 1 - Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon

	2017	2018	2019	2020	2021**
Mobilità	-0,80	-0,85	-0,91	-0,55	-0,36
- Mobilità, di cui BEV	-0,77	-0,82	-0,88	-0,39	-0,13
- Mobilità, di cui PHEV	-0,89	-0,91	-0,95	-0,87	-0,88
Solare termico	0,40	0,39	0,37	0,49	0,47
Fotovoltaico	-0,18	-0,27	-0,27	-0,05	-0,15
- Fotovoltaico, di cui celle	0,01	-0,13	-0,18	0,05	-0,04
Eolico	0,25	0,08	0,49	0,28	-0,30
- Eolico, di cui generatori	-0,74	-0,96	-0,14	-0,92	-1,00
Accumulatori *	-0,08	-0,14	-0,19	-0,34	-0,48
- Accumulatori, di cui Li-Ion	-0,67	-0,70	-0,61	-0,69	-0,81
Totale	-0,10	-0,20	-0,26	-0,31	-0,35

* Lead acid, NiMH, altri tipi di accumulatori e componentistica per accumulatori; ** Periodo gennaio - marzo

Figura 6-20 - Valore dell'export per i veicoli elettrici (BEV)

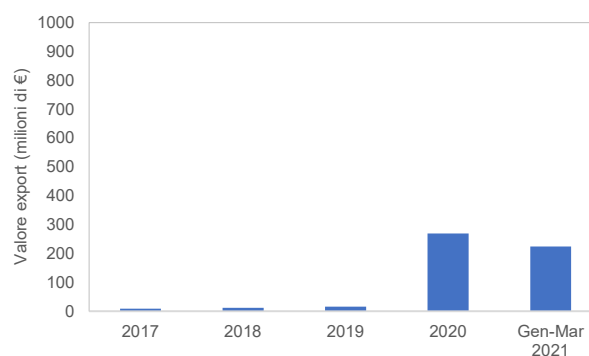
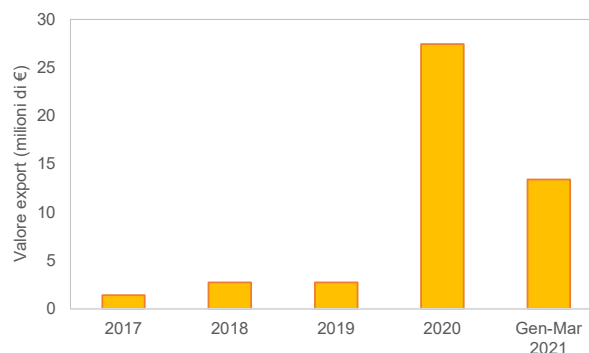


Figura 6-21 - Valore dell'export per i veicoli ibridi (PHEV)



ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Settembre 2021