

ENEA

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

Analisi trimestrale del **SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

I trimestre 2021



2/2021

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2021

n. 2/2021

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2021

n. 2/2021

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, Daniela Palma, Alessandro Zini, (ENEA)
Ettore Bompard, Eleonora Desogus, Daniele Grosso, Stefano Lo Russo
(est@energycenter/PoliTO),*

- 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, E. Desogus
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara, D. Palma

Progetto grafico: Cristina Lanari

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1. Indice sintetico della transizione energetica.....	6
2. Variabili guida del sistema energetico.....	8
2.1. Mercati internazionali dell'energia.....	8
2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani.....	12
3. Quadro di sintesi dei consumi di energia	15
3.1. Consumi di energia primaria.....	15
BOX – Andamento della domanda di energia in Italia nei mesi della pandemia	18
3.2. Consumi finali di energia	21
4. Decarbonizzazione	24
5. Sicurezza del sistema energetico italiano	28
5.1. Sistema petrolifero	28
5.2. Sistema del gas naturale.....	31
5.3. Sistema elettrico	36
6. Prezzi dell'energia e competitività low-carbon	40
6.1. Prezzi dell'energia elettrica	40
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi	43
6.3. Prezzi del gas naturale	44
FOCUS – I brevetti nelle tecnologie energetiche low-carbon. Il contesto europeo e la posizione dell'Italia	46
Nota metodologica	52

Sintesi dei contenuti

Nei primi mesi del 2021 la ripresa dell'economia globale (+6% la più recente previsione del FMI per l'intero anno), favorita dall'accelerazione delle vaccinazioni Covid-19 e da stimoli fiscali di dimensioni senza precedenti, ha indotto un rimbalzo della domanda globale di energia, che nel 2021 è prevista in aumento del 4,6% nel 2021 (fonte IEA), più che compensando la contrazione del 4% nel 2020. (ma non nelle economie avanzate, dove la domanda resterà al di sotto dei livelli pre-Covid). In particolare, i consumi petroliferi dovrebbero a fine anno riavvicinarsi ai 100 Mb/g, anche se in media d'anno il recupero sarebbe pari a poco più di 5 Mb/g (rispetto ai quasi 9 Mb/g persi nel 2020). Questo dato, soprattutto perché combinato con il rimbalzo particolarmente forte atteso per i consumi di carbone, dovrebbe comportare una forte ripresa delle emissioni globali di CO₂, compensando buona parte del calo registrato nel 2020.

In Italia consumi di energia primaria in ripresa tendenziale (+1,5%) in linea con i driver economici e climatici. Si profila per l'anno un recupero di almeno 1/3 dei consumi persi nel 2020

- Secondo le stime ENEA nel I trimestre 2021 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 43 Mtep, in aumento dell'1,5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Su base mensile i consumi sono stati inferiori al 2020 a gennaio e febbraio (-4% circa), ampiamente superiori a marzo (+15%), primo mese dello scorso anno ad essere penalizzato dalla emergenza sanitaria. La ripresa di inizio 2021 interrompe la serie di variazioni negative del 2020: dopo il crollo del II trimestre (oltre il 20% in meno sul II trimestre 2019), nella seconda metà dell'anno si erano registrati cali di circa il 6%.
- Nel confronto con il 2019 (pre-covid) i consumi del I trimestre 2021 sono ancora inferiori del 5%, ma la differenza è quasi completamente riconducibile al petrolio, oggi inferiore di circa il 20%. Il calo del carbone, sebbene significativo in termini relativi (-10% circa), in termini assoluti equivale a 1/10 del calo dei consumi petroliferi, mentre la leggera riduzione del gas naturale è spiegabile con il diverso clima dei due anni.
- Nei primi tre mesi del 2021 la domanda di energia è aumentata nonostante una variazione ancora negativa del prodotto interno lordo (-1,4% rispetto al I trimestre 2020). D'altra parte negli stessi mesi è risultata in forte ripresa la produzione industriale (+8%), in particolare quella dei beni più energivori, e a sostenere i consumi ha contribuito anche il clima più rigido di gennaio e febbraio. Nel complesso l'aumento della domanda di energia è dunque sostanzialmente in linea con quello dell'indice che sintetizza l'andamento dei principali driver dei consumi energetici.
- Sulla base di questi dati, di dati parziali di aprile e di ipotesi conservative sui mesi a venire, al momento è molto probabile una forte crescita dei consumi (anche a due cifre) nel II trimestre dell'anno. Per l'insieme del 2021, al momento sembra invece plausibile uno scenario di rimbalzo dopo il crollo del 2020, in una misura non molto inferiore a quella del previsto rimbalzo del PIL (+4,5% secondo il Documento di Economia e Finanza di aprile 2021). Rispetto al 2019 il recupero sarebbe comunque inferiore alla metà dei consumi di energia persi nel 2020. Il rimbalzo potrebbe però risultare anche maggiore laddove si realizzasse un più sostanziale recupero della mobilità, e quindi dei consumi petroliferi, verso i valori pre-crisi.
- In termini di fonti, a fronte del calo della domanda di petrolio (-9% tendenziale, -1,2 Mtep) sono in aumento tutte le altre fonti: gas naturale (+1 Mtep, +5%), fonti rinnovabili (+0,4 Mtep, +5%), importazioni nette di elettricità (+0,15 Mtep, +6%). Tornano a risalire anche i consumi di carbone (+17% secondo dati parziali), che restano comunque ben al di sotto del I trimestre 2019.
- La variazione dei consumi dei settori di uso finale è in linea con quella dei consumi di energia primaria (+1,4% rispetto al I trimestre 2020, ma con differenze molto rilevanti tra i settori. La minore domanda di energia nei trasporti (-0,7 Mtep tendenziale), dove la mobilità resta su valori molto inferiori a quelli pre-covid, è stata più che compensata dai maggiori consumi dell'industria e del civile (complessivamente +1 Mtep), oltre che degli usi non energetici.
- La richiesta di energia elettrica è cresciuta del 2,2% rispetto al I trimestre 2020 (+1,7 TWh): le peraltro contenute variazioni negative di gennaio e febbraio sono state più che compensate dal forte aumento di marzo (+12%). Il calo dei consumi elettrici rispetto ai livelli pre-covid si conferma molto contenuto: la differenza rispetto al I trimestre 2019 è infatti del -2%, dopo i modesti cali tendenziali registrati già nel III e IV trimestre 2020 (-2,5% e -0,4% rispettivamente). Di particolare rilievo è la tenuta dei consumi industriali. Dal lato della produzione, nel I trimestre è aumentata la generazione da gas naturale (+3%) e notevole ripresa ha riguardato anche il carbone (+10% circa, dati parziali), che resta comunque molto al di sotto dei livelli 2019. La generazione elettrica da FER è in aumento del 6%, grazie in gran parte all'idroelettrica (+1,4 TWh, +16% tendenziale) e in misura minore all'eolico (+0,4 TWh, +7%), mentre si è ridotta la produzione da solare fotovoltaico (-4%).

Si ferma il calo delle emissioni di CO₂, che sono sui livelli di un anno fa

- Le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono stimate sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno (con un incremento marginale). Il relativo disaccoppiamento con la crescita dei consumi di energia è dovuto al fatto che buona parte della crescita dei consumi di fonti fossili è imputabile al gas, meno carbon intensive rispetto al petrolio, che è ancora in forte riduzione. Risultano ancora negative le variazioni tendenziali delle emissioni dei settori trasporti e generazione elettrica (-4% circa sul I trimestre 2020), che restano inferiori del 20% circa rispetto al I trimestre 2019. Le emissioni dei settori industria e civile sono invece in aumento tendenziale sul 2020, e rispetto al 2019 sono su livelli simili (il civile) o maggiori (l'industria).

Con la ripresa dei consumi e l'innalzamento degli obiettivi di riduzione delle emissioni forte peggioramento congiunturale dell'indice della transizione energetica, che resta comunque in leggero miglioramento rispetto a un anno fa

- Dopo il forte miglioramento registrato nel 2020, nel I trimestre 2021 si registra un nuovo forte peggioramento dell'indice della transizione energetica ISPRED, in calo del 18% rispetto al IV trimestre 2020, e ora su valori non di molto superiori a inizio 2020 (+4%) e inferiori alla soglia di 0,5 che demarca una situazione di miglioramento (o peggioramento) relativo rispetto all'orizzonte temporale analizzato (dal 2008 ad oggi).
- La ragione principale del calo dell'ISPRED sta nel peggioramento delle prospettive relative alla decarbonizzazione: la ripresa dei consumi di energia, tornati a salire nel momento in cui è tornato positivo l'impulso proveniente dai driver, e lo stop alla caduta

delle emissioni di CO₂, insieme al notevole innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso in sede UE a fine 2020 (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. E anche la traiettoria di crescita delle fonti rinnovabili è divenuta ora ancora più incoerente con la traiettoria definita dal nuovo obiettivo europeo (fonti rinnovabili pari ad almeno il 38% dei consumi).

- Anche nelle altre dimensioni dell'ISPRED si registrano variazioni negative, sebbene più contenute, forse a primo parziale segnale di consolidamento degli effetti della crisi del 2020, che erano stati positivi per i prezzi dell'energia, negativi per alcuni aspetti di sicurezza energetica.
- Dal lato della sicurezza energetica si tratta di un segnale prevalentemente negativo, perché si confermano sia la fase di forte criticità della raffinazione (con margini negativi anche nel I trimestre 2021, per il quarto trimestre consecutivo) sia il trend di crescita dei costi della gestione in sicurezza del sistema elettrico, che anche nel I trimestre 2021 sono rimasti sui massimi storici. Restano sui massimi storici i picchi di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti. In parallelo, con l'aumento della domanda rischiano di ripetersi situazioni di problemi di adeguatezza, con margini di riserva ridottissimi nei momenti di scarsa disponibilità di importazioni.
- Il contenuto peggioramento dell'indice sintetico che rappresenta la dimensione dei prezzi dell'energia in Italia è invece un segnale prevalentemente positivo, perché sembra confermarsi il miglioramento registrato nel 2020, con la riduzione del differenziale positivo dei prezzi di elettricità e gas italiani rispetto ai prezzi europei, sia nei prezzi all'ingrosso sia nei prezzi al dettaglio.

Si conferma la difficile situazione competitiva dell'economia italiana nelle tecnologie low-carbon

- I dati più aggiornati sulla dinamica innovativa nell'ambito delle tecnologie low-carbon mostrano che l'Italia si colloca in una posizione di retrovia a fronte dei diffusi progressi registrati dai principali paesi europei. I dati di brevetto mostrano come tanto per molte piccole economie del Nord Europa (Danimarca, Paesi Bassi, Svezia, Austria, Belgio) quanto per i maggiori paesi (Germania, Francia e Spagna) si vada consolidando la specializzazione tecnologica nelle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, e in alcuni casi (Austria, Svezia, Germania e Francia) si vada affermando una sempre più pronunciata specializzazione nelle auto elettriche, seguita da quella nelle batterie per la mobilità elettrica. L'Italia mantiene invece solo una salda specializzazione nel solare termico, mentre nella mobilità elettrica si segnala in particolare un accentuato svantaggio tecnologico nelle batterie: l'indice di specializzazione ha un valore di appena 0,6, che si confronta con un valore pari a 1,4 per la Germania e di 1,8 per Giappone e Corea, questi ultimi paesi capofila nell'innovazione del settore e con una significativa forte presenza anche a livello europeo.

1. Indice sintetico della transizione energetica

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

Forte calo congiunturale dell'indice dell'ISPRED, guidato dal peggioramento della dimensione decarbonizzazione

Nel 2020 l'indice ISPRED aveva registrato un forte miglioramento (+40% su base annua) a seguito del crollo dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂, tornando in media d'anno a collocarsi al di sopra del valore di 0,5, soglia che indica una situazione migliore del valore medio registrato dal 2008 ad oggi. Nel I trimestre del 2021 si registra però un nuovo forte arretramento dell'indice (-18%), che torna su valori di poco superiori a quelli di inizio 2020 (Figura 1-1), che riflettevano in minima parte l'inizio della pandemia, e non lontano dai minimi della serie storica, raggiunti a metà 2019 dopo una lunga fase di costanti peggioramenti iniziata a metà decennio. Il calo dell'ISPRED è legato a peggioramenti in tutte e tre le sue dimensioni, ma è guidato in particolare dalla dimensione decarbonizzazione (-40%), mentre le dimensioni sicurezza e prezzi sono in calo del 10%.

L'andamento degli indici relativi alle tre dimensioni del sistema energetico (con la dimensione sicurezza scomposta nelle sue tre sotto-dimensioni; Figura 1-2) aiuta a interpretare questi dati, evidenziando anche le caratteristiche salienti della traiettoria seguita dal sistema nell'ultimo decennio.

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

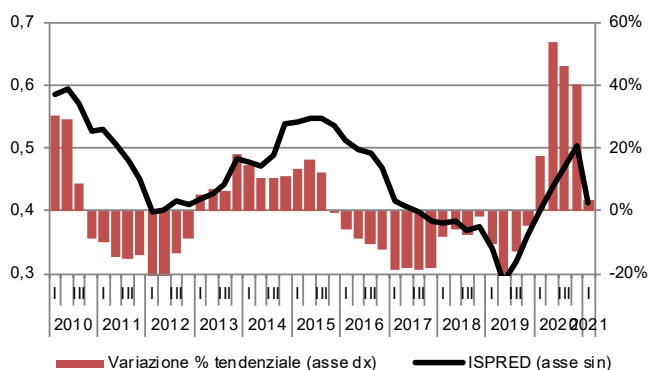
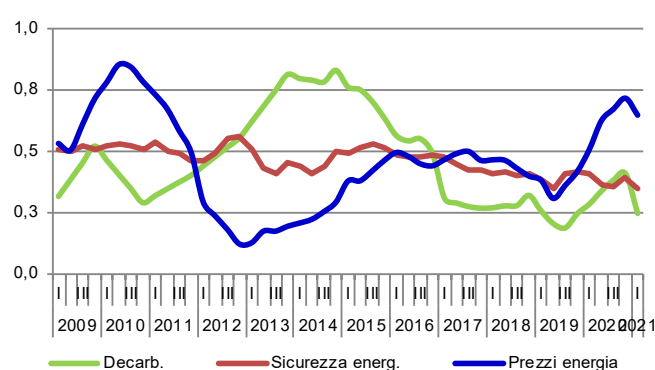


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Il miglioramento nella dimensione decarbonizzazione registrato nel 2020 si conferma prevalentemente congiunturale

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione, che era tornata su un trend di miglioramento a partire dalla metà del 2019, nel 2020 ha beneficiato in modo notevole dello shock di domanda portato dalla pandemia, che ha ridotto domanda di energia ed emissioni di CO₂, entrambe in calo record. Come segnalato nel numero precedente dell'Analisi trimestrale la riduzione delle emissioni del 2020 è però imputabile per circa il 70% alla congiuntura economica, solo per il restante 30% a componenti strutturali (e "virtuose") come la riduzione dell'intensità energetica dell'economia e dell'intensità carbonica dell'energia. Anche nel 2020 infatti, come avvenuto a partire dalla metà del decennio scorso, l'andamento del fabbisogno di energia ha seguito in modo piuttosto fedele l'andamento dei principali driver dei consumi di energia (PIL, produzione industriale, gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, prezzi dell'energia). Inoltre i dati dell'ultimo decennio evidenziano come l'intensità energetica abbia registrato riduzioni maggiori negli anni di crisi economica (2008-2014), all'incirca doppie di quelle registrate negli anni di crescita del PIL, a indicare un qualche correlazione non virtuosa con le fasi di recessione. I dati del I trimestre 2021 mostrano in effetti come i consumi di energia siano tornati a salire nel momento in cui è tornato positivo l'impulso proveniente dai driver. Inoltre, l'innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso in sede UE a fine 2020, -55% rispetto al 1990, ha comportato un nuovo sostanziale allontanamento della traiettoria di decarbonizzazione da quella coerente con il nuovo target (Figura 1-3), determinando un nuovo forte peggioramento dell'indice sintetico che rappresenta questa dimensione nell'ISPRED.

Anche l'obiettivo di crescita della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili ha beneficiato nel del calo dei consumi di energia, tanto che la quota di FER sui consumi finali è salita al 20%, in aumento rispetto ai livelli del 2019 di circa due punti percentuali, ed è stato definitivamente raggiunto il target UE per il 2020 (17%). D'altra parte, anche in questo caso come già segnalato la progressione verso il target stabilito nel PNIEC per il 2030 (30%) resta lenta, e ancor più lontano risulta il nuovo target che risulterà dal recente innalzamento degli obiettivi climatici in sede europea (pari probabilmente ad almeno il 38% dei consumi finali). Con l'innalzamento degli obiettivi al 2030 anche la traiettoria di crescita della produzione da FER si è di nuovo allontanata dagli obiettivi, con un impatto negativo sugli indicatori che nell'ISPRED misurano questo aspetto.

Continua la fase difficile della raffinazione, restano alti i costi di gestione in sicurezza del sistema elettrico

L'indice che nell'ISPRED rappresenta la dimensione sicurezza energetica ha registrato nel 2020 un peggioramento solo marginale (-3%), ma questo dato è in realtà la risultante di impatti molto 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 si è collocato nell'ultima parte del decennio scorso su un trend discendente, in concomitanza con una fase di modesta ripresa dei consumi petroliferi. Anche questo trend ha subito una accentuazione dalla crisi pandemica, perché peggioramenti notevoli degli indicatori hanno riguardato la raffinazione, che ha sofferto un forte calo dell'utilizzo degli impianti, sceso sui minimi della prima parte del decennio scorso (quando la capacità di raffinazione fu progressivamente ridotta

per circa 20 Mt), e margini in territorio negativo ininterrottamente dal II trimestre dell'anno. D'altra parte, il forte calo dei consumi di petrolio, maggiore di quello dell'energia primaria, ha invece determinato una forte contrazione del peso del petrolio nel mix, migliorando l'indicatore della dipendenza del sistema. I dati del I trimestre 2021 sembrano segnalare un consolidamento degli effetti della crisi del 2020, perché i diversi indicatori di sicurezza del sistema petrolifero presentano tutti variazioni congiunturali marginali, mentre nel confronto con il I trimestre 2020 l'indice relativo alla sicurezza del sistema petrolifero risulta in calo del 20%.

La sicurezza del sistema gas, che nel decennio scorso ha seguito un andamento sostanzialmente parallelo a quello della decarbonizzazione, a indicare una sinergia tra queste due dimensioni, nel 2020 ha beneficiato del calo dei consumi, mentre in concomitanza con la ripresa dei consumi nel I trimestre 2021 risulta in peggioramento. Ma complessivamente gli indicatori relativi alla sicurezza gas restano in miglioramento rispetto al periodo pre-pandemia.

Anche nel caso dell'indice che sintetizza la sicurezza del sistema elettrico la crisi ha accentuato il trend di lungo periodo, costantemente discendente negli ultimi quattro anni, fino ai minimi della serie storica (Figura 1-4). Nel 2020 il sistema elettrico si è trovato a dover gestire nuovi massimi storici della quota di generazione rinnovabile non programmabile (20% su base mensile a maggio, oltre il 70% su base oraria), valori non lontani da quelli auspicati per il 2025 ma ancora molto inferiori a quelli previsti per il 2030 (il 37% su base annuale); e nonostante ciò in grado di impattare in modo significativo sulla gestione del sistema elettrico, con la necessità ad esempio di tagli della produzione eolica in alcuni periodi. C'è stato inoltre un impatto significativo sui costi della gestione in sicurezza del sistema, con il costo di approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi al nuovo massimo storico superiore ai 2 miliardi di euro. Anche nel I trimestre 2021 questi costi sono rimasti su un trend di crescita, e sono rimasti sui massimi i picchi di penetrazione oraria delle fonti intermittenti. In parallelo, restano ridotti i margini di riserva, in particolare nei momenti di scarsa disponibilità di importazioni. 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, e molto inferiori a quelli del 2019.

Figura 1-3 - Emissioni totali di CO₂ (Mt) del sistema energetico – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 5 anni

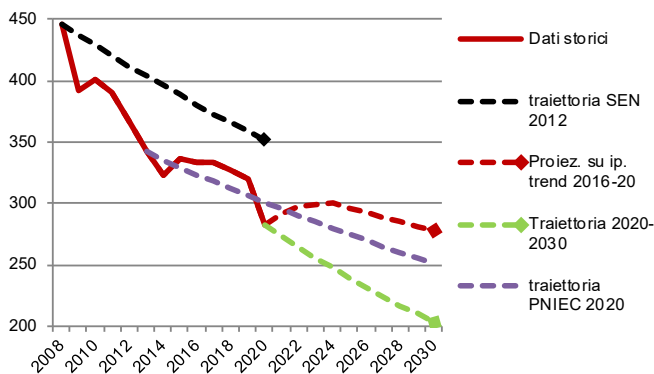
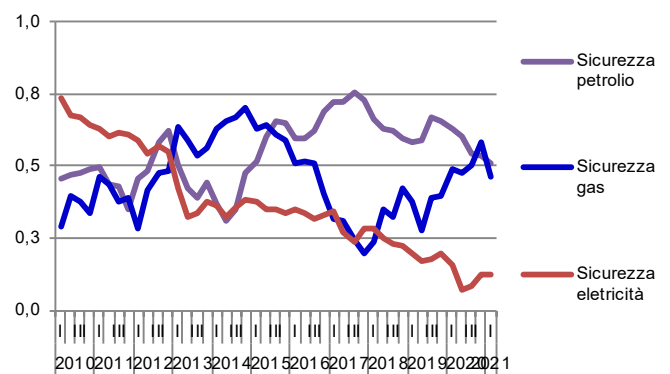


Figura 1-4 – Indici relativi alle tre componenti della dimensione sicurezza energetica incluse nell'ISPRED



La dimensione prezzi dell'ISPRED, che negli ultimi due anni si è mossa su un trend di notevole miglioramento, nel 2020 ha visto un ulteriore balzo in avanti, grazie al 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, sia sui mercati all'ingrosso sia su quelli al dettaglio. Nel I trimestre 2021 l'evoluzione dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità è stata più variegata: a fronte di un consolidamento della tendenza alla riduzione dello spread positivo con Germania e Francia si registra una forte aumento del premio sul prezzo della borsa spagnola, cresciuto molto meno di quanto accaduto negli altri Paesi. Anche da questo punto di vista sarà significativo osservare se la tendenza all'allineamento del prezzo italiano, che nei confronti della Germania sembra frutto di un trend di lungo periodo; si consoliderà o meno con il progressivo ritorno alla "normalità" per-pandemica.

Nel caso del prezzo del gas, nel 2020 la riduzione del differenziale tra PSV e TTF è stata particolarmente notevole, collocandosi a fine anno su valori intorno allo zero. In questo caso nel I trimestre 2021 lo spread è tornato ad allargarsi, ma rimane su valori molto contenuti se considerati in un'ottica di lungo periodo. Anche i dati parziali relativi ai prezzi al dettaglio, sia per l'elettricità sia per il gas, non sembrano indicare una marcata ripresa della divergenza tra prezzi italiani e prezzi degli altri paesi.

Il contenuto peggioramento congiunturale della componente prezzi dell'ISPRED nel I trimestre 2021 è dunque un segnale prevalentemente positivo, perché sembra consolidare il miglioramento registrato nel 2020, tanto che su base tendenziale l'indice in questione resta in forte aumento.

2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Prezzi dei greggi in forte ascesa nel I trimestre 2021, sia congiunturale (+37%) sia tendenziale

Dopo aver chiuso il 2020 in risalita verso i 50\$/bbl, nel I trimestre 2021 i prezzi del greggio hanno registrato una forte crescita sia congiunturale sia tendenziale: sia le quotazioni del Brent sia quelle del WTI hanno visto un incremento del 10% a gennaio, un ulteriore +15% a febbraio, infine un altro +5% a marzo, fino a superare i 60 \$/bbl (ma con massimo giornaliero di quasi 70 \$/bbl), livello su cui si sono poi stabilizzati ad aprile. Il trimestre si è chiuso dunque con un prezzo medio 57,8 \$/bbl per il WTI e 60,8 \$/bbl per il Brent (+ 37% sul trimestre precedente, oltre il 20% sul I trimestre 2020).

A spiegare la ripresa dei prezzi vi sono ragioni tanto dal lato della domanda quanto dal lato dell'offerta.

Nel 2021 si profila un recupero di quasi 2/3 della domanda di petrolio persa nel 2020

Dal lato della domanda nei primi mesi del 2021 la ripresa dell'economia globale (+6% la più recente previsione, del Fondo Monetario Internazionale per l'intero anno), favorita dall'accelerazione delle vaccinazioni Covid-19 e da stimoli fiscali di dimensioni senza precedenti, ha indotto un rimbalzo della domanda di energia che è prevista aumentare del 4,6% (fonte IEA), più che compensando la contrazione del 4% nel 2020, sebbene non nelle economie avanzate (dove dovrebbe restare ben al di sotto dei livelli pre-Covid). In particolare, i consumi petroliferi dovrebbero a fine anno riavvicinarsi ai 100 Mb/g, mentre in media d'anno il recupero sarebbe pari a circa 5,5 Mb/g (rispetto ai quasi 9 Mb/g persi nel 2020).

La IEA prevede che i consumi per il trasporto stradale possano tornare sui livelli pre-Covid per la fine del 2021, mentre quelli per il trasporto aereo anche a dicembre 2021 saranno inferiori del 20% rispetto al 2019.

Resta comunque molta incertezza sulla ripresa della domanda, che si muove ad almeno due velocità: per un vero il rimbalzo nell'area OCSE (Stati Uniti in particolare) e in Cina, per un altro verso ripresa più modesta nei paesi non-OCSE, a causa delle nuove ondate di COVID combinate con i ritardi nelle vaccinazioni.

Nel breve-medio periodo la crescita dell'offerta è condizionata dalle scelte OPEC

Dal lato dell'offerta, l'aumento della produzione media annua (fonte U.S. EIA) è stimato a circa 2 Mb/g nel 2021, ad almeno ulteriori 4 Mb/g nel 2022, quando tornerebbe al di sopra dei livelli del 2019. Nel breve-medio periodo la crescita della produzione è però fortemente condizionata dalle scelte dell'alleanza OPEC+, perché la crescita dell'offerta non-OPEC rimane limitata dalla lenta ripresa negli Stati Uniti, come anche in Canada e Brasile. Nello scenario delineato nell'ultima riunione OPEC+ la produzione globale non dovrebbe aumentare in modo sufficiente per tenere il passo con la prevista ripresa della domanda.

Sebbene infatti l'attività produttiva negli Stati Uniti continui ad aumentare (Figura 2-2), a conferma della resilienza del settore, il ritmo di crescita resta però molto inferiore a quello che si era visto dopo la frenata del 2015-2016. Il 2020 è stato un anno particolarmente difficile per lo shale oil statunitense, un settore che già attraversava una fase di ristrutturazione. A differenza di quanto avvenuto nel 2014-2016, il calo produttivo è stato stavolta rapido e netto, pari a circa 2,5 Mb/g in pochi mesi (tra marzo e ottobre); il numero di impianti nel 2020 è sceso al livello medio annuo più basso dal 2008. L'aumento dei prezzi del petrolio nel 2021 ha fatto ripartire il settore ma a fine 2021

la produzione di shale oil è prevista aumentare di solo poche centinaia di migliaia di barili/giorno rispetto alla fine del 2020. E' invece possibile una ripresa più sostenuta nel 2022, ma condizionata a un ampio numero di fattori di incertezza. Come negli ultimi anni, la produzione statunitense resta dunque un fattore chiave per l'evoluzione del mercato petrolifero.

Mercato in deficit di offerta almeno fino al 2022

Secondo le più recenti valutazioni "nell'attuale scenario di produzione Opec+, l'aumento dell'offerta non sarà abbastanza rapido da tenere il passo con la ripresa della domanda" (IEA Oil Market Report, maggio 2021). Il mercato dovrebbe infatti risultare ancora in deficit di offerta per oltre 1 Mb/g anche nel II trimestre dell'anno, con una tendenza alla riduzione del deficit che non dovrebbe però essere sufficiente a chiuderlo del tutto, almeno fino all'inizio del 2022.

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

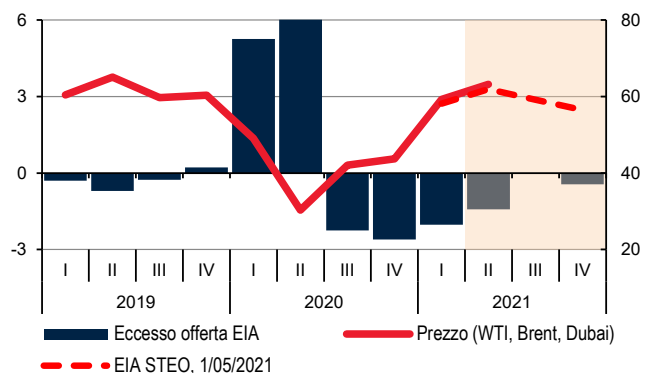


Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

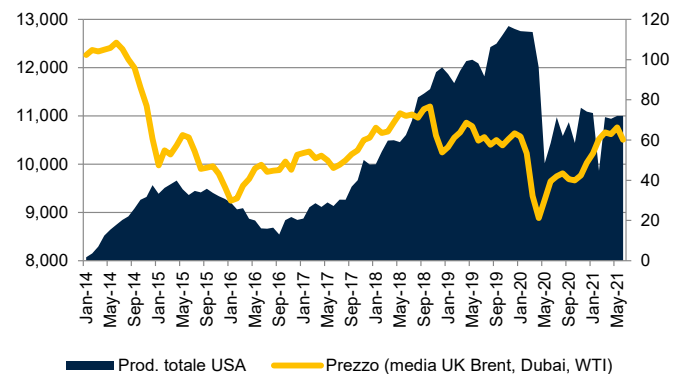
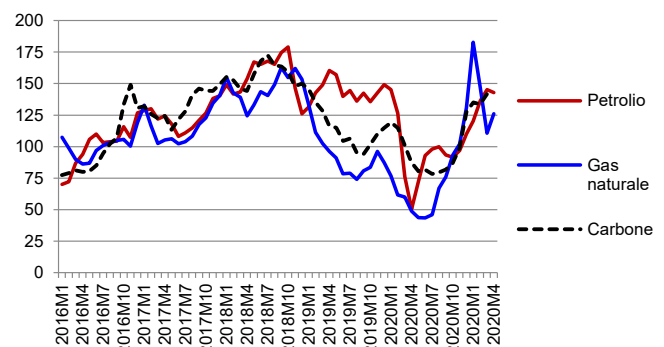


Figura 2-3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



L'evoluzione della domanda globale di gas e le prospettive per il 2021

Secondo le previsioni più recenti della IEA il 2021 dovrebbe registrare una domanda annua di gas naturale pari a circa 125 miliardi di metri cubi, il 3,2% in più rispetto al 2020. Ciò significherebbe non soltanto l'integrale recupero del deficit accusato nel 2020 per effetto della pandemia, ma anche un incremento netto rispetto ai livelli pre-pandemici del 2019. La caratteristica dominante del recupero della domanda, tuttavia, è la sua forte disomogeneità in termini sia geografici, sia settoriali, e insieme la sua variabilità, dovuta all'incidenza intermittente e contrastante di fattori congiunturali e strutturali. La prima parte dell'anno è stata connotata dall'influenza rilevante del fattore climatico, che, pur intrinsecamente congiunturale, ha tuttavia evidenziato diverse criticità e punti di vulnerabilità strutturali del sistema mondiale, soprattutto dal punto di vista logistico. La forte ondata di freddo che ha investito tutto l'emisfero settentrionale (il Nord-Est asiatico, l'Europa e il Nord America, sia pur in diversa misura e con tempistiche fortunatamente in parte non sovrapposte) ha indotto un forte picco di domanda dal settore residenziale, la quale, combinandosi con le difficoltà dell'offerta dovute a vincoli logistici e localmente con vere e proprie strozzature, ha provocato notevoli impennate dei prezzi spot e della loro volatilità. Specialmente nelle fasi – brevi ma critiche – nelle quali il clima è risultato contemporaneamente rigido in più aree, la rarefazione dell'offerta si è risolta in un suo sostanziale razionamento, con una redistribuzione dei flussi di approvvigionamento molto disomogenea e squilibrata tra i vari mercati continentali mondiali. Sintomatico ed esemplificativo della valenza dei fattori congiunturali è in particolare quanto avvenuto sul mercato mondiale del GNL nel mese di gennaio: a fronte di un'offerta stimata in contrazione dell'8% su base annua e di una domanda asiatica contemporaneamente aumentata del 7% (stime provvisorie Cedigaz), lo sbilanciamento si è risolto in un forte aumento dello spread tra prezzi asiatici ed europei, in un dirottamento delle forniture spot verso l'Asia (specie quelle americane) e in un crollo dell'import europeo, quasi dimezzato, con conseguente massiccio ricorso agli stoccaggi.

Prospettive dei diversi settori

Dal punto di vista settoriale, la domanda della generazione elettrica – diminuita del 2,1% nel 2020 e alla quale era stato ascrivibile circa il 45% del calo annuo globale – continua anche nel 2021 a patire elementi specifici indipendenti dalla crisi pandemica, quali la bassa crescita della domanda di elettricità, la forte concorrenza delle fonti rinnovabili resa ancora più incisiva dai vari piani di sviluppo mondiali orientati alla transizione ecologica nonché dall'ulteriore forte crescita dei prezzi dei diritti di emissione che le rende più competitive, e – all'opposto – la minore competitività rispetto ai combustibili fossili meno ecologici ma più economici, come in particolare il carbone nelle aree mondiali ancora scelse dai vincoli dei limiti alle emissioni e dove quindi non è già in via di dismissione. Per tutto ciò, per questo segmento di domanda il previsto rimbalzo pari a circa l'1,2% nel 2021 non dovrebbe essere in grado di compensare pienamente le perdite precedenti.

Viceversa i consumi industriali di gas, dimostratisi resilienti nel 2020 con un calo contenuto a circa l'1,2%, dovrebbero accelerare nel 2021 il rimbalzo già avviato fino a segnare un incremento stimato del 5,4% su base annua (pari a circa 55 miliardi di m³, circa il 44% del totale), soprattutto grazie alla ripresa della produzione nelle maggiori economie asiatiche e dei consumi nei loro principali mercati di esportazione, sebbene queste stime siano condizionate e subordinate all'effettiva realizzazione di quelle sulla crescita globale nella misura prevista dal FMI nel suo ultimo outlook di aprile, pari al 6% per la produzione (dal +5,1% della precedente stima di gennaio) e all'8,4% per il volume di scambi.

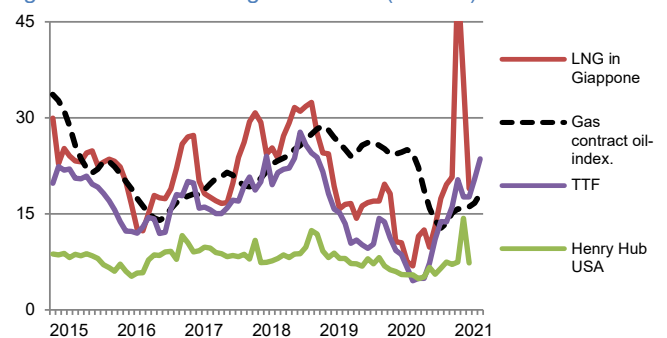
Quanto alla domanda del settore residenziale, dopo aver subito un calo pari a circa il 2,4% nel 2020 sia per effetto dei lockdown in ambito commerciale (solo parzialmente compensato dai maggiori consumi civili), sia per effetto di un inverno ancora mite nella parte finale dell'anno, è invece stimata in forte recupero (+4,9%) per l'irrigidimento climatico già visto, nonché grazie alla graduale ripresa delle attività di vendita al dettaglio, ed infine anche per la persistente implementazione di specifiche misure già avviate da tempo in Paesi determinanti, come la diffusione del gas di città in Cina.

Differenze geografiche

Sotto il profilo geografico la maggior parte della domanda è prevista in crescita in Asia, nei Paesi emergenti, Medio Oriente ed Africa, mentre quelli maturi –Europa inclusa – continuano come già nella seconda parte del 2020 un recupero più lento, che non sarà sufficiente a ritornare ai livelli pre-pandemici.

La domanda di gas nell'area continentale americana dovrebbe risultare pressoché stabile nel 2021 (o limitata entro un aumento dell'1%), a seguito di fattori tra loro contrastanti rispetto ai quali dimostra un forte grado di sensibilità. Innanzitutto le temperature: nel primo trimestre negli Stati Uniti i mesi di gennaio e febbraio hanno fatto registrare consumi di gas superiori al 2019 a causa di una forte ondata di freddo polare problematica anche per la produzione che ne è risultata ridotta: i prezzi all'Henry Hub si sono così spinti ai massimi storici, salvo poi diminuire del 4% su base annua nel mese di marzo appena il clima è tornato più mite. In secondo luogo i livelli di prezzo, rispetto ai quali – in condizioni climatiche normali – la domanda di gas e i consumi di elettricità hanno rivelato una notevole elasticità in Usa e Messico anche per effetto di sostituzione con rinnovabili e carbone. Infine, in termini più strutturali, un effetto di sostegno continua a provenire dai processi di dismissione del carbone, come ad esempio - in particolare - nella regione canadese dell'Alberta.

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



Prezzi in forte ripresa

Il primo trimestre 2021 ha visto presentarsi una situazione opposta a quella della prima parte del 2020: tutti i fattori concomitanti che in precedenza avevano contribuito in modo sinergico ad indebolire la domanda determinando un eccesso di offerta e una conseguente pressione ribassista strutturale sui prezzi si sono sostanzialmente ribaltati. Le condizioni climatiche quasi ovunque particolarmente rigide hanno provocato un incremento di domanda generalizzato e un massiccio ricorso agli stoccaggi che li ha portati rapidamente dai livelli massimi a cui erano giunti nel 2020 fino a soglie critiche di scarsità che non venivano anch'esse raggiunte da tempo. I prezzi spot del gas naturale hanno reagito in modo veemente, nel contesto di un sistema ormai da alcuni anni via via progressivamente sempre più instradato sulla pianificazione di forniture con contratti di lungo periodo basati su prezzi a termine - molto più viscosi e meno volatili- e dunque reso più vulnerabile agli shock di domanda di breve periodo.

La concorrenza al ribasso tra le varie aree è stata soppiantata da una al rialzo, alimentata dalle rispettive domande di gas le quali, tuttavia, hanno mostrato diverse elasticità a loro volta riflesse in differenti intensità di reazioni dei prezzi. Ciò si è tradotto in una vistosa divaricazione degli spread: venendo così meno - oltre al precedente generalizzato trend negativo - anche l'altro elemento caratterizzante della seconda parte del 2020, ovvero la convergenza dei prezzi in termini relativi. Inoltre i livelli insistentemente sostenuti ai quali si è mantenuto il prezzo del petrolio dopo il rimbalzo dai minimi di metà 2020 ha fatto sì che anche i contratti a termine ad esso collegati (oil-linked) esaurissero gli effetti del lag temporale uniformando il trend crescente dei loro prezzi a quello dei contratti spot, pur passando da uno spread positivo ad uno negativo (v. Figura 2-4). In sostanza, nel primo trimestre 2020 si è anche ricomposto il contrasto tra i contratti oil-linked (i cui prezzi tipicamente ritardati continuavano di fatto a riflettere il precedente eccesso di offerta sul mercato globale del gas) e i contratti spot, che hanno incorporato fin da subito il nuovo scenario di eccesso di domanda.

Mercato del GNL, forte risalita dei prezzi e della volatilità

Sul mercato globale del GNL il trimestre si è caratterizzato per la sua volatilità, in particolare in Asia, con il netto ampliamento dello spread tra il prezzo spot e quello a termine (che riflette il Japan Crude Cocktail del Giappone, ovvero una media mensile dei costi dei petroli greggi importati nel Paese ai prezzi spot di alcuni mesi prima): la media mensile di gennaio del primo è balzata fino a sfiorare i 40 €/MWh, oltre il 65% in più di quella del secondo - che era stimato a 23,5 €/MWh - con valori di picco giornaliero più che doppi. La violenta ridiscesa del prezzo spot già nel mese successivo, abbinata alla crescita del prezzo a termine che era comunque in atto già da ottobre 2020 (in parallelo a quella del petrolio - cui è indicizzato - portatosi e poi rimasto intorno ai 60\$ al barile), ha poi nuovamente ribaltato lo spread a favore del prezzo a termine: quest'ultimo è previsto in ulteriore moderata salita nei prossimi mesi e sempre su livelli comunque superiori rispetto a quello dei contratti spot.

Il differenziale tra GNL Japan e il TTF ha raggiunto nel primo trimestre 2021 una media di 13,43 €/MWh (massimi da 5 anni), rispetto agli 8,78 del trimestre precedente e quasi otto volte i livelli di un anno prima. La conseguente forte ridefinizione della remuneratività dell'export tra le due aree ha determinato un marcato spostamento dei flussi dai Paesi esportatori, in particolare gli Usa.

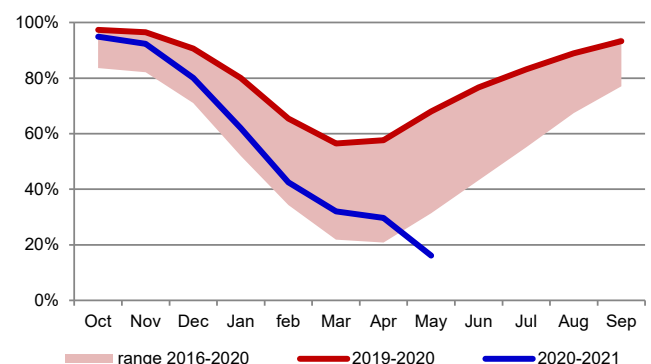
Tendenza rialzista anche all' Henry Hub, in correlazione positiva con l'export

Anche all'Henry Hub degli Stati Uniti i prezzi del GNL hanno registrato un sensibile aumento, segnando una media trimestrale pari a 9,7 €/MWh in aumento del 38% rispetto ai 7,03

del quarto trimestre 2020 e del 63,8% tendenziale rispetto ai 5,92 del primo trimestre 2020. A livello mensile, l'incremento tendenziale a/a su gennaio (+20%) si è poi divaricato a febbraio (fino a +138%) allorché anche gli Stati Uniti sono stati investiti da un'ondata fredda e il conseguente incremento di domanda interna ha portato i prezzi fino a un picco di 14,3 €/MWh, per poi rientrare nel mese successivo analogamente a quanto avvenuto sui mercati asiatici ma rimanendo su livelli tendenziali comunque molto più sostenuti (7,5€ vs. 5,5, +36,3%). Gli incrementi avvenuti per il terzo trimestre consecutivo consentono di dare per consolidata l'inversione del trend strutturale ribassista dei prezzi che caratterizzava il mercato americano ormai dall'ottobre del 2018 e che aveva portato nel giugno 2020 ad aggiornare a 4,9€ /MWh i precedenti minimi pluriennali registrati nel 2016 (5,2).

In particolare, la risalita dei prezzi riporta il GNL oltre la soglia di 3 \$/Mmbtu (pari a circa 8,4 €/MWh) corrispondente all'incirca al costo di liquefazione sulla costa del Golfo e - convenzionalmente - alla barriera che delimita la convenienza e la sostenibilità economica dei nuovi progetti ed investimenti americani in prospezione. Tale soglia era stata stabilmente abbandonata già nel corso del 2019, per poi arrivare ad infrangere nel 2020 - a seguito della pandemia - anche lo spread minimo rispetto ai prezzi al TTF in grado di coprire i costi variabili di trasporto. Di conseguenza nel terzo trimestre 2020 gli Stati Uniti - divenuti maggiori esportatori mondiali del GNL - avevano dovuto assumere e sopportare l'onere di tutti gli aggiustamenti dell'offerta necessari a contenerne l'eccesso e quindi a sostenere i prezzi, a cominciare dall'annullamento dell'invio di tutti i carichi in precedenza programmati ma non più in grado di risultare remunerativi. Il ruolo assunto dagli Usa nel riequilibrio del mercato globale era risultato cruciale per sostituire quello europeo - tradizionalmente camera di compensazione degli eccessi - già saturo nella sua capacità di assorbimento con i livelli di stoccaggio ai limiti massimi. La risalita dei prezzi tra la fine del 2020 ed il primo trimestre 2021 aveva già consentito agli Usa di riprendere pienamente l'export; successivamente, nel corso del primo trimestre 2021, la disponibilità è stata ridotta dalla maggior domanda interna per motivi climatici e l'export è stato prevalentemente dirottato sulle piazze asiatiche essendo divenuto il differenziale JKM/TTF notevolmente vantaggioso e remunerativo, nonostante nel frattempo anche quello tra il TTF e l'Henry Hub, in valori assoluti, fosse risalito ai massimi biennali (8,84 €/MWh) dai minimi pari a zero toccati nel secondo trimestre 2020.

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



Prezzi del gas in forte aumento anche in Europa ma con sconto crescente rispetto all'Asia

I prezzi del gas naturale in Europa a metà gennaio si sono portati fino a un picco mensile di 20,34 €/MWh (massimo da due anni), con una media trimestrale pari a 18,54, in incremento di 3€ rispetto a quella del trimestre precedente (+27,5%) e del 45,3% su base annua tendenziale. Nel successivo mese di febbraio sono ridiscesi, rimanendo tuttavia su livelli circa doppi rispetto a un anno prima sia per l'incremento di domanda pari a circa il 6% su base annua (per l'ondata di freddo nella prima metà del mese ed il contemporaneo minor apporto dell'eolico dovuto a bassa ventosità), sia per la riduzione dell'offerta di GNL (import sceso di circa il 35%).

L'incremento di prezzo al TTF nel primo bimestre, pur notevole, è stato nettamente inferiore rispetto a quello registrato dal GNL importato in Giappone, dove la media mensile come detto ha sfiorato i 40 €/MWh - toccando la soglia giornaliera di 51,9 - con un conseguente balzo dello spread JKM/TTF fino ad 31,5 €/MWh.

Successivamente, nel mese di marzo l'import europeo di GNL è aumentato di nuovo fino ad oltre il 50% in più di febbraio, recuperando i livelli di un anno prima, ed il prezzo del gas al TTF ha continuato a mantenersi sostenuto, in questo caso grazie anche ad ulteriori fattori quali le interruzioni di fornitura dalla Norvegia e l'aumento della domanda industriale per switch di mix energetico dovuto all'aumento dei prezzi dei diritti di emissione che a metà marzo hanno toccato i massimi storici sfiorando i 43 €/t CO₂. Lo spread tra i prezzi al TTF e quelli asiatici (JKM) si è sostanzialmente richiuso, divenendo persino negativo per le consegne di aprile.

I valori complessivi del primo trimestre riportano il prezzo del gas sostanzialmente in linea con quello dei corrispondenti trimestri 2019 e 2017. E' interessante notare come il prezzo medio del primo trimestre sia risultato negli ultimi otto anni sempre significativamente superiore alla media annuale finale (con un picco avvenuto nel 2019, +35,7%), tranne in due occasioni (2016 e 2018) con un saldo negativo tuttavia contenuto in entrambe a circa -8%. Nel caso del 2021, è plausibile ritenere che il prezzo, già in forte recupero rispetto ai minimi pluriennali del 2020 ma comunque comparabile con quelli di anni precedenti, verrà sostenuto dalla necessità di notevoli iniezioni per ricostituire gli stoccaggi depauperati dai forti prelievi.

Stoccaggi europei passati dai massimi ai minimi pluriennali

Sul fronte degli stoccaggi il primo trimestre 2021 ha visto una dinamica completamente diversa rispetto a quella tipicamente stagionale degli anni precedenti. Il forte aumento del prezzo future al TTF (oltre 6\$/Mbtu, pari a circa 21 €/Mwh) - già a suo tempo sottolineato nel precedente numero dell'Analisi come segnale anticipatore di un depauperamento delle scorte fino al 60-75% su base annua nella successiva primavera/estate - è stato poi effettivamente seguito e convalidato da un andamento degli stoccaggi con esso coerente. A distanza di un anno dal termine del primo trimestre 2020 - nel quale l'Europa registrava un record di stoccaggi pari a 57 mld m³, 13 in più rispetto al precedente record del 2014 e 25 in più (+78%) rispetto alla media quinquennale - la situazione si è completamente ribaltata. Non soltanto i tipici valori stagionali minimi di riempimento, - generalmente raggiunti a cavallo della fine del primo trimestre nei mesi di marzo o aprile - si sono rapidamente riportati verso il range inferiore della media quinquennale, ma a quel punto i prelievi anziché diminuire hanno comunque continuato ad eccedere le iniezioni determinando così tra aprile e maggio - secondo i primi dati provvisori - ulteriori minimi addirittura inferiori al 20% della capacità complessiva, del tutto inusuali per il periodo. Gli stoccaggi si sono pertanto trovati su livelli sostanzialmente opposti rispetto a quella del 2020 allorché gli stoccaggi erano

quasi al 60% della capacità, ossia tripli (Figura 2-5). Inoltre si tratta di valori anche abbastanza inediti nella storia recente poiché registrati soltanto una volta negli ultimi 8 anni, nel 2018 per l'effetto contingente di condizioni climatiche particolarmente rigide: e in ogni caso a differenza del 2021 anche allora tra aprile e maggio era comunque già iniziato - seppure in ritardo di circa un mese - il processo di recupero nei riempimenti. Il prevedibile effetto degli stoccaggi ai minimi termini dovrebbe essere pertanto quello di far risalire l'import europeo di gas naturale nel corso dell'estate 2021 per la ricostituzione delle scorte, con un conseguente effetto di sostegno sulla domanda e sui prezzi, come del resto già risulta confermato dai primi dati provvisori relativi al mese di maggio.

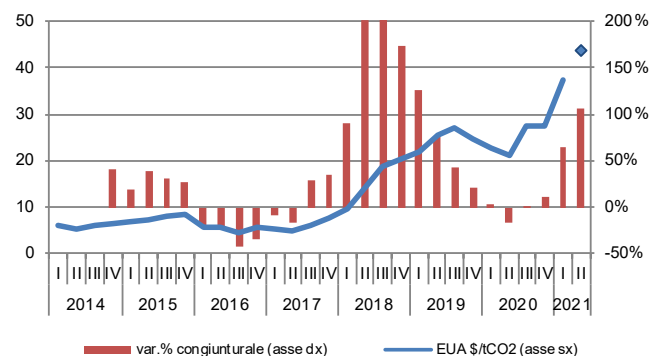
Sul mercato ETS continua la fase fortemente rialzista, prezzi su nuovi massimi storici

Il primo trimestre 2021 ha visto i prezzi dei permessi di emissione raggiungere una media di 37,4 €/tCO₂, in aumento del 36% rispetto ai 27,5 dell'ultimo trimestre 2020. Le medie mensili sono andate ininterrottamente aumentando da ottobre per il settimo mese consecutivo, oltrepassando a dicembre 2020 per la prima volta la soglia dei 30 € e poi, a marzo 2021, quella dei 40 (40,87€). La progressione è divenuta esponenziale, poiché successivamente ad aprile si è segnata una media di oltre 45 € ed infine a maggio - a pochi giorni dalla chiusura mensile - la media ha addirittura valicato il muro dei 50 € (51,67), con un record giornaliero a 55.

La media annuale dei prezzi si colloca a maggio a 41,6 €/tCO₂, rispetto ai 24,75 del 2020, con un incremento del 68%. Il biennio 2019-2020 (nel quale le medie annuali si erano mantenute praticamente invariate) appare dunque ora in ottica id lungo periodo come una semplice pausa all'interno di un trend crescente iniziato nel primo trimestre 2018 con prezzi inferiori a 10 € e, da allora, quintuplicati.

Nel frattempo a maggio ha preso il via nel Regno Unito il sistema UK-ETS che prevede in analogia con quello UE, il pagamento delle emissioni da parte dei soggetti che le producono (industrie, centrali elettriche, aviazione) ma con una traiettoria di restrizioni periodiche dei limiti molto più stringente con l'obiettivo di pervenire entro il 2050 alla neutralità climatica, ovvero l'azzeramento delle emissioni nette.

Figura 2-6 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2. Variabili guida dei consumi energetici italiani

Nel I trimestre 2021 dalle principali variabili guida una spinta alla ripresa della domanda di energia

Nei primi tre mesi dell'anno in corso i principali driver dei consumi energetici hanno fornito un impulso positivo all'aumento della domanda di energia. Il Superindice ENEA, che li sintetizza, risulta infatti in crescita di circa il 3% rispetto alla spinta fornita nel corso dello stesso periodo del 2020 (Figura 2-7). Su tale risultato ha inciso in maniera decisiva la ripresa delle attività produttive, l'indice di produzione industriale è infatti cresciuto di oltre l'8% tendenziale (si veda oltre). Un impulso non trascurabile è inoltre venuto dai fattori di natura climatica, date le temperature mediamente più rigide rispetto ai miti mesi di gennaio-marzo del 2020; positiva anche la spinta dei prezzi dell'energia, ancora in calo tendenziale. Solo dal PIL, che fa registrare ancora una variazione tendenziale negativa (-1,4%), è pervenuta una spinta alla riduzione dei consumi, sebbene in attenuazione rispetto al deciso impulso negativo del 2020.

D'altro canto si sottolinea come nei primi mesi del 2021 la riduzione dei volumi di traffico, che ha portato alla riduzione dei consumi di petrolio nei trasporti (si veda oltre), sia tenuta in conto solo in modo indiretto nel Superindice ENEA.

In una ottica di più ampio respiro, dopo il biennio 2018-2019 di variazioni tendenziali marginali, che avevano fatto seguito al lungo periodo di costanti variazioni positive dai livelli minimi del 2014, nel corso del 2020 il Superindice aveva invece fornito un deciso impulso al calo dei consumi (-8% rispetto alla spinta fornita nel 2019). Nello scorso anno gran parte del calo del superindice era imputabile alla riduzione di PIL e produzione industriale, ma anche il clima aveva favorito il calo della domanda di energia, mentre dalla diminuzione dei prezzi era pervenuta una modesta spinta all'aumento (si veda Analisi Trimestrale 1/2021). Come emerge dalla Figura 2-7, il risultato del 2020 era maturato soprattutto nel corso del II trimestre (-20% tendenziale), il più colpito dalle limitazioni alle attività produttive per il contenimento della pandemia, mentre nei successivi trimestri le riduzioni erano andate progressivamente riducendosi, fino ad arrivare a variazioni positive nei primi mesi del nuovo anno. Rispetto ai livelli pre covid (I trimestre 2019), la spinta dei principali driver nei primi mesi del 2021 risulterebbe tuttavia ancora in calo (-4%), principalmente per il PIL, inferiore di oltre il 7%.

PIL ancora in calo, -1,4% tendenziale, ma in attenuazione rispetto alle riduzioni dei precedenti quattro trimestri

Secondo le stime preliminari dell'ISTAT (30 aprile 2021), il PIL corretto per gli effetti di calendario e destagionalizzato nel corso dei primi tre mesi del 2021 è calato di circa l'1,4% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (valori concatenati con anno di riferimento 2015). La variazione acquisita per il 2021 è pari a +1,9%.

Secondo la nota ISTAT la stima indicherebbe "un'espansione dell'agricoltura e dell'attività industriale e una contrazione dei servizi", il settore terziario in particolare avrebbe quindi ancora subito gli effetti delle misure adottate a contrasto dell'emergenza sanitaria.

In termini congiunturali si stima invece un calo meno deciso, -0,4%; lato domanda "vi è un contributo positivo della componente nazionale (al lordo delle scorte) e un apporto negativo della componente estera netta."

Il risultato del I trimestre del 2021 prospetta quindi una riduzione molto più contenuta rispetto a quella del IV trimestre del 2020 (-6,6%) e dell'intero 2020 (-9% sul 2019).

Dalla Figura 2-8 emerge infatti come, dopo il crollo del II trimestre 2020 (-18% tendenziale), il tasso di riduzione del PIL sia andato progressivamente riducendosi nei trimestri successivi, restando tuttavia anche nel 2021 in area negativa.

In un'ottica di più lungo periodo, dopo la lunga fase di contrazioni riduzioni negli anni della crisi economica e la progressiva ripresa fino al 2017, già nel 2018 l'economia nazionale mostrava segnali di rallentamento (+0,9%), confermati nel 2019 (appena +0,3%). Il crollo del 2020 ha portato il PIL su base annua (calcolato tra il II trimestre 2020 ed il I trimestre 2021) al di sotto di circa il 12% rispetto ai livelli precedenti la crisi del 2008, ed anche rispetto ai minimi decennali raggiunti nel 2014 (4% in meno).

Figura 2-7 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

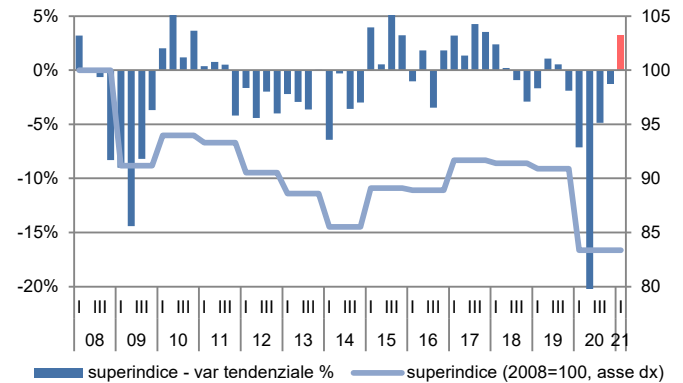


Figura 2-8 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

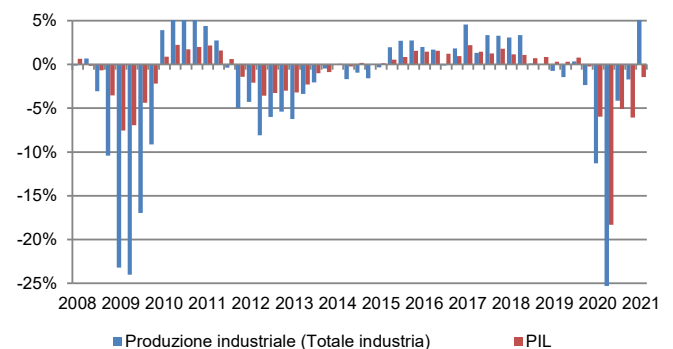
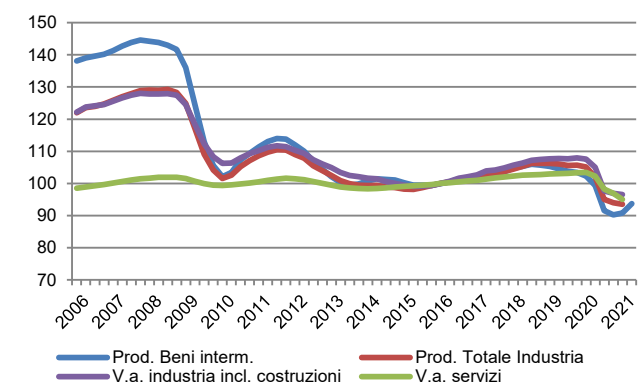


Figura 2-9 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)



In ripresa la produzione industriale: +8% rispetto al I trimestre 2020, ma ancora al di sotto dei livelli pre-covid

In ripresa invece l'attività industriale nei primi tre mesi del 2021, di oltre l'8% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati grezzi); per i soli beni intermedi il recupero è stato anche più sostenuto, +12%. Dopo i cali tendenziali di gennaio (-7%) e febbraio (-1,5%), nel mese di marzo per l'industria italiana si è registrata una ripresa di circa il 40% rispetto ai livelli dello stesso mese dello scorso anno, il primo del 2020 risentire degli effetti della pandemia. Rispetto ai livelli pre covid, il risultato della produzione industriale nel I trimestre 2021 risulta tuttavia ancora inferiore di circa il 4%, mentre per i soli beni intermedi il recupero risulterebbe praticamente completato (-0,4% appena). Si sottolinea come nel corso del 2020 la produzione industriale avesse fatto registrate risultati pesantemente negativi, diminuendo dell'11% rispetto ai livelli del 2019 (dati grezzi): dopo il risultato negativo del I trimestre, -11% tendenziale (per il dato di marzo, -27%), ed il crollo nel II (-26%, [Figura 2-8](#)), il progressivo allentamento delle restrizioni nei mesi estivi aveva portato ad una ripresa dell'attività industriale nel III e IV trimestre (in crescita congiunturale di circa il 15%, ma comunque inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo dell'anno precedente). I risultati degli ultimi trimestri mostrano come nel corso della seconda ondata pandemica la produzione industriale sia rimasta su livelli di attività decisamente più elevati rispetto a quanto rilevato nella prima ondata.

In un'ottica di più lungo periodo ([Figura 2-9](#)), dopo il quadriennio 2015-18 di crescita della produzione totale vicina al 2% m.a. (nettamente inferiore per i soli beni intermedi), la produzione industriale italiana è tornata a far segnare variazioni negative a partire dalla seconda metà del 2018 e, in maniera anche più sostenuta, nel corso del 2019, quando è risultata complessivamente in calo dell'1% rispetto al 2018 (-2,8% la riduzione dei soli beni intermedi). Per effetto del deciso calo del 2020, la produzione industriale media annua calcolata tra il II trimestre 2020 ed il I trimestre 2021 risulta inferiore di oltre il 23% rispetto ai livelli pre-crisi (era -16% nel 2019) ed ai minimi del 2014 (-3%).

Come emerge dalla nota mensile dell'ISTAT sull'andamento dell'economia italiana di aprile 2021, *“le aspettative per i prossimi mesi suggeriscono un generalizzato miglioramento. L'indice composito del clima di fiducia delle imprese ha evidenziato un deciso progresso, proseguendo il percorso positivo iniziato a dicembre 2020. La fiducia delle imprese è salita in tutti i settori, in modo più marcato nel commercio e nell'industria manifatturiera. Le attese sugli ordini hanno fornito il contributo maggiore al recupero della fiducia delle imprese dei servizi di mercato.”*

Secondo l'Indagine rapida sulla produzione industriale del Centro Studi Confindustria (4 maggio 2021), per il mese di aprile la produzione industriale sarebbe diminuita dello 0,4% rispetto ai livelli del mese precedente. In termini tendenziali, si stima una ripresa del 73%, quindi anche più decisa del +39% di marzo, risultati spiegati dai bassi livelli di attività negli stessi mesi dello scorso anno (fermo per oltre il 50% delle imprese industriali).

Anche il CSC evidenzia inoltre prospettive in netto miglioramento nei prossimi mesi, alla luce sia delle riaperture attese per molte attività, che dal calo dei contagi per la campagna vaccinale, entrambi elementi che favorirebbero la ripresa della domanda interna.

Congiuntura internazionale e prospettive

Con riferimento al contesto macroeconomico internazionale la ripresa economica mondiale è caratterizzata da dinamiche eterogenee fra paesi e settori produttivi.

Riguardo ai settori, stentano a ripartire i servizi legati al turismo e cultura, mentre il comparto industriale ha continuato a

crescere. In relazione ai Paesi la crescita dei primi mesi dell'anno si è consolidata in Cina e negli USA mentre in Europa è stata frenata dalle limitazioni adottate per il contenimento della nuova ondata pandemica. Nell'area euro, le stime preliminari del PIL indicano riduzioni congiunturali sia per il IV trimestre 2020 (-0,7%), che per il primo del 2021 (-0,6%). Su tali risultati pesa il risultato dell'economia tedesca (-1,7%), mentre in Italia, le diminuzioni sono state inferiori alla media dell'area (-0,4%). Secondo l'ISTAT *“le prospettive per i prossimi trimestri indicano un miglioramento legato anche alla imminente disponibilità delle risorse del Recovery and Resilience Facility. L'indice composito di fiducia economica della Commissione europea (ESI) di aprile è salito ai massimi dal 2018, sopra la media di lungo periodo”*. (Nota mensile, Marzo 2021)

Dalla variabile climatica un impulso positivo alla crescita dei consumi

Nel corso dei primi mesi dell'anno anche la componente climatica ha fornito un impulso significativo all'aumento del fabbisogno di energia: la variabile HDD (Heating degree days) è infatti in aumento di oltre il 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Più nel dettaglio, le temperature dei mesi di gennaio e febbraio sono risultate mediamente più rigide di circa un grado rispetto agli omologhi mesi dello scorso anno, mentre a marzo il divario è stato meno deciso (circa mezzo grado in meno), spingendo il fabbisogno di energia per il riscaldamento (Figura 2-10). 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). La Figura 2-10 mostra inoltre la tendenza di lungo periodo dell'aumento della temperatura media dei mesi invernali.

Dal calo tendenziale dei prezzi dell'energia impulso all'aumento dei consumi, ma in attenuazione rispetto alle decise riduzioni del 2020

Anche i prezzi dell'energia nei primi mesi dell'anno hanno fornito una spinta all'aumento dei consumi energetici, sebbene di entità marginale rispetto a quella proveniente da produzione industriale e fattore clima.

Nonostante si registrino incrementi congiunturali decisi sia per gas ed elettricità (+4,3% e +5,5% rispetto al IV trimestre 2020), che per il gasolio (+8,8%), i due rezzi restano complessivamente comunque al di sotto dei rispetti livelli del I trimestre 2020. In termini tendenziali, di fatti, i prezzi del gas naturale per il consumatore domestico tipo sono in riduzione di circa il 5%, così come il gasolio, -3% tendenziale (Figura 2-11); in aumento invece i prezzi dell'energia elettrica, di circa il 2% tendenziale.

Complessivamente, nei mesi iniziali del 2021 prosegue dunque la riduzione tendenziale dei prezzi dell'energia, sebbene a ritmi decisamente meno sostenuti rispetto ai netti cali dello scorso anno, quando i prezzi di gas ed elettricità erano diminuiti su base annua di oltre il 13%, dell'11% il gasolio.

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, i prezzi dell'energia a partire dalla seconda metà del 2019 sono tornati su un trend di riduzione. Il dato del 2020, fortemente condizionato dalla crisi economica e sanitaria, ha fornito una decisa accelerazione a tale trend di riduzione, in fase di attenuazione nella prima parte del 2021.

Figura 2-10 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2021 e del 2020 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)

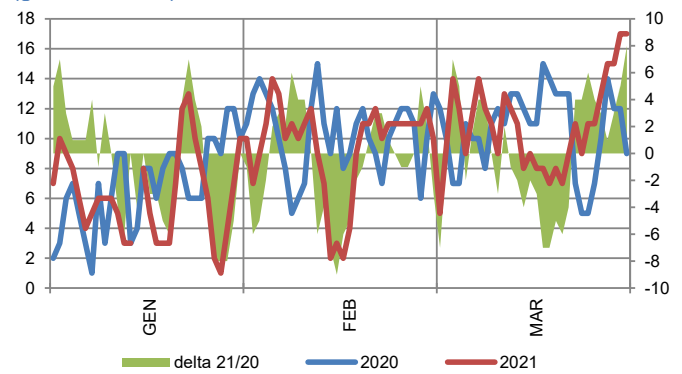


Figura 2-11 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

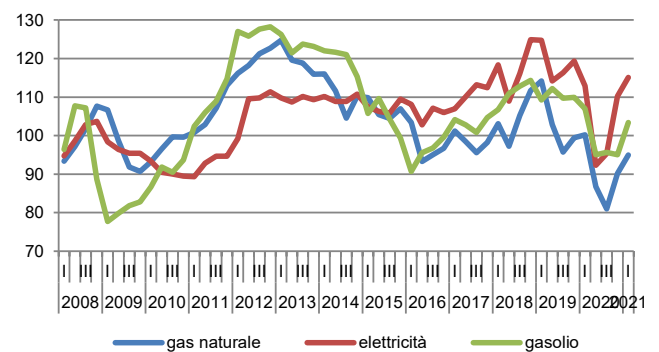
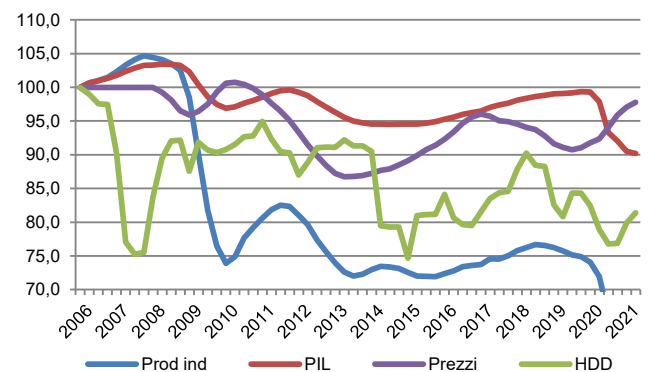


Figura 2-12 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; N.B.: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Nel I trimestre 2021 consumi di energia in lieve ripresa (+1,5% tendenziale), ma ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid

Secondo le stime ENEA nel corso del I trimestre 2021 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 43 Mtep, in lieve ripresa (+1,5%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali). Tale risultato è imputabile alla ripresa dei consumi del mese di marzo, superiore di circa il 15% rispetto al marzo 2020 - primo mese dello scorso anno ad essere fortemente penalizzato dalla emergenza sanitaria - che ha compensato le variazioni negative del primo bimestre (si veda box consumi mensili).

Come emerge dalla Figura 3-1, il risultato del I trimestre 2021 interrompe quindi la serie di variazioni negative registrate nel corso del 2020, quando i consumi di energia primaria, ridotti complessivamente del 10% rispetto al 2019, avevano fatto segnare cali tendenziali del 5-6% nella seconda metà dell'anno, dopo il crollo del II trimestre (-22%).

Rispetto ai livelli di domanda di energia del I trimestre del 2019 (non interessato dalla pandemia), i consumi energetici dei primi mesi del 2021 risulterebbero tuttavia ancora inferiori di oltre 2 Mtep (-5%), ma comunque in "recupero" rispetto alla riduzione di 3 Mtep dei primi mesi dello scorso anno (-6-7% tendenziale). In una ottica di più ampio respiro, dopo il lungo periodo di riduzioni costanti, durante il quale la domanda di energia dai livelli massimi del 2005 (198 Mtep) è diminuita di oltre 30 Mtep a fine 2014, dal 2015 il sistema energetico nazionale si è poi mosso su una traiettoria di moderata ripresa fino al 2018, spinta dalla ripresa di PIL ed attività industriale. In concomitanza 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 (rispetto al 2018), seppur marginale.

A causa del crollo dei consumi del 2020, imputabile in larghissima parte alla crisi economia e sanitaria che ha coinvolto il Paese, nonostante la parziale ripresa del I trimestre 2021, il fabbisogno di energia calcolata su base annua a inizio 2021 è inferiore di quasi un quarto rispetto ai livelli del 2005 (nel 2019 tale gap era di circa il 15%), e nettamente al di sotto anche dei livelli minimi del 2014 (-8%).

Domanda di energia coerente con l'andamento dei principali driver, che nei primi mesi del 2021 hanno fornito una spinta all'aumento dei consumi

La stima dei consumi di energia nei primi tre mesi 2021 risulta inoltre coerente con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 3-2). L'incremento tendenziale della domanda di energia avviene infatti a fronte di una spinta positiva del Superindice ENEA, anche lievemente più decisa (circa il 3% in più rispetto alla spinta fornita nello stesso periodo del 2020, si veda par. 2.1). La crescita del superindice nel periodo di analisi è da ricercare principalmente nella spinta positiva proveniente dalla produzione industriale e dalla variabile climatica, che hanno fornito un impulso alla crescita dei consumi. Anche dal calo dei prezzi è venuto un impulso positivo all'aumento dei consumi, sebbene di entità inferiore rispetto a quanto osservato nel corso dello scorso anno; solo il PIL ha fornito un impulso negativo sui consumi.

Si sottolinea come anche nei mesi iniziali del 2021 si sia registrato un deciso calo del traffico veicolare - responsabile del perdurare della riduzione della domanda di petrolio (si veda oltre) - indicatore solo in modo indiretto rappresentato nel Superindice ENEA. Anche nel corso del 2020 la riduzione dei consumi di energia (-10%) era stimata leggermente più

sostenuta di quella del Superindice ENEA (-8%), anche allora a causa del crollo dei volumi di traffico.

Dalla Figura 3-2 emerge come il processo di disaccoppiamento tra economia ed energia osservato nella prima metà dello scorso decennio sia andato progressivamente rallentando nella seconda parte, in concomitanza con la ripresa dell'economia, evidenziando tuttavia per il 2020 e l'inizio del 2021 un nuovo incremento del divario, per il calo dei consumi petroliferi: l'impatto dell'emergenza sanitaria sulla mobilità potrebbe assumere in questo senso un carattere strutturale.

Il calo dei consumi di petrolio più che compensato dalla maggiore richiesta delle altre fonti

In termini di fonti, nei primi tre mesi dell'anno in corso la minore domanda di petrolio è stata più che compensata dall'aumento tendenziale dei consumi delle altre fonti primarie. Nel dettaglio (Figura 3-3):

- nel trimestre in analisi i consumi di petrolio sono ancora in riduzione di circa 1 Mtep in termini tendenziali (-9%), per il perdurare del calo del traffico veicolare ed aereo;
- in aumento invece i consumi di gas naturale, +1 Mtep (+5%), principalmente per l'incremento negli usi diretti (+0,8 Mtep) ed in parte nella termoelettrica (+0,15 Mtep);
- in ripresa anche le importazioni di elettricità di 0,15 Mtep (+6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno) e le FER, di quasi 0,4 Mtep (+5,5% tendenziale);
- in aumento anche i solidi, di circa il 15% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, restando comunque al di sotto dei livelli del I trimestre 2019;

Figura 3-1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)

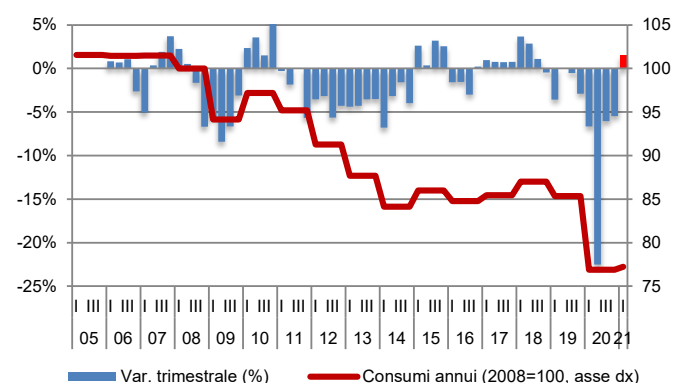
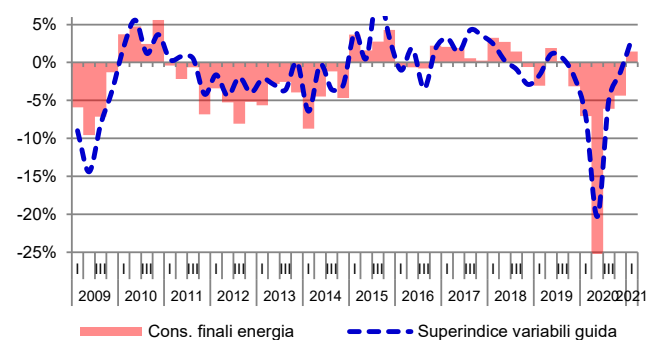


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)



Prosegue il calo del petrolio, anche se a ritmi meno sostenuti rispetto al 2020; in aumento i consumi di gas (per clima e ripresa dell'industria) e le FER

I consumi di petrolio anche nel I trimestre 2021 fanno segnare un calo tendenziale importante, ma decisamente meno sostenuto rispetto alla media del 2020 (-17% sull'anno precedente), quando la mobilità sia veicolare che aerea erano di fatto crollati (si veda oltre). I decisi cali del primo bimestre dell'anno in corso sono infatti stati in parte compensati dalla ripresa dei consumi di marzo 2021 (+21% rispetto al marzo 2020, gravemente penalizzato dalla crisi, si veda box dati mensili). Anche rispetto ai livelli del I trimestre 2019 i consumi di petrolio risultano quindi decisamente inferiori (-19%), mentre le altre fonti fanno registrare divari molto meno sostenuti: per i solidi di circa il 10%, per il gas contenute entro il -2%, per FER ed importazioni di elettricità invece le variazioni sul I trimestre 2019 risultano positive (si veda oltre).

In un'ottica di più ampio respiro (Figura 3-4), anche nel corso del 2019 si era registrato un lieve calo della domanda di petrolio (-1% sull'anno precedente), dopo il deciso incremento del 2018 (+2%), in buona parte imputabile a novità di natura statistica (si veda Analisi Trimestrale 1/2019). 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 parte del 2021 tornano invece ad aumentare i consumi di gas, principalmente per fattori di natura climatica (il 2020 è stato uno degli anni più caldi di sempre, si veda par. 2.2): secondo i dati SNAM la domanda di gas su reti di distribuzione è infatti cresciuta del 6% tendenziale (+0,7 Mtep). Anche la ripresa delle attività produttive ha spinto il gas nei primi tre mesi dell'anno: sono infatti in crescita sia i consumi di gas per usi industriali (+4%) che per la generazione termoelettrica (+3%, sostanzialmente in linea con la ripresa dei consumi elettrici). Rispetto ai livelli dei primi tre mesi del 2019, la domanda di gas nel I trimestre 2021 risulta tuttavia ancora inferiore, di circa il 2% (circa mezzo Mtep). Nel corso del 2020 i consumi di gas erano invece diminuiti del 5,6% rispetto all'anno precedente (-3,4 Mtep), sia per il minore ricorso nella generazione termoelettrica (-5%), che per la minore domanda di gas negli usi diretti (-4%, sia per fattori climatici che per il risultato dell'industria). Dopo il calo del 2018 (-3), nel corso del 2019 i consumi di gas erano poi cresciuti (+2%), riportando la domanda sul trend di crescita del precedente triennio '15-17 (+7% m.a.).

Dopo anni di costanti variazioni negative, nei primi tre mesi del 2021 risultano in aumento tendenziale i consumi di solidi, ma ancora inferiori rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019 (-10%). Per il 2020 si stimava infatti un deciso calo dei solidi, superiore al 20% sull'anno precedente, in linea con il risultato del 2019 ed in accentuazione rispetto al -10% medio del triennio ancora precedente. La quota di solidi nel mix energetico nel 2020 era infatti scesa sotto il 4%, circa la metà rispetto ai livelli di appena tre anni prima (principalmente per il phase out del carbone per la generazione termoelettrica).

In ripresa nei primi tre mesi del 2021 anche le importazioni nette di elettricità, dopo il forte calo del 2020 (-1,3 Mtep rispetto ai livelli del 2019, -15%). Anche nel 2019 le importazioni nette erano diminuite di oltre 1 Mtep, dopo la ripresa del 2018 (+16% sul 2017) e la riduzione del 2016 (-21%).

Prosegue anche nei mesi iniziali del 2021 l'incremento delle rinnovabili (+5,5% sul I trimestre 2020), dopo il lieve aumento del 2020 (+1%, solo le elettriche) ed il risultato positivo del 2019 (+3%) e del 2018, quando la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017 aveva spinto le FER (+10%), dopo il risultato complessivamente negativo del precedente triennio.

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

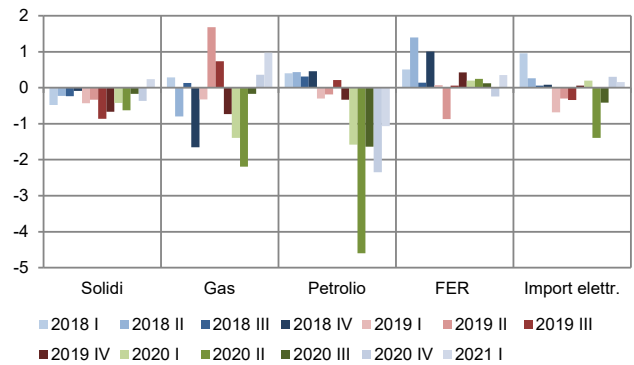
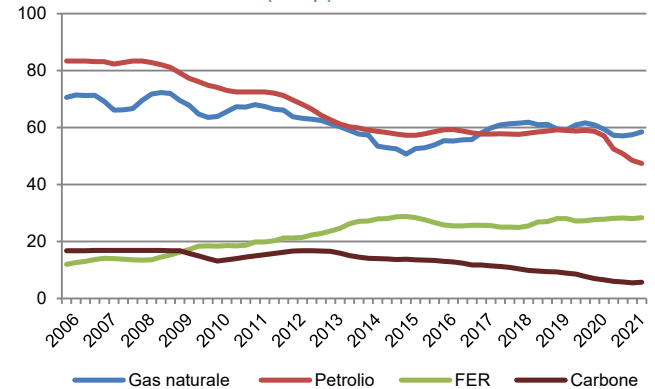


Figura 3-4 - Domanda di energia primaria per fonte (media mobile ultimi 4 trimestri (Mtep))



Produzione elettrica nazionale in aumento di circa l'1,5% tendenziale, dopo il -4% dello scorso anno

La produzione elettrica nazionale ad inizio 2021 è pari a 67,3 TWh in aumento di circa 1 TWh (+1,5%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Nello stesso periodo la richiesta di elettricità sulla rete è cresciuta ad un ritmo anche più sostenuto (per il dato del mese di marzo, si veda oltre), +2,2% (+1,7 TWh): la produzione nazionale è cresciuta meno dal momento che le importazioni nette hanno fatto segnare un risultato decisamente positivo, +6% (+0,7 TWh).

Il risultato positivo di inizio 2021 si registra dopo che nel corso del 2020 la produzione nazionale era diminuita di quasi 11 TWh (-4%) rispetto all'anno precedente. Rispetto ai livelli di produzione del I trimestre 2019 la produzione nazionale (così come la domanda elettrica sulla rete) a inizio 2021 risulta tuttavia ancora inferiore (-5%).

Dopo il deciso calo del 2020 (2-3 Mtep in meno rispetto al 2019), le fonti primarie per la generazione elettrica nel corso del I trimestre 2021 sono dunque in aumento rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno di circa l'1,5% (ma ancora decisamente inferiori rispetto al I trimestre 2019, -5%). Nei primi mesi dell'anno in corso il maggiore ricorso a gas naturale, FER e solidi (oltre mezzo Mtep in più rispetto al I trimestre 2020) è stato solo in parte compensato dai cali del petrolio.

Più nel dettaglio, i consumi di gas per la termoelettrica risultano in aumento del 3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, dopo il deciso calo del 2020 (-5%).

Anche le rinnovabili nei mesi iniziali del 2021 fanno segnare una crescita rispetto allo stesso periodo del 2020 pari al 6%, quindi anche più sostenuta rispetto al marginale incremento stimato per il 2020 (+1%).

In ripresa invece la produzione elettrica da solidi, di circa il 10% nei primi mesi del 2021 rispetto allo stesso periodo del 2020, ma comunque decisamente inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019. Secondo i dati ENEL (Q1 2021) la produzione termoelettrica da solidi nel I trimestre 2021 è cresciuta di circa il 17% rispetto allo stesso periodo 2020, in linea con la produzione complessiva degli impianti ENEL (+16% sul I trimestre 2020).

In deciso calo invece la generazione da prodotti petroliferi (appena 1/3 rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno), ormai su valori marginali, in riduzione anche più decisa rispetto ai cali dello scorso anno (-10% circa).

Nei primi tre mesi del 2021 le FER in aumento tendenziale di oltre 2 TWh grazie alla produzione idroelettrica (+15%); anche le intermittenti in lieve crescita, spinte dal recupero dell'eolico

Nei primi tre mesi dell'anno la generazione elettrica da FER, pari a 27,4 TWh, risulta in aumento di 1,6 TWh rispetto allo stesso periodo del 2020 (+6%), principalmente per la maggiore produzione idroelettrica, in aumento di 1,4 TWh (+16% tendenziale). Nel corso del 2020 la produzione idroelettrica era cresciuta, rispetto ai livelli dell'anno precedente, in maniera decisamente meno sostenuta, +1%. Anche la produzione da intermittenti è in aumento, seppur più moderato, rispetto ai livelli del I trimestre 2020 (+0,2 TWh). Un risultato positivo lo fa segnare la produzione eolica, in aumento di oltre 0,4 TWh rispetto al I trimestre dello scorso anno (+7%), dopo la prestazione negativa del 2020 (-7% sul 2019). In calo invece la produzione solare (-4% sul I trimestre 2020), dopo il risultato positivo dello scorso anno (quasi il 10% in più rispetto alla produzione FV del 2019).

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

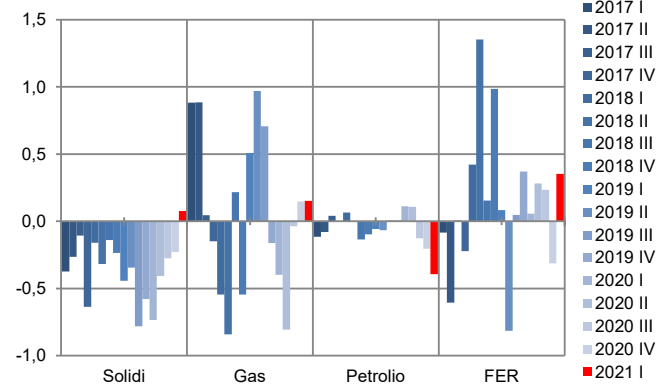
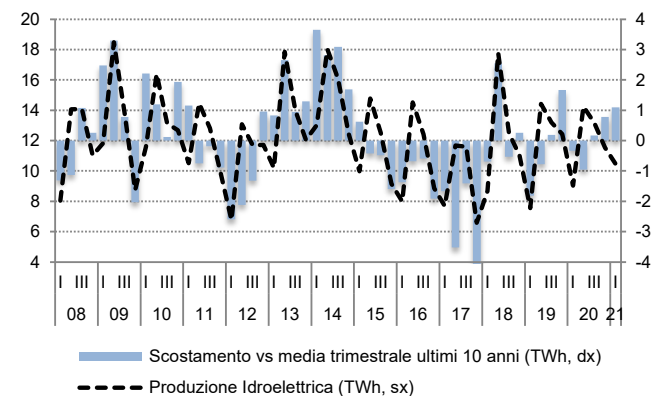


Figura 3-6 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2010-2020 (TWh, asse dx)



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

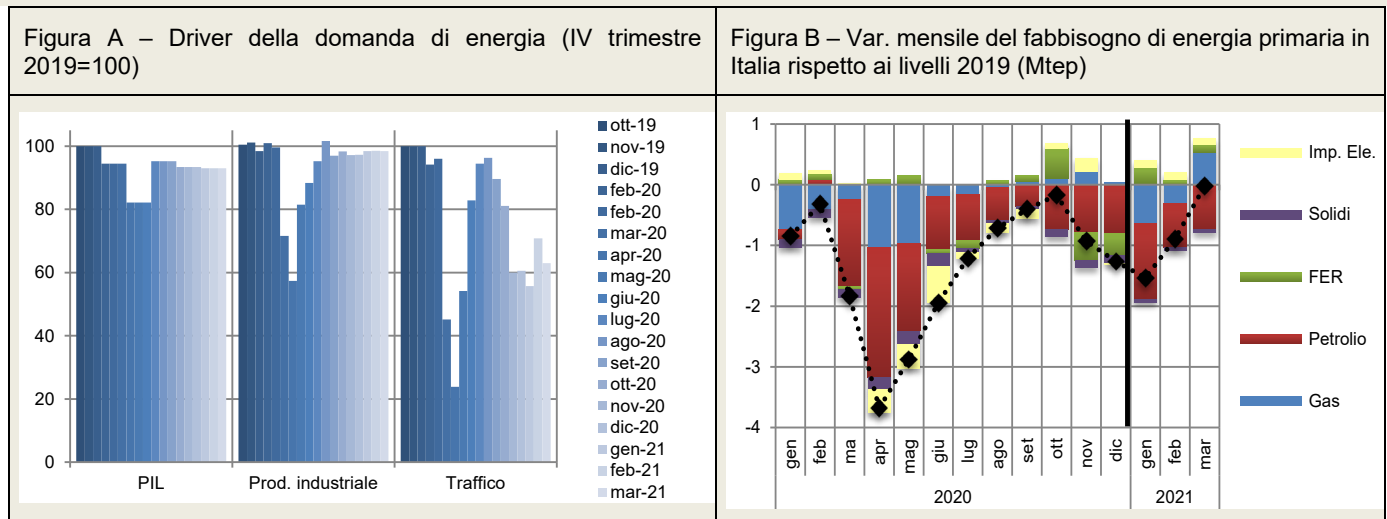
Dimensioni dell'impatto della pandemia sui principali driver dei consumi di energia

Nel corso dei mesi iniziali del 2021 l'indice di produzione industriale risulta in ripresa di circa l'8% tendenziale (dati destagionalizzati), principalmente per la ripresa di marzo (+37% rispetto al marzo 2020, il primo dello scorso anno a risentire degli effetti della crisi), ma comunque inferiori rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, di circa il 4% (variazione peraltro uniforme tra gennaio e marzo). Secondo le stime del Centro Studi Confindustria (Indagine Rapida del CSC sulla produzione industriale del 4/5/2021), ad aprile 2021 ci sarebbe stato un lieve arretramento della produzione industriale rispetto ai livelli di marzo (-0,4%, dati destagionalizzati e corretti per giorni lavorativi), pur configurando una decisa ripresa in termini tendenziali (+75% su aprile 2020).

Come emerge dalla Figura A, nell'insieme del I trimestre del nuovo anno il risultato dell'industria risulterebbe inoltre complessivamente inferiore di circa l'1,5% rispetto ai livelli del IV trimestre 2019, ultimo non condizionato dalla crisi, in attenuazione quindi rispetto al -2,4% del precedente trimestre. Dalla figura emerge anche 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 (-44%), le riduzioni erano poi andate progressivamente attenuandosi fino a variazioni marginali ad agosto, per poi riprendere a causa della seconda ondata pandemica nei mesi autunnali, di oltre il 3% tra settembre e novembre, dell'1% a dicembre.

Riguardo al PIL, dopo il crollo del II trimestre 2020 (-18% rispetto allo stesso trimestre del 2019, dati grezzi), le riduzioni tendenziali si sono poi attenuate nella seconda metà dell'anno (-5% e -6% rispettivamente nel III e IV trimestre 2020). La stima preliminare dell'ISTAT indica per il I trimestre 2021 ancora un calo tendenziale, sebbene in attenuazione (-1,4%), che porta il PIL comunque ben al di sotto dei livelli dell'ultimo trimestre 2019 (di circa il 7%, Figura A).

Infine gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS, dopo i decisi cali dello scorso anno (in primis per i crolli di aprile e maggio, traffico più che dimezzato rispetto ai livelli dell'anno precedente) indicano per i primi mesi del nuovo anno una progressiva ripresa dei volumi di traffico: riduzioni ancora importanti a gennaio (-30% rispetto al gennaio 2020), in attenuazione a febbraio (-18%), in decisa ripresa a marzo, +40% rispetto al marzo 2020 (quando era diminuito del 55% rispetto al marzo 2019). Complessivamente nel I trimestre del 2021 i volumi di traffico resterebbero tuttavia ancora decisamente inferiori rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019 (Figura A). Continua inoltre ad essere molto decisa la contrazione del traffico aereo. Anche per aprile 2021 i dati ANAS confermano livelli di traffico veicolare complessivamente in ripresa rispetto ai livelli minimi dell'aprile 2020 (+180%, +70% per i soli veicoli pesanti), quando si erano più che dimezzati rispetto ai volumi del 2019.



Il calo della domanda di energia per la seconda ondata pandemica nei mesi autunnali dello scorso anno si è progressivamente attenuato nel corso dei primi mesi del 2021

Secondo le stime ENEA nei primi tre mesi del 2021 i consumi di energia primaria sarebbero cresciuti, rispetto allo stesso periodo 2020, di circa l'1,5%: alle riduzioni di gennaio e febbraio (-4% medio) ha fatto seguito una ripresa nel mese di marzo, +15% rispetto al marzo 2020, il primo dello scorso anno a risentire degli effetti della pandemia. Come emerge dalla FIGURA B, rispetto allo stesso periodo del 2019 la domanda di energia a inizio 2021 risulterebbe tuttavia ancora in riduzione, di circa il 5%. A gennaio si stima infatti un calo di circa 1,5 Mtep rispetto all'analogo mese 2019 (-9%): in decisa riduzione sia i consumi di petrolio (-1,2 Mtep, per i volumi di traffico stradale ed aereo inferiori rispetto ai livelli pre covid), che di gas naturale (-0,6 Mtep), per i cali sia nella termoelettrica (-10%) che negli usi industriali (-8%) e reti di distribuzione (-5%, dato coerente anche con le temperature a gennaio 2021 mediamente più elevate dell'omologo mese 2019). La variazione negativa si è poi ridimensionata a febbraio, quasi 1 Mtep in meno rispetto al febbraio 2019 (-6%): le riduzioni dei consumi di petrolio si sono attenuate (-0,7 Mtep), in modo coerente con la parziale ripresa del traffico stradale (specie quello pesante) ed 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 diventata poi marginale: al perdurare del calo di petrolio (-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 temperature decisamente più rigide rispetto al marzo 2019). Secondo stime preliminari basate su dati parziali, nel corso del mese di aprile la domanda di energia primaria risulterebbe superiore di circa un terzo rispetto ai livelli minimi dello stesso mese del 2020, largamente interessato dal lockdown. Tuttavia, rispetto ai livelli pre covid ad aprire 2021 i consumi risulterebbero ancora inferiori, seppur in maniera lieve (-2% circa rispetto ad aprile 2019): al perdurare della riduzione dei consumi di petrolio (-0,7 Mtep), si è in parte contrapposto l'incremento della domanda di gas (+0,5 Mtep), principalmente per il fattore clima (+22% sulle reti di distribuzione, in linea con le temperature più miti del corrispondente mese 2019), ma anche per la crescente

richiesta nella generazione termoelettrica (+6%) e negli usi industriali (+3%); marginale invece la variazione delle FER, diversamente da quanto rilevato nei precedenti tre mesi (+0,5 Mtep rispetto a gennaio-marzo 2019, +8%).

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 (-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 (-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 -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, -10%), un dato sostanzialmente coerente con la riduzione del gennaio 2021. Dalla Figura A emerge come l'impatto sulla riduzione dei consumi di energia sia stato più marcato nei mesi della prima ondata pandemica (-12 Mtep tendenziale tra marzo e settembre 2020) rispetto a quanto stimato per la seconda ondata (-5 Mtep tra ottobre 2020 e marzo 2021, rispetto agli stessi mesi del 2019). Si nota infine il perdurare del calo dei consumi di petrolio nei trasporti, particolarmente acuto nei mesi più colpiti dalle ondate pandemiche, ma riscontrabile anche nei mesi estivi o comunque meno "critici", sia per il crollo del traffico aereo che stradale per le limitazioni agli spostamenti e la promozione di forme di lavoro a distanza (fenomeni riscontrati durante l'intero orizzonte di analisi).

L'inizio 2021 conferma il trend negativo dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti, solo in parziale recupero rispetto al crollo del bimestre aprile-maggio dello scorso anno

Nel corso dei primi tre mesi del 2021 i consumi petroliferi sono diminuiti, rispetto allo stesso periodo del 2019, di circa 2,7 Mtep (-19%). Dalla Figura B emerge come dopo una riduzione più decisa a gennaio (-25%, -1,2 Mtep rispetto al gennaio 2019), si siano registrati cali meno sostenuti a febbraio e marzo (-16% circa). Secondo gli ultimi dati MiSE, ad aprile le vendite di prodotti petroliferi avrebbero fatto registrare un notevole balzo in termini tendenziali (+48%, per i livelli minimi di consumo di aprile 2020), risultando tuttavia ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid (-15% su aprile 2019), un dato sostanzialmente coerente con il risultato del precedente bimestre. Sul risultato di aprile ha inciso sia il perdurare della crisi del trasporto aereo (-70% su aprile 2019), che le minori vendite di combustibili per autotrazione, complessivamente in calo del 15% rispetto ad aprile 2019, seppur in lieve attenuazione rispetto ai cali dei precedenti mesi (si veda oltre).

Anche nel corso dello scorso anno i consumi petroliferi avevano fatto segnare le riduzioni tendenziali più marcate: -17% rispetto al 2019 (-10 Mtep), un dato anche più negativo se si considera solo il periodo marzo-dicembre (-20%). Nonostante le misure per il contenimento della pandemia fossero state adottate a mese in corso, già nel marzo 2020 si erano registrati importanti cali (-33% rispetto al marzo 2019), proseguiti in modo più marcato ad aprile (-45%), largamente interessato dal lockdown. Con il progressivo allentamento delle limitazioni agli spostamenti e alle attività produttive a maggio la riduzione si era quindi ridimensionata (-29%) ed il trend di attenuazione aveva quindi proseguito a giugno (-18%) e ancor più nei mesi estivi, arrivando a settembre a -7%. A partire dal mese di ottobre, in concomitanza con le nuove limitazioni agli spostamenti per la nuova ondata pandemica, le riduzioni erano tornate a crescere, arrivando a fine anno a circa il 17% in meno rispetto ai livelli di un anno prima.

In termini di prodotti, nei primi tre mesi del 2021 i principali carburanti per autotrazione (gasolio motori e benzina) sono complessivamente diminuiti del 18% rispetto allo stesso periodo del 2019, con cali delle vendite di benzina del 22%, più marcate di quelle del gasolio (-16%), risultati complessivamente coerenti con la riduzione dei volumi di traffico. Secondo i dati ANAS, il traffico veicolare sulla rete stradale e autostradale di propria competenza, calcolato tramite l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR), ha fatto segnare variazioni tendenziali ancora importanti a gennaio (-30% rispetto al gennaio 2020), in attenuazione a febbraio (-18%), in decisa ripresa a marzo, +40% rispetto al marzo 2020 (quando era diminuito del 55% rispetto al marzo 2019). Per il solo traffico veicolare pesante i dati ANAS indicano riduzioni meno sostenute a gennaio (-11%) e marginali a febbraio (-2%), in decisa ripresa a marzo, +34% rispetto al marzo 2020 (quando era diminuito del 25% rispetto al marzo 2019). Anche per aprile 2021 i dati ANAS confermano livelli di traffico veicolare complessivamente in ripresa rispetto ai livelli minimi dell'aprile 2020 (+180%, +70% per i soli veicoli pesanti), quando si erano più che dimezzati rispetto ai volumi del 2019.

Anche nel corso dello scorso anno i principali carburanti per autotrazione erano complessivamente diminuiti del 18% rispetto al 2019, con cali delle vendite di benzina del 21%, più marcate di quelle del gasolio (-17%), anche allora risultati coerenti con la riduzione dei volumi di traffico.

In termini relativi sono i consumi di carboturbo a far segnare il calo tendenziale più marcato, oltre 3 Mtep nel corso dello scorso anno. Tra marzo e dicembre del 2020 si sono infatti registrati cali tendenziali superiori al 70%: dopo il crollo dei mesi primaverili (-80% in media), anche nei mesi estivi ed autunnali si rilevano riduzioni importanti, oltre il 66% in meno rispetto ai livelli del 2019. La riduzione è poi proseguita anche nei primi tre mesi del 2021, oltre i 2/3 in meno rispetto allo stesso periodo del 2019 (-0,7 Mtep).

Anche a inizio 2021 in riduzione la domanda di gas per l'industria e la generazione elettrica (-4% rispetto ai primi tre mesi 2019), in parte compensa dall'incremento di consumi sulle reti di distribuzione per fattori di natura climatica

Nel corso del 2020 i consumi di gas destinati alle reti, industria e produzione termoelettrica sono diminuiti del 4% rispetto al 2019. Tale risultato era maturato in larghissima parte nel corso del bimestre aprile-maggio (-24% tendenziale), mentre a marzo, giugno e luglio si registravano riduzioni inferiori al 5% (rispetto agli stessi mesi del 2019). A partire da agosto la domanda di gas era poi stata anche superiore rispetto a quella del 2019, del 3% nel periodo agosto-novembre, addirittura del 10% a dicembre. Sull'aumento tendenziale della domanda di gas nei mesi estivi del 2020 aveva inciso la ripresa delle attività produttive, su quella dei mesi autunnali erano stati determinanti anche il fattore clima ed il calo della produzione elettrica da FER. Nel corso del primo bimestre del 2021 la domanda di gas è poi tornata a diminuire (rispetto allo stesso periodo del 2019), complessivamente di 1 Mtep (-6%), mentre a marzo si è registrato un deciso incremento (+9%). Sui cali di gennaio e febbraio hanno inciso sia i livelli di produzione industriale (inferiori rispetto a quelli pre covid), sia il risultato della termoelettrica che il fattore clima; sulla ripresa di marzo la componente climatica è stata predominante. Per aprile i dati SNAM indicano una decisa ripresa della domanda di gas rispetto ai livelli minimi dello scorso aprile 2020 (+48%), e superiori anche della richiesta di aprile 2019 (+12%). Gran parte di tale ripresa è imputabile alla maggiore richiesta di gas su reti di distribuzione, in aumento del 22% rispetto ad aprile 2019 (per fattore clima), ma anche per gli usi termoelettrici (+6%) e industriali (+3%).

Nei primi tre mesi del 2021 la domanda di gas per **usi termoelettrici** è stata pari a circa 6,4 miliardi di SM³, -5% rispetto allo stesso periodo del 2019, una riduzione coerente con la variazione della produzione nazionale, ma più sostenuta rispetto a quella della domanda elettrica sulla rete (-2%), dal momento che sono in aumento le importazioni (+15%). Dopo il deciso calo di gennaio (-10%

rispetto al gennaio 2019), la riduzione si è prima attenuata a febbraio (-3%), per far segnare una variazione positiva a marzo (+1,5% sul marzo 2019), un andamento che risulta coerente con quello della domanda elettrica (-5% a gennaio, +0,6% a marzo). Anche l'incremento della produzione da FER, particolarmente sostenuta a gennaio (+15%) ha influito sui consumi di gas destinati alla generazione elettrica (in particolare sul calo di gennaio).

La domanda di gas per usi termoelettrici era diminuita anche nel 2020, di circa il 5% rispetto al 2019, sostanzialmente in linea con la riduzione della domanda elettrica sulla rete. Gran parte di tale risultato era maturato nel trimestre marzo-maggio (-25% ad aprile, -20% a marzo e a maggio), mentre nei successivi mesi di giugno e luglio il calo tendenziale era proseguito a ritmi inferiori, arrivando a variazioni marginalmente positive ad agosto, più decise a settembre (+3% in media). Tale trend era poi proseguito nei mesi autunnali: il deciso calo di ottobre (-20%) veniva più che compensato dalle variazioni positive di novembre e dicembre (+11% e +23%). A fronte di una domanda elettrica sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente, il risultato degli ultimi mesi del 2020 era da ricercare nella produzione elettrica da FER, in decisa crescita tendenziale ad ottobre, in netto calo a novembre e dicembre.

Nei primi tre mesi del 2021 anche i consumi di gas per **usi industriali** si sono ridotti del 4% rispetto allo stesso periodo del 2019. In linea con la progressiva ripresa dell'attività produttiva, la minore domanda di gas registrata a gennaio (-8% rispetto al gennaio 2019) si è attenuata nel successivo bimestre, arrivando a marzo appena all'1% in meno rispetto ai livelli pre covid.

Anche nel corso dello scorso anno i consumi di gas per usi industriali erano diminuiti, del 6% rispetto al 2019, quasi esclusivamente per le riduzioni di marzo (-18%), aprile (-30%) e maggio (-15%). Con la progressiva ripresa delle attività produttive nei mesi estivi, le variazioni tendenziali si erano progressivamente attenuate fino ad agosto, per arrivare in territorio positivo a settembre (+3% tendenziale), proseguendo anche nei mesi autunnali su tale tendenza (in media +3% rispetto ai livelli 2019).

I consumi di gas naturale sulle **reti di distribuzione** nei primi tre mesi del 2021 risultano invece complessivamente sugli stessi livelli del periodo gennaio-marzo 2019 (+0,1%): le riduzioni di gennaio e febbraio (-5% in media), sono state compensate dalla ripresa del mese di marzo, durante il quale si registra un deciso incremento (+17% sul marzo 2019), variazioni coerenti con le temperature. Nel corso del 2020 i consumi di gas naturale sulle reti di distribuzione erano invece diminuiti rispetto al 2019 (-3%): le temperature particolarmente miti della prima parte dell'anno avevano infatti portato a riduzioni tendenziali del 10% nei primi tre mesi, di oltre il 25% ad aprile e maggio. Tali cali venivano in parte ridimensionati dal risultato degli ultimi mesi, durante i quali la domanda di gas era invece cresciuta di circa 1000 Mni di SM³ rispetto allo stesso periodo 2019, in particolare ad ottobre (+40%) e dicembre (+7%), per le temperature decisamente più rigide.

Consumi elettrici in ripresa nei primi mesi del nuovo anno, trainati dalla ripresa dell'industria, ma ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid

Nei primi tre mesi del 2021 la domanda di elettricità sulla rete è stata complessivamente pari a 78,6 TWh, in ripresa rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+2%), ma ancora inferiore rispetto ai livelli del I trimestre pre covid (-2%). Se a gennaio si registra un calo di quasi il 5% rispetto allo stesso mese del 2019, la riduzione si è prima dimezzata a febbraio, per passare a variazioni marginalmente positive a marzo (+0,6% sul marzo 2019). Sulla ripresa dei consumi di febbraio e soprattutto di marzo ha inciso il risultato positivo dell'industria italiana: rispetto ai livelli di consumo dei primi tre mesi dello scorso anno, Terna stima infatti una crescita a doppia cifra dell'indice IMCEI per il periodo gennaio-marzo 2021, particolarmente marcata a marzo.

Secondo elaborazioni su dati Terna, nel mese di aprile dell'anno in corso la domanda di energia elettrica sulla rete risulterebbe in netta crescita tendenziale (+22%); anche rispetto ai livelli di consumo pre covid, si stima un incremento, seppur marginale (+0,4% su aprile 2019), dato coerente con il risultato di marzo (+0,6% rispetto al marzo 2019).

Nel corso del 2020 la domanda di elettricità sulla rete era diminuita rispetto al 2019 di oltre il 5%: dopo il risultato di marzo (-10% tendenziale), le riduzioni si erano accentuate ad aprile (-17% tendenziale). Dopo il bimestre maggio-giugno di variazione media superiore al 10%, a partire da luglio la riduzione tendenziale è andata progressivamente attenuandosi per arrivare a settembre sugli stessi livelli del 2019. Ad ottobre e novembre la domanda sulla rete era poi tornata in territorio negativo, seppur con cali marginali (-1% in media rispetto allo stesso periodo 2019), mentre a dicembre si registrava la prima variazione tendenziale positiva dopo dieci mesi (+1%), sia per il risultato positivo dell'industria italiana, sia probabilmente per il fattore clima, date le temperature più rigide del dicembre 2019.

3.2. Consumi finali di energia

Ad inizio 2021 consumi finali di energia in lieve ripresa tendenziale: l'aumento di gas ed elettricità solo in parte compensato dal calo dei prodotti petroliferi nei trasporti

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia per il I trimestre 2021 sarebbero in lieve ripresa rispetto ai livelli del corrispondente trimestre del 2020, di circa l'1,5%, Figura 3-7 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili), un dato in linea con quello del fabbisogno di energia primaria.

Rispetto ai livelli pre covid (I trimestre 2019), la domanda di energia proveniente dai settori di impiego finale ad inizio 2021 risulta tuttavia ancora decisamente inferiore (-6%).

Il risultato di inizio 2021 avviene dopo la decisa riduzione dei consumi dello scorso anno (-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 nei trasporti.

Anche ad inizio 2021 la domanda di prodotti petroliferi è in riduzione rispetto allo stesso periodo dello scorso anno di circa 0,7 Mtep (-6%, Figura 3-7): la minore domanda di prodotti petroliferi nel trasporto aereo e stradale (-9%, si veda oltre) è stata in parte ridimensionata dall'aumento degli usi non energetici.

In ripresa invece i consumi di gas naturale per usi diretti, circa 0,8 Mtep in più rispetto al I trimestre 2020 (+6%), sia per la ripresa delle attività produttive che per fattori di natura climatica (si veda oltre), dopo la contrazione dello scorso anno (-3-4%). Se confrontati con i livelli pre covid (I trimestre 2019), i consumi di gas a inizio 2021 risultano in ogni caso ancora inferiori, sebbene in modo marginale (meno del 2%).

Allo stesso modo in crescita tendenziale anche la domanda elettrica, di circa 0,13 Mtep tendenziale (+2,2%), per la ripresa dei consumi del mese di marzo (si veda box consumi mensili), dopo il -5% del 2020.

In termini di contributi settoriali (Figura 3-8), a inizio 2021 la minore domanda di energia nei trasporti (-0,7 Mtep tendenziale) è stata più che compensata dai maggiori consumi nei settori industriale e civile oltre che negli usi non energetici, complessivamente in aumento di oltre 1 Mtep rispetto al I trimestre 2020.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-7), dopo il trend di costanti riduzioni iniziato già da prima della crisi economica del 2008 fino al minimo del 2014 (di circa 1/5 rispetto al 2005), i consumi finali di energia nel successivo quadriennio 2015-2018 erano tornati su di un trend di moderata crescita, spinti anche dalla ripresa dell'attività economica, restando in ogni caso ancora notevolmente al di sotto dei livelli pre-crisi. Dalla Figura emerge come la pandemia abbia portato la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale ben al di sotto anche dei livelli minimi del 2014: nonostante la lieve ripresa di inizio 2021, il divario su base annua (I trimestre 2020 - I trimestre 2021) è pari a circa 6 Mtep.

Consumi elettrici in ripresa (+2,2% tendenziale), ma ancora inferiori rispetto ai livelli pre covid

Nel corso del I trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica sulla rete è cresciuta del 2,2% rispetto allo stesso periodo del 2020 (+1,7 TWh): i cali dei primi due mesi (-2% in media la variazione tendenziale) sono stati più che compensati dalla ripresa dei consumi di marzo, +12% rispetto al marzo 2020, primo mese dello scorso anno ad essere fortemente influenzato dalle restrizioni anti covid.

Il risultato di inizio 2021 fa quindi segnare una variazione di segno positivo dopo cinque variazioni negative (Figura 3-9): dopo il calo di fine 2019 (-1,5% tendenziale), nel corso del 2020 la domanda elettrica sulla rete è infatti 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 (-14% tendenziale), a cui avevano fatto seguito riduzioni progressivamente minori (-2,5% e -0,4% rispettivamente nel III e IV trimestre 2020).

Rispetto ai livelli pre covid (I trimestre 2019) la domanda di elettricità sulla rete ad inizio 2021 risulta tuttavia ancora inferiore (-2%).

La ripresa della domanda di energia elettrica nei primi mesi del 2021 è da ricercare principalmente nella ripartenza delle attività produttive: l'indice della produzione industriale è stimato infatti complessivamente in aumento tendenziale dell'8% (per il marzo 2021, si veda par. 2.1). Anche secondo le elaborazioni Terna dell'IMCEI, i consumi elettrici del comparto industriale avrebbero fatto registrare una ripresa a doppia cifra, dopo il calo dello scorso anno (-7% sul 2019). Secondo le elaborazioni Terna (Rapporto mensile 3/2021), le temperature mediamente più rigide ed il calendario avrebbero inoltre ridimensionato la ripresa della domanda osservata nel I trimestre, che rettificata sarebbe stata del 3,4% tendenziale.

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 successivamente rallentato nel 2018 (+0,4%) e nel 2019 (-0,6% sul 2018). Nonostante la lieve ripresa di inizio 2021, per il deciso calo del 2020 la domanda di elettricità sulla rete negli ultimi 12 mesi risulta anche inferiore rispetto ai livelli dei minimi del 2014 (-2%).

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

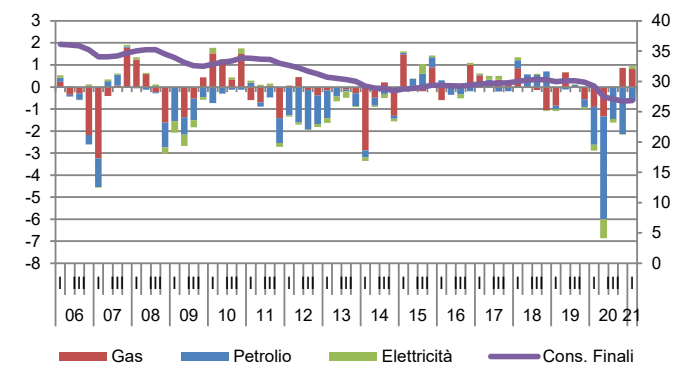
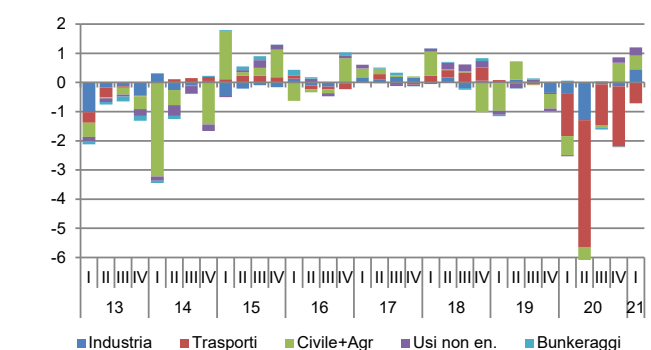


Figura 3-8 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Frena l'aumento dell'elettrificazione osservato nel 2020

Come detto, nella prima parte dell'anno in corso si è registrato un incremento dei consumi elettrici (+2% tendenziale) sostanzialmente coerente con quello degli altri consumi finali: l'elettrificazione del sistema elettrico nazionale risulta pertanto ferma ai livelli del I trimestre dello scorso anno (pari a circa il 19%). 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 (-5%) era avvenuto a fronte di una riduzione dei consumi energetici quasi doppia.

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.

L'incremento dell'elettrificazione del sistema, osservata in particolare nel corso del 2020, rappresenta pertanto un punto di "potenziale discontinuità" rispetto agli anni passati: le misure di contrasto alla pandemia hanno infatti determinato un crollo dei volumi di traffico veicolare, in parte anche attraverso la diffusa adozione di forme di lavoro a distanza, che ha portato ad un deciso calo dei consumi di petrolio.

Prosegue il calo dei consumi dei trasporti (-9% tendenziale), dopo il crollo dello scorso anno

Nel I trimestre 2021 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati pari a circa 7 Mtep, ancora in calo rispetto allo stesso periodo del 2020 (-9%). Il calo tendenziale di gennaio e febbraio 2021 è stato solo in parte compensato dalla ripresa di marzo (si veda box consumi mensili). Nell'insieme i primi mesi del 2021 fanno quindi segnare un ulteriore calo rispetto allo stesso periodo pre covid (-24% sul I trimestre 2019), più marcato del -16% tendenziale dello scorso anno, quando solo il mese di marzo fu interessato da restrizioni alla mobilità (sebbene severe). Anche nei mesi iniziali del nuovo anno il settore dei trasporti risulta quindi quello più colpito dalle restrizioni legate al contenimento della pandemia, dopo la decisa riduzione dei consumi dello scorso anno (-24%).

In termini di combustibili, nei primi tre mesi dell'anno in corso si registra ancora un deciso calo tendenziale dei consumi di carboturbo (-66%), in linea con quanto osservato nel 2020, quando i consumi diminuirono complessivamente di oltre 3 Mtep rispetto al 2019. I risultati del 2020 e inizio 2021 interrompono dunque il lungo periodo di variazioni positive: +7% m.a. nel triennio '16-'18, +4% nel 2019 (Figura 3-11).

In riferimento al trasporto stradale, dopo il risultato decisamente negativo dello scorso anno (-18% sul 2019), i consumi sono stimati ancora in calo di oltre il 3% tendenziale anche nei primi mesi del 2021. Il calo dei consumi per il trasporto stradale è inoltre coerente con la riduzione del traffico veicolare; secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Relativa (IMR) si è infatti complessivamente ridotto nel corso del trimestre in esame: 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%). La riduzione del traffico veicolare di inizio 2021 avviene a valle del crollo dello scorso anno, -25% rispetto al 2019 (picchi del 55% a marzo, del 75% ad aprile), con riduzioni meno marcate per i veicoli pesanti (-10%). Per i soli carburanti per autotrazione, le vendite di gasolio motori, dopo il calo del 2020 (-17%), nei primi tre mesi del 2021 mostrano riduzioni meno sostenute (-1,3%), in linea con la parziale ripresa del traffico veicolare pesante. L'IMR dell'ANAS per i soli veicoli pesanti indica un calo tendenziale dell'11% a gennaio, marginale a febbraio, in decisa ripresa a marzo (+34%). Decisamente più sostenuto il calo delle vendite di benzina, nel I trimestre 2021 -6% tendenziale; anche nel 2020 il traffico

leggero si era ridotto di oltre il doppio rispetto a quello pesante, e i cali della benzina erano stati superiori al 21% rispetto al 2019. In calo tendenziale anche il GPL autotrazione, -17% nel I trimestre (-22% nel 2020).

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

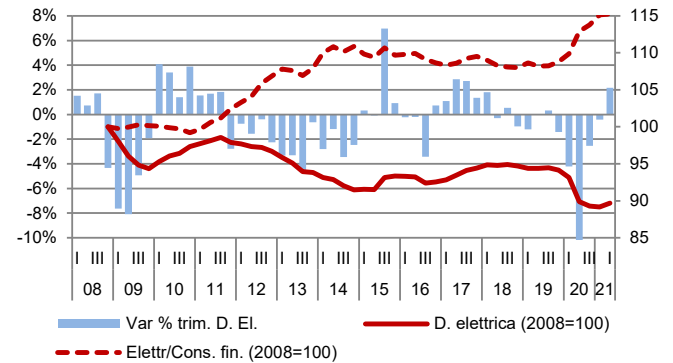


Figura 3-10 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

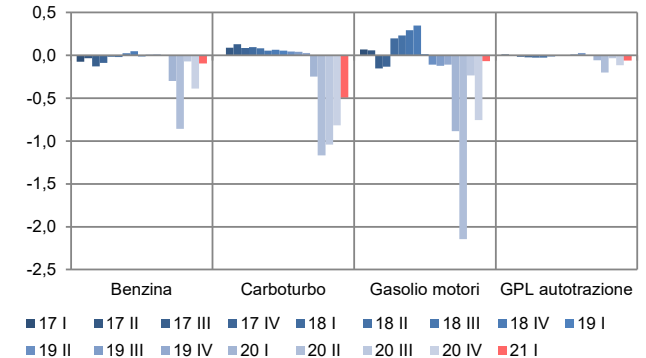


Figura 3-11 - Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata (var. % tendenziali)

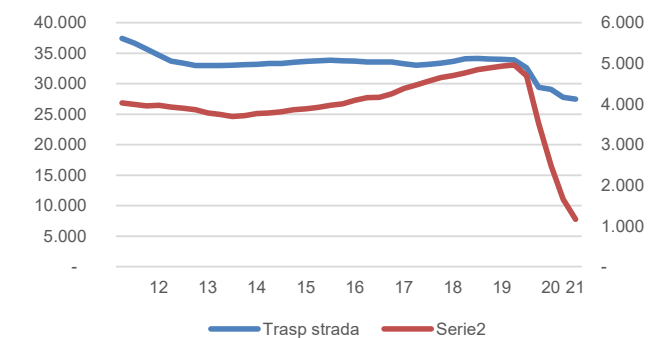
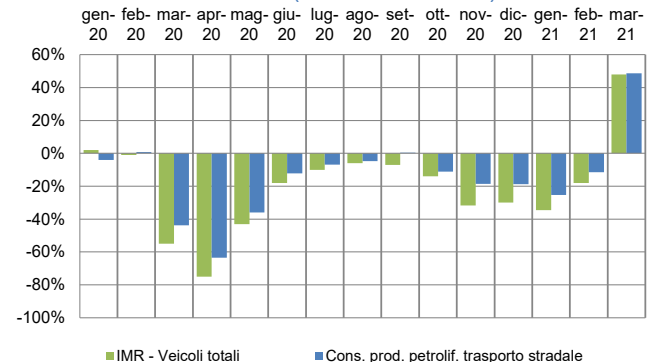


Figura 3-12 - Consumi energetici per trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata (var. % tendenziali)



Consumi del civile in ripresa, incide il clima più rigido

Nei mesi iniziali dell'anno in corso i consumi di energia del settore civile sono stimati in ripresa rispetto allo stesso periodo del 2020, di circa il 3%. Tale risultato è da ricercare nella maggiore domanda di gas naturale (+6% tendenziale, 850 mila Smc in più): decisi incrementi sono stati registrati in tutti e tre i mesi durante i quali la temperatura è risultata più rigida rispetto al più mite 2020 (si veda par. 2.2). I consumi elettrici del settore sono invece stimati in lieve calo: nonostante la domanda sulla rete sia complessivamente cresciuta rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+2%), secondo le stime TERNA i consumi elettrici nel comparto industriale sarebbero aumentati ad un ritmo superiore al 10%. Su tale risultato incide probabilmente il risultato dei Servizi, che hanno fornito un impulso negativo.

Il dato del I trimestre 2021 segue il calo del 2020, che aveva mostrato tuttavia riduzioni tendenziali decisamente più contenute 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 nel trimestre risulta inoltre in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un netto impulso all'aumento dei consumi: oltre al fattore clima (HDD +3%), sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi del settore agiscono anche i prezzi dell'energia (in lieve riduzione), solo in parte ridimensionati dal calo dei servizi. Anche nel corso del 2020 l'andamento dei consumi era risultato complessivamente coerente con l'evoluzione dell'indice sintetico delle variabili guida: oltre al fattore climatico (-3%), un ruolo decisivo lo aveva avuto anche la forte riduzione del valore aggiunto del settore dei servizi (-8%), bilanciate solo in misura marginale dal calo dei prezzi.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3-14), nei primi anni del decennio i consumi di energia si erano ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore (escludendo le FER termiche), mentre successivamente driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente parallela.

Consumi dell'industria in ripresa con la produzione industriale

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso dei primi tre mesi del 2021 sono stimati complessivamente in ripresa rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno, di oltre il 5%. Dopo un bimestre di moderata riduzione tendenziale, nel mese di marzo si stima infatti una ripresa dei consumi decisa, rispetto al marzo 2020, il primo dello scorso anno ad essere interessato dalle limitazioni alle attività produttive. Rispetto ai livelli pre covid, la stima dei consumi settoriali nei primi tre mesi dell'anno in corso è ancora nettamente inferiore, sebbene in recupero rispetto al -10% tendenziale del I trimestre del 2020. La ripresa dei consumi di inizio 2021 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'8-9% rispetto al 2019 (con picchi del 17% nel II trimestre).

Secondo le stime Terna basate sull'indice settimanale IMCEI¹ i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione dopo il calo dello scorso anno (-7%), sono in aumento nel I trimestre 2021 di circa l'11% tendenziale, per la decisa ripresa del mese di marzo (+38%). Anche la domanda di gas mostra una variazione tendenziale complessivamente positiva nel trimestre in esame (+4% dati SNAM), per il risultato di marzo (+20%) che ha più che compensato le riduzioni del primo bimestre.

In calo invece la domanda di prodotti petroliferi, principalmente per i minori consumi nelle lavorazioni in raffineria, in calo di oltre i 3/4 rispetto al I trimestre 2019.

¹ L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori

In una ottica di più ampio respiro, la Figura 3-13 evidenzia come i consumi del settore, rispetto ai livelli massimi del 2004-2005, si siano ridotti a ritmi sostenuti negli anni della crisi economica del 2008/09 (-4% medio annuo) fino ai minimi del 2015; dopo il successivo triennio di lieve ripresa, trainato dalla seppur moderata ripresa dell'economia nazionale, già nel corso del 2019 i consumi settoriali erano tornati su un trend negativo, in maniera coerente con il risultato del comparto industriale (-1% l'indice di produzione industriale). Il risultato fortemente negativo del 2020 ha poi riportato i consumi settoriali ben al di sotto anche rispetto ai livelli minimi del 2015, e di oltre un terzo rispetto a quelli massimi del 2005.

Dalla figura emerge come la ripresa dei consumi settoriali nei primi mesi del 2021 avvenga in concomitanza con la ripresa della produzione industriale (+8% tendenziale, si veda par. 2.2). Nel corso dello scorso anno il calo dei consumi industriali era avvenuto a fronte del crollo della produzione industriale (-11%), in riduzione già nel corso del 2019 (-1%) dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni positive. 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; dopo un 2020 sostanzialmente coerente con l'intero comparto, la ripresa nel I trimestre 2021 è anche più decisa (+12% tendenziale).

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. Anche nel 2020 la riduzione della domanda di energia è stimata meno decisa rispetto a quella dell'indice di produzione industriale, così come nel 2021 la ripresa dei consumi più contenuta rispetto ai driver settoriali.

Figura 3-13 - Consumi energetici dell'industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

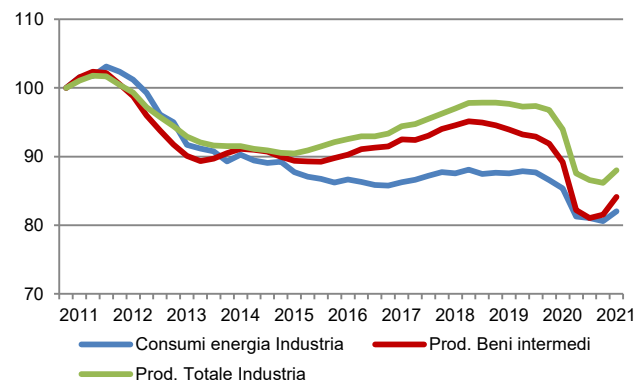
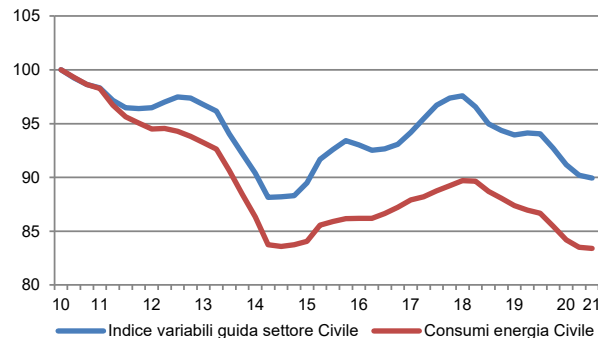


Figura 3-14 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



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

4. Decarbonizzazione

Nei primi mesi del 2021 emissioni di CO₂ sostanzialmente stabili rispetto allo stesso periodo del 2020

Dopo la decisa riduzione dello scorso anno (-12% rispetto al 2019), nel corso dei primi mesi del 2021 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono stimate sostanzialmente sui livelli dello stesso periodo dello scorso anno (Figura 4-1).

Tale risultato (un incremento marginale) si registra nonostante le fonti fossili contabilizzate per il calcolo delle emissioni siano stimate in aumento di circa l'1% tendenziale: i minori consumi di petrolio nei trasporti nel trimestre in esame sono stati infatti più che compensati principalmente dalla maggiore richiesta di gas per usi civili (meno carbon intensive del petrolio).

Rispetto ai livelli del I trimestre 2019, le emissioni nei primi tre mesi 2021 sono tuttavia ancora decisamente inferiori, -10%.

In una ottica di più ampio respiro il drastico calo del 2020 ha riportato le emissioni di CO₂ su una traiettoria nettamente discendente, dopo cinque anni di sostanziale stazionarietà, seguiti alle forti riduzioni degli della crisi del 2009.

A inizio 2021 le emissioni su base annua sono stimate dunque inferiori di circa il 12% rispetto ai minimi del 2014 (nel 2019 la riduzione era di appena l'1%), di quasi un terzo rispetto al 2010. Il crollo dei livelli di attività e degli spostamenti conseguente alle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria registrato in buona parte del 2020 impone in ogni caso di valutare con grande cautela la possibilità che le emissioni proseguano su tale trend di contrazione, come dimostra il risultato di inizio 2021 (su cui ha tuttavia inciso anche il fattore climatico, si veda oltre).

In lieve aumento le emissioni dei settori ESD, in calo marginale quelle dei settori ETS

In termini di contributi settoriali, la modesta ripresa delle emissioni nella prima parte dell'anno in corso è da ricercare nel risultato dei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora), nei quali si stima una ripresa di circa l'1% rispetto al I trimestre 2020 (Figura 4-3). L'aumento dei consumi del settore civile (principalmente per fattori di natura climatica) e la ripresa delle attività produttive hanno infatti più che compensato il calo della domanda di petrolio nei trasporti. Come emerge dalla Figura 4-3, il risultato positivo del I trimestre dell'anno in corso interrompe la serie di variazioni negative dello scorso anno, quando le emissioni settoriali erano fortemente diminuite (oltre il 10% tendenziale) principalmente per il crollo dei consumi nei trasporti 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 (-3% medio annuo). Rispetto ai livelli dello stesso periodo pre covid (2019), le emissioni settoriali a inizio 2021 risultano quindi ancora decisamente inferiori (-12%).

Nei settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, dunque industria energivora e generazione elettrica) le emissioni nel I trimestre 2021 sono invece stimate in lieve riduzione (-1% tendenziale): la ripresa delle attività produttive è stata infatti più che compensata dal calo delle emissioni per la generazione elettrica (Figura 4-3). Nel corso del 2020 le emissioni settoriali erano tuttavia diminuite ad un ritmo decisamente più sostenuto, di oltre il 10% rispetto all'anno precedente, in accentuazione rispetto al trend di riduzione quasi costante riscontrato nello scorso decennio (-3% m.a.).

In termini di settori di impiego finale dell'energia (Figura 4-4), nei primi mesi del 2021 la riduzione delle emissioni nei trasporti è stata quindi compensata dalla ripresa delle attività produttive e dalla maggiore domanda di gas per il riscaldamento degli

ambienti negli usi civili. La figura evidenzia anche come nel corso del 2020 si fossero registrate variazioni negative delle emissioni in tutti e tre i settori di impiego finale, anche se dai trasporti era arrivato il contributo prevalente (oltre la metà della riduzione complessiva annua).

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

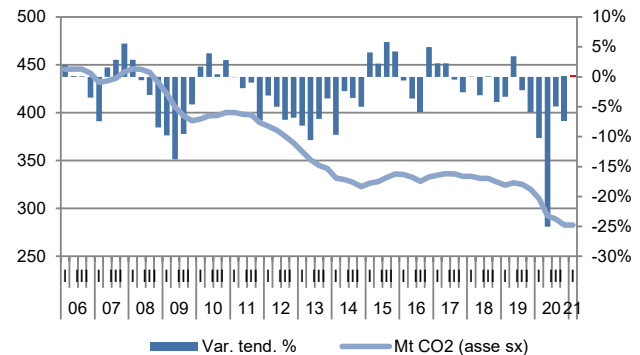


Figura 4-2 - Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

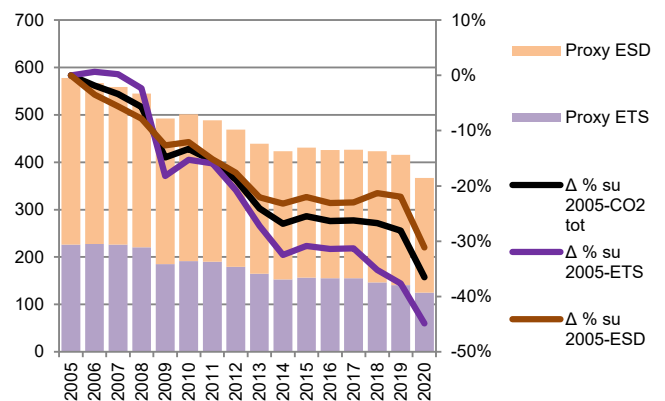
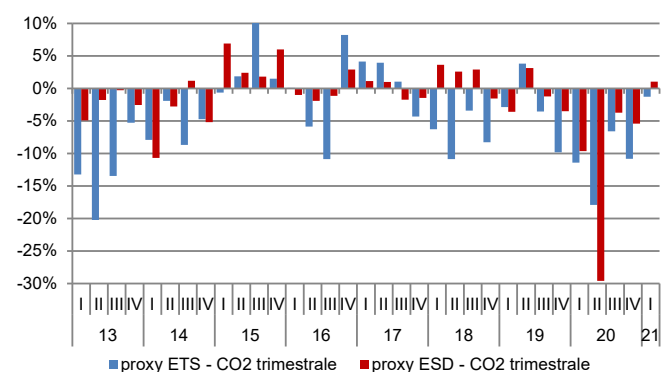


Figura 4-3 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)



Ancora in calo le emissioni di CO₂ della generazione elettrica (-3% tendenziale), in calo quota e intensità carbonica della produzione termica

Nel corso dei primi mesi del 2021 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in riduzione di oltre il 3% rispetto allo stesso periodo del 2020. Tale risultato si registra dopo la riduzione significativamente più decisa dello scorso anno, circa il 13% in meno rispetto al 2019. I primi mesi del 2021 riprendono quindi il trend di riduzione delle emissioni settoriali registrato nel corso del precedente periodo 2016-19, durante il quale erano diminuite ad un ritmo superiore al 3% medio annuo.

Per analizzare le ragioni dell'andamento delle emissioni settoriali nel trimestre in esame, in Figura 4.5 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Nei primi mesi del 2021 si rileva che la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dall'aumento della produzione nazionale è stata più che compensata da quella negativa fornita dalle altre due componenti; nel dettaglio:

- la produzione nazionale nel corso dei primi tre mesi del 2021 è cresciuta rispetto allo stesso periodo del 2020, di 1 TWh (+1,5%), data la ripresa della domanda elettrica sulla rete (+2%, si veda par. 2.2), fornendo dunque un impulso all'aumento delle emissioni del settore, stimabile in circa l'1-2%.

Nel corso dello scorso anno tale componente aveva invece fornito un deciso impulso alla riduzione delle emissioni settoriali (-4%), dato il netto calo della produzione (-11 TWh), legato alla decisa contrazione della domanda elettrica. Nel 2019 la produzione aveva invece fornito un impulso, modesto, all'aumento delle emissioni del settore, dal momento che, a fronte di una domanda elettrica sostanzialmente stabile, la produzione nazionale era cresciuta per compensare la decisa riduzione delle importazioni.

- nel trimestre in analisi la quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale ha invece fornito un impulso alla riduzione delle emissioni del settore (circa -3%), per l'aumento della generazione da FER (+6%). Anche nel corso dei quattro trimestri del 2020 tale componente aveva contribuito al calo complessivo delle emissioni settoriali, seppur in maniera meno decisa (-3% medio) rispetto alla spinta fornita dalle altre due componenti. Anche questa componente nel 2019 aveva fornito un impulso di segno opposto (seppur marginale), favorendo quindi l'aumento delle emissioni settoriali, nonostante la generazione da FER in aumento.

- Anche l'intensità carbonica della produzione termica (gCO₂ per kWh_{el} prodotto) è stimata in calo nei primi mesi del 2021, fornendo dunque un impulso alla riduzione delle emissioni del settore (-2%), seppure ad un ritmo decisamente inferiore rispetto al precedente biennio (-7% in media), durante il quale si registrava una decisa accelerazione del phase out del carbone (in lieve ripresa invece nel I trimestre 2021). Nonostante il risultato di inizio 2021, il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano, iniziato negli anni novanta con il progressivo abbandono del petrolio (diventato ai nostri giorni marginale), abbia poi proseguito anche nel corso dello scorso decennio a ritmi sostenuti, per l'ampio ricorso al gas naturale ed la progressiva diminuzione dei solidi, arrivati a rappresentare circa il 6% del mix nel 2020 (era il 15% appena 3 anni prima).

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

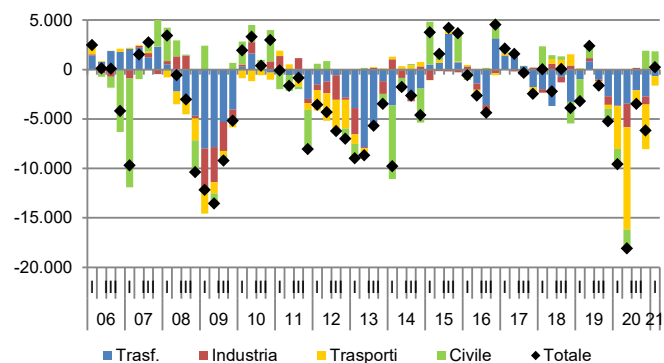


Figura 4-5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

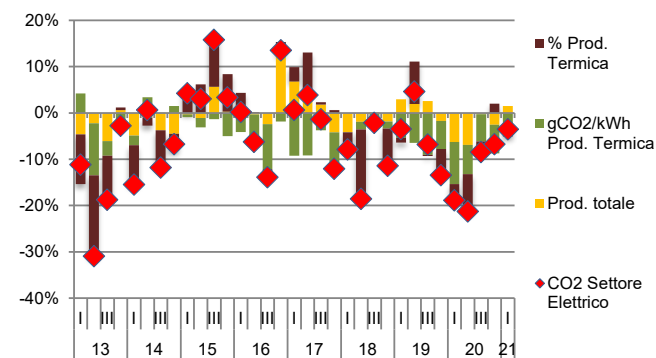


Figura 4-6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

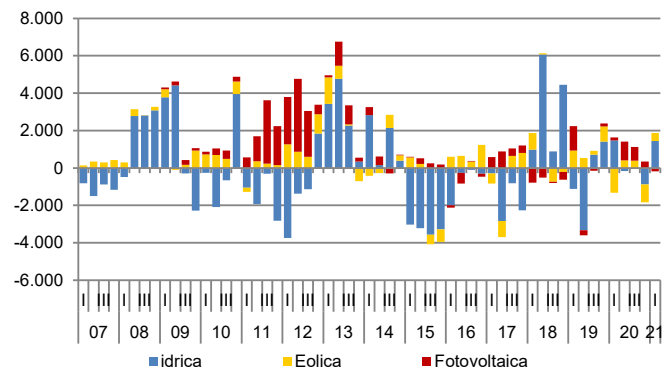
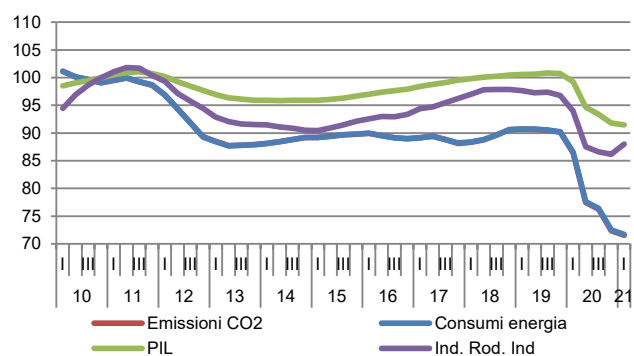


Figura 4-7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL e produzione industriale (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Ancora in riduzione le emissioni del settore dei trasporti, seppur in attenuazione rispetto al crollo del 2020

Nei primi mesi del 2021 le emissioni del settore trasporti sono stimate in calo di circa il 5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Tale risultato, sostanzialmente coerente con la riduzione dei consumi per il trasporto su strada ed aviazione nazionale, avviene dopo il forte calo del 2020 (-20% circa sul 2019). Il calo dei consumi e delle emissioni nei primi mesi del 2021 si registra inoltre a fronte di una riduzione solo modesta del PIL (-1,4% tendenziale) e della ripresa della produzione industriale (+8%), ma risulta d'altro canto sostanzialmente coerente con il perdurare della riduzione dei volumi di traffico sia stradale (specie veicoli leggeri) che aereo, seppur in attenuazione rispetto ai cali del 2020 (si vada par. 3.2).

Come emerge dalla Figura 4-7, anche nel corso dello scorso anno il calo dei consumi e delle emissioni del settore risultava essere decisamente più sostenuto rispetto a quello di PIL e produzione industriale (-10% circa rispetto al 2019), ma 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: negli anni di crisi economica, i consumi si erano ridotti in maniera più sostenuta del PIL, mentre nel successivo biennio 2016-17 la domanda di energia del settore era rimasta sostanzialmente stabile, a fronte della crescita dell'economia italiana. Se si esclude il 2018 (sul cui risultato pesano tuttavia questioni di natura statistica), anche nel 2019 consumi ed emissioni del settore erano stimati in riduzione a fronte di un aumento, seppur marginale, del PIL, ma coerenti con il calo della produzione industriale. Il 2020 ed i mesi iniziali del 2021 sembrano indicare in questo senso una accelerazione di tale disaccoppiamento, su cui incide in maniera decisiva il crollo del traffico sia stradale che aereo. L'impatto dell'emergenza sanitaria sulla mobilità stradale (passeggeri) potrebbe assumere in questo senso un carattere parzialmente strutturale - in particolare riferimento alla diffusa adozione di forme di lavoro flessibile - favorendo un allentamento del legame consumi energetici ed economia.

In parziale ripresa il mercato dell'auto (+29%), ma sempre molto al di sotto dei livelli pre covid

Elemento di preoccupazione per la decarbonizzazione del settore è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare (Figura 4-8). Nel corso del 2020 il mercato delle nuove immatricolazioni aveva infatti subito un crollo senza precedenti, per effetto delle restrizioni imposte dalle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria e più in generale dalla crisi economica che ne è derivata: appena 1,4 milioni di nuove immatricolazioni, oltre 535 mila in meno rispetto ai livelli dell'anno precedente (-28%). Nei primi tre mesi del 2021 il numero di nuove immatricolazioni è pari a 447 mila unità, un dato migliore rispetto al risultato dello stesso periodo di un anno fa (quasi 100 mila vetture in più, +29%), ma comunque decisamente inferiore rispetto ai livelli pre covid (-91 mila vetture, -17% sul I trimestre 2019).

In una ottica di più ampio respiro, dopo il lungo periodo di costanti variazioni negative negli anni della crisi economica, durante il quale le vendite annue sono passate 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 nuove immatricolazioni. Il nuovo deciso crollo dello scorso anno ha riportato il mercato dell'auto appena al di sopra rispetto ai livelli minimi del 2013.

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni, nei primi tre mesi del 2021 sono in calo le vendite di auto diesel del 6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (quasi 6700 vetture in meno). Nel 2020 la riduzione del segmento diesel era stata pari addirittura al 41% rispetto ai livelli del 2019 (-311 mila vetture), decisamente più marcata rispetto alla contrazione

dell'intero mercato (-28%). Dalla Figura 4-9 emerge come la contrazione del mercato del diesel fosse in atto già nel 2019 (-22%) e nel 2018 (-12%), seppur a ritmi meno sostenuti del 2020 e inizio 2021, a favore delle alimentazioni a benzina. Nel I trimestre 2021 si è arrestato anche l'aumento delle vendite di autovetture a benzina, -5% rispetto al I trimestre 2020 (oltre 7500 vetture in meno). 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 è registrato un deciso calo delle nuove immatricolazioni di autovetture a benzina, oltre 330 mila vetture in meno rispetto al 2019 (-39%). Sono invece in ripresa le vendite di auto a GPL e a metano (+24% circa), dopo le decise riduzioni dello scorso anno (-28% sul 2019).

Il risultato complessivamente negativo delle vetture ad alimentazione tradizionale nel 2020 e nei primi mesi del 2021 va ricercato in gran parte nella contrazione del mercato nei mesi di lockdown, ma va letto anche alla luce dell'espansione delle vendite di vetture ibride, specie per il calo delle auto a benzina. Dopo il risultato positivo dello scorso anno, durante il quale le nuove immatricolazioni ibride erano state pari a circa 222 mila vetture (più del doppio rispetto al 2019), nei primi tre mesi del 2021 le nuove auto ibride sono oltre 120 mila, 3 volte in più rispetto alle 35 mila dello stesso periodo dello scorso anno. Anche le vendite di auto elettriche (pure e plug in), quasi 30 mila vetture nel I trimestre 2021, sono più che triplicate rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (quando si fermavano a poco più di 8300 unità).

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 (favorito dalle decise contrazioni delle alimentazioni tradizionali, ma da ricercare anche negli incentivi per la mobilità sostenibile). Anche in un contesto di parziale ripresa del mercato, i dati di inizio 2021 confermano l'espansione del segmento ibrido ed elettrico, addirittura il 34% del totale.

Figura 4-8 - Nuove immatricolazioni auto in Italia

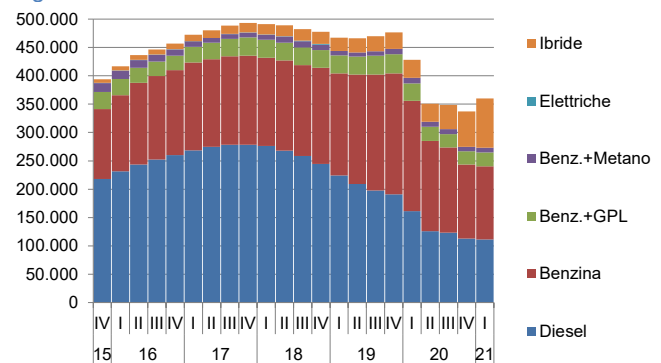
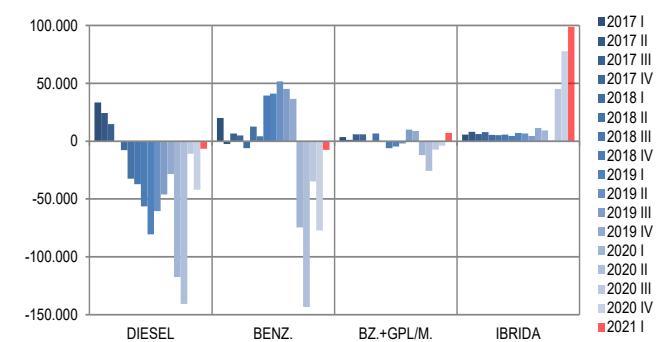


Figura 4-9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Il calo del PIL rappresenta il principale fattore nella riduzione delle emissioni negli ultimi 12 mesi

La Figura 4-10 riporta l'andamento nell'ultimo decennio delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano e delle cinque componenti utilizzate per scomporre e spiegare l'andamento delle emissioni mediante l'identità di Kaya. Nel I trimestre 2021 le emissioni di CO₂ calcolate su base annuale (come somma degli ultimi quattro trimestri) sono inferiori di circa il 27% rispetto all'inizio del 2009, mentre alla fine del 2019 erano inferiori del 18%, un valore pressoché costante da metà 2014. Dalla figura emerge anche come a incidere in modo determinante su questa brusca modifica del trend sia stata la drammatica caduta del PIL pro-capite registrata nel 2020.² Per cogliere l'impatto della pandemia sulla dinamica delle emissioni di CO₂, la Figura 4-11 mostra i risultati della scomposizione di Kaya applicata a tre archi temporali diversi. Negli ultimi tre anni precedenti alla crisi sanitaria (2016-2019) le emissioni di CO₂ si erano ridotte a un tasso medio annuo dell'1%, grazie alle riduzioni dell'intensità energetica (energia primaria/PIL) e dell'intensità carbonica dell'energia fossile (complessivamente in riduzione ad un tasso medio annuo inferiore all'1%) e della quota di energia fossile sull'energia primaria (in riduzione ad un ritmo meno sostenuto). La somma di questi contributi avrebbe portato a una riduzione delle emissioni di oltre il 2% m.a., ma la crescita del PIL (pari all'1,5% m.a.) ha ridotto il calo effettivo delle emissioni a circa l'1% m.a. (NB: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni).

Se invece si limita l'attenzione ai soli quattro trimestri del 2019, si rileva un'accelerazione del calo delle emissioni (circa il 2% sul 2018), grazie alla riduzione dell'intensità energetica del PIL e dell'intensità carbonica dell'energia fossile (entrambe ad un tasso superiore all'1%), solo parzialmente compensate dalla variazione positiva della quota di energia fossile sull'energia primaria e dalla modesta crescita del PIL.

Dalla figura emerge infine come nei quattro trimestri che vanno dal II trimestre 2020 al I trimestre 2021, si stima una riduzione delle emissioni di circa il 9%, spiegabile in gran parte col crollo del PIL pro-capite, che nei quattro trimestri in questione si è ridotto di quasi l'8% (rispetto al PIL dei 12 mesi precedenti)³. Anche la componente quota di energia fossile ha contribuito al calo delle emissioni nell'orizzonte di analisi, mostrando tassi di riduzione superiori al punto percentuale. Ha invece fornito un contributo trascurabile l'intensità energetica del PIL: la variazione del PIL nell'orizzonte di riferimento è stata simile a quella dei consumi primari (-8%).

Dinamiche di lungo periodo delle emissioni e dei loro driver

Per allargare lo sguardo all'evoluzione delle emissioni e dei suoi driver nell'ultimo decennio, in Figura 4-12 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei tre anni precedenti. Ne emerge come l'evoluzione più recente richiami in qualche modo quella registrata negli anni della lunga recessione (2011-2014), finita la quale il tasso medio annuo triennale di riduzione delle emissioni è andato attenuandosi, fino a variazioni positive nel periodo 2014-2017 e poi negli anni successivi ha oscillato intorno a valori marginalmente negativi. 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 poco meno dell'1% di fine 2019, ad oltre il 5% a fine 2020. Ad inizio 2021 il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni negli ultimi tre anni risulta pari a pari al -5,5%, spiegato per il 40% circa dal

² due elementi che 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 (2020), sono rappresentate solo in modo indiretto nella scomposizione di Kaya.

calo del PIL pro-capite, che a valle della crisi attuale negli ultimi tre anni risulta in calo medio annuo del 2%; al netto di tale contributo, la riduzione media annua delle emissioni sarebbe infatti risultata decisamente più contenuta, circa il 3% medio annuo. Un contributo decisivo (quasi il 25% 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 -1,3% annuo). Anche la riduzione dell'intensità energetica del PIL (nell'ultimo triennio in calo medio di quasi l'1% annuo, favorito dai fattori di natura climatica e dal calo dei volumi di traffico) e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (supportata dal phase-out del carbone) hanno fornito un contributo non trascurabile al calo complessivo delle emissioni.

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

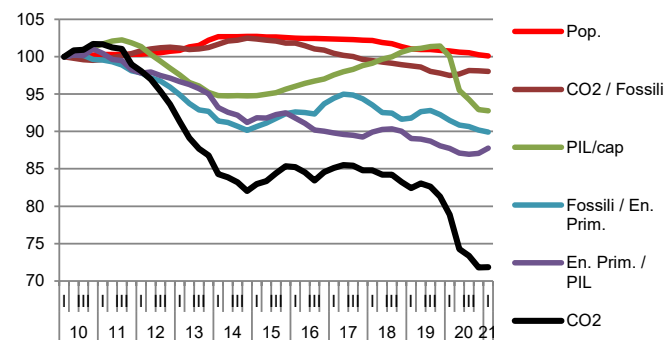


Figura 4-11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue

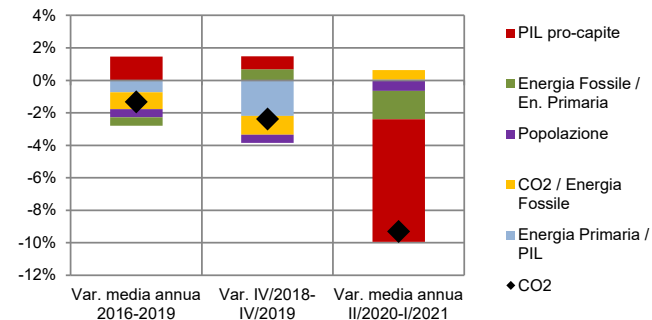
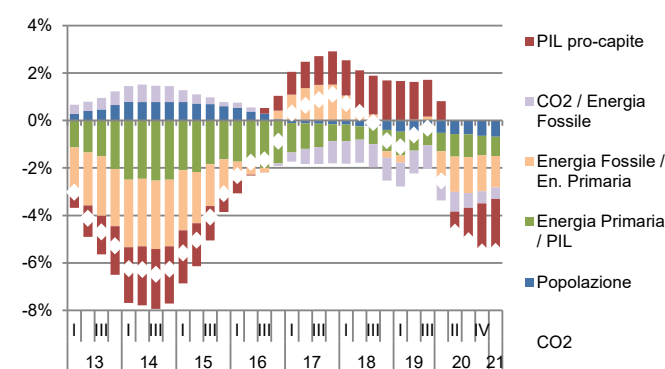


Figura 4-12 - Emissioni di CO₂ – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti



³ N.B.: ogni segmento dell'istogramma rappresenta la variazione del valore di ogni componente calcolata sul cosiddetto anno scorrevole

5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Nel 2021 attesa ripresa della quota OPEC dopo tre anni di cali

Per sostenere le quotazioni del greggio, i paesi OPEC e la Russia hanno mantenuto i tagli alla produzione anche durante l'ultimo trimestre del 2020, favorendo i paesi produttori non OPEC che hanno superato la soglia del 67% della produzione globale di greggio. La produzione OPEC, invece, è scesa al di sotto del 33%, 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. Secondo le previsioni dell'ultimo Oil Market Report dell'IEA, nel 2021 dovrebbe registrarsi un'inversione di questo trend degli ultimi anni: la quota OPEC è attesa in leggero incremento (raggiungendo il 34% della produzione globale) pur mantenendosi al di sotto dei valori medi pre-pandemia; la produzione non OPEC subirà invece una contrazione ma si attesterà comunque al 66%, valore più elevato rispetto ai valori pre-COVID.

Lato OPEC, durante l'ultima riunione ministeriale è stato mantenuto un approccio cautelativo che prevede un aumento graduale tra maggio e luglio, con la possibilità ogni mese di apportare degli aggiustamenti nella produzione in base alle condizioni di mercato, che restano molto incerte, tra previsioni di crescita sostenuta dell'economia globale nel 2021 (+6%) e difficoltà legate alla campagna vaccinale a livello globale e le nuovi varianti del virus. Date le incertezze sul ritmo di recupero della domanda mondiale di petrolio, l'Arabia Saudita ha aggiunto un taglio volontario della sua produzione giornaliera pari a 1 Mbbl/g.

Lato non-OPEC, come avvenuto negli ultimi anni sarà importante il ritmo di ripresa della produzione statunitense, che resta un fattore chiave per l'equilibrio del mercato petrolifero. Negli ultimi mesi l'attività produttiva negli Stati Uniti ha ripreso ad aumentare ma a un ritmo di crescita molto inferiore a quello che si era visto dopo la frenata del 2015-2016. Ora per fine 2021 la produzione di shale oil è prevista aumentare di solo poche centinaia di migliaia di barili/giorno rispetto alla fine del 2020, mentre è possibile una ripresa più sostenuta nel 2022, ma condizionata a un ampio numero di fattori di incertezza.

In ripresa congiunturale le importazioni di greggio italiane

Sebbene non siano stati raggiunti i valori medi pre-pandemia, nel primo trimestre 2021 è evidente un trend in rialzo nelle importazioni di greggio in Italia, segno di una ripresa economica e di una crescita della domanda petrolifera. L'effetto della crisi pandemica aveva segnato un crollo repentino dei consumi e dunque delle importazioni di greggio, pari a circa 50,4 milioni di tonnellate a fine 2020, ovvero il 20% in meno rispetto al 2019. Tra i principali fornitori di greggio per l'Italia, l'Arabia Saudita è stato l'unico paese a registrare un incremento di oltre il 33,5% nelle esportazioni. Gli altri paesi produttori, hanno subito una forte contrazione, in particolare la Libia (-55%), la Russia (-38,5%) e l'Iraq (-31%) che ha perso il suo primato di principale fornitore a vantaggio dell'Azerbaijan. Confrontando il primo trimestre del 2021 con quello del 2020, si osserva un trend di crescita per il greggio azero e per il greggio libico, mentre Iraq, Kazakhstan e Russia mantengono un trend di decrescita. L'Arabia Saudita, avendo aderito volontariamente ai tagli produttivi, registra una leggera flessione (-4%) rispetto al primo trimestre del 2020.

Produzione interna di greggio in significativa crescita tendenziale della

La produzione locale di greggio in Italia non è stata influenzata negativamente dal calo dei consumi e della domanda

petrolifera, anzi, a partire dal secondo trimestre del 2020 è in continua crescita: i dati relativi al primo trimestre del 2021, confermano questo trend (+30% rispetto al primo trimestre 2020 e +16% rispetto al primo trimestre 2019). Anche nel resto d'Europa, a partire dalla fine del 2020, è evidente una ripresa nella produzione locale di greggio (+18% nel primo trimestre 2021 rispetto al 2020). In controtendenza, la produzione britannica, fatica a ripartire con gli stessi ritmi pre-pandemia.

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per il 2020 proiezioni IEA e EIA-DOE)

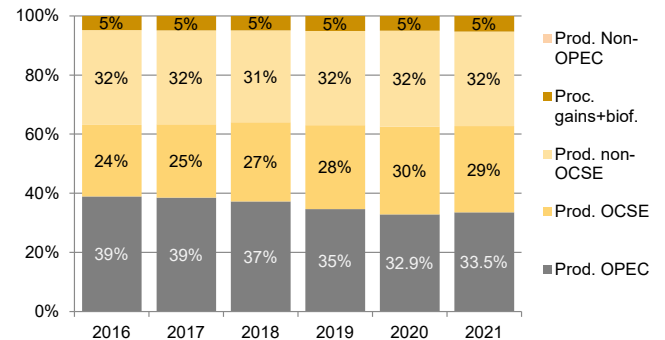


Figura 5-2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

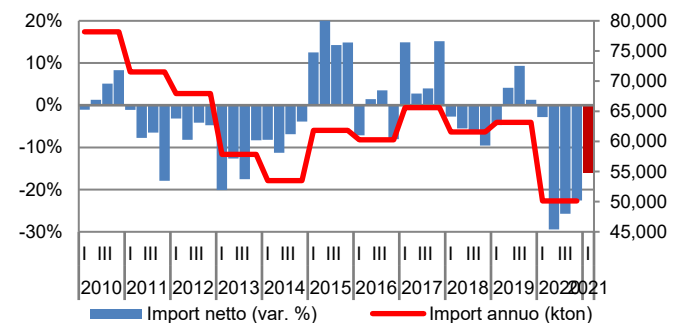
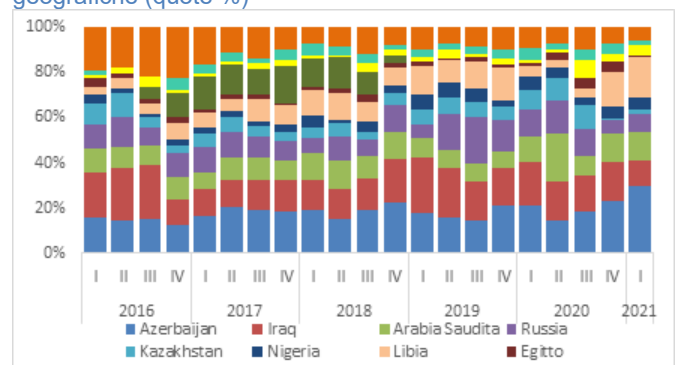


Figura 5-3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Crack spread di benzina e gasolio in lieve ripresa

L'intensificarsi della crisi economica determinata dall'emergenza COVID-19 e dalle misure di contenimento del contagio ha provocato nel corso del 2020 un drastico e diffuso calo della domanda di prodotti petroliferi, con conseguente contrazione dei margini. Nel primo trimestre del 2021 le campagne di vaccinazione hanno diffuso un generale ottimismo sulla ripresa dei consumi petroliferi. Tuttavia, le difficoltà riscontrate dall'Europa nell'approvvigionamento e nella somministrazione dei vaccini, il rialzo dei contagi in alcuni paesi e la nuova variante indiana, hanno frenato la ripresa economica e della domanda petrolifera, e resta una situazione di forte incertezza sulle prospettive del mercato.

Nel primo trimestre del 2021 si è registrato un primo miglioramento per il crack spread della benzina, mentre diesel e jet fuel si confermano prodotti più colpiti dalla pandemia.

Nel I trimestre 2021 la benzina, che nel 2020 era stata il prodotto colpito per primo dalla crisi pandemica, è stato anche quello che ha registrato il miglioramento più accentuato in termini di crack spread. Tra il quarto trimestre 2020 e il primo trimestre 2021, il valore medio del crack sulla benzina è più che raddoppiato, raggiungendo i 7,6 \$/bbl (dai 3,5 \$/bbl del IV 2020). Sebbene si tratti di un valore comunque ancora pari alla metà di quello del 2019, anche lo stesso valore registrato nel I trimestre del 2020, a conferma della ripresa dei consumi tra gennaio e marzo, consentendo una riduzione delle scorte che avevano raggiunto livelli critici.

Il miglioramento è stato più contenuto (+40%) nel caso del diesel, il cui crack ha anch'esso di poco superato la soglia dei 7 \$/bbl, un valore ancora pari a meno della metà di quello del primo trimestre 2020. La domanda di gasolio è infatti rimasta bassa per il persistere delle limitazioni alla circolazione in Europa e una ripresa economica ancora parziale, sebbene in accelerazione.

Non ha invece registrato miglioramenti significativi il crack spread sul jet fuel, che resta il prodotto più colpito dalla crisi, per la lenta ripresa del traffico aereo. Nonostante un ritorno a valori positivi nell'ultimo trimestre del 2020, nei primi tre mesi del 2021 il crack del jet fuel ha registrato un valore medio di 1,6 \$/bbl, contro i 7,8 \$/bbl di un anno prima.

Margini di raffinazione ancora negativi nell'area del Mediterraneo

Con l'unica eccezione degli Stati Uniti i margini di raffinazione hanno stentato 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, che come si è visto sono ancora molto al di sotto dei valori storici pre-pandemia.

Il margine di riferimento dell'area mediterranea mantiene valori negativi, costringendo le raffinerie a ridurre le quantità di greggio lavorate ed il tasso di utilizzo degli impianti. In particolare 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 -1,4 \$/bbl, in ulteriore contrazione rispetto al -1\$/bbl del IV trimestre 2020 e in linea con i valori degli ultimi tre trimestri, mentre il dato medio annuale 2020 era stato di -0,5\$/bbl (contro attese pre-COVID pari a +3\$/bbl).

Secondo il rapporto trimestrale del gruppo Saras anche in questo trimestre il margine conseguito dal gruppo è stato comunque superiore al margine EMC Benchmark.

Il margine stimato per la costa del golfo negli Stati Uniti (US GC), invece, in netta controtendenza rispetto agli altri paesi, è in forte aumento nei primi mesi del 2021.

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

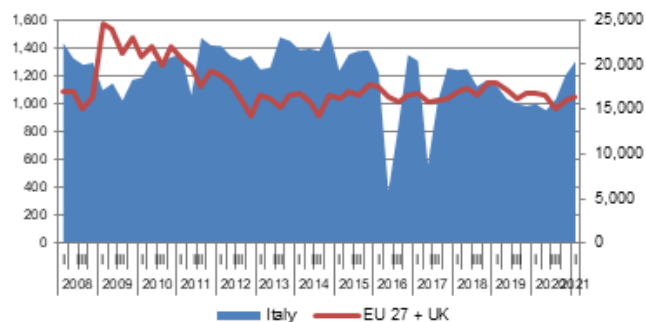


Figura 5-5 - Crack spread sulla benzina e sul diesel

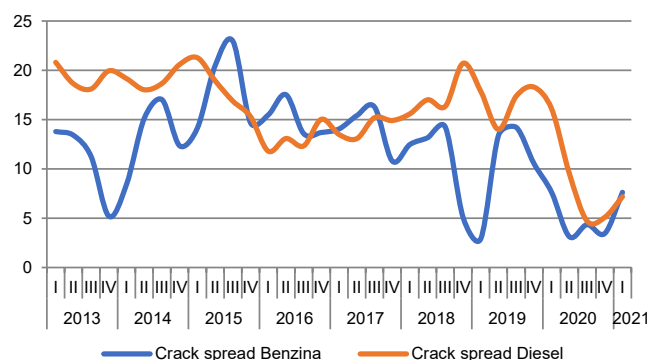
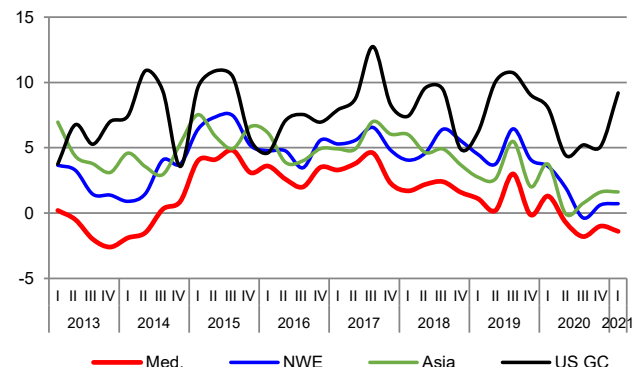


Figura 5-6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl)



Differenziale tra greggi leggeri e pesanti

Durante la crisi pandemica le raffinerie maggiormente colpite sono state quelle 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 hanno sofferto tra l'altro lato i tagli produttivi dei paesi OPEC+, che se da un lato hanno sostenuto le quotazioni del greggio da un altro lato 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.

Altro effetto dell'emergenza COVID è stata la drastica riduzione del traffico marittimo e il mancato effetto del nuovo regolamento IMO 2020 sull'utilizzo di carburanti per il bunkeraggio con tenore di zolfo inferiore al 0,5%. Secondo le previsioni pre-COVID, l'entrata in vigore dal 1 gennaio 2020 di questa norma, avrebbe causato un netto calo della domanda dei greggi ad alto tenore di zolfo e dunque una riduzione delle loro quotazioni sul mercato, avvantaggiando le raffinerie più complesse. Questo scenario non si è tuttavia verificato: il taglio della produzione OPEC+ a partire da aprile ha infatti stravolto gli equilibri di mercato del greggio e il differenziale Ural-Brent ha raggiunto valori positivi durante il periodo estivo.

Il I trimestre del 2021 ha visto un progressivo ampliamento dello sconto dell'Ural MED, grazie a un incremento delle esportazioni dalla Russia, a fronte di un contesto di consumi petroliferi ancora deboli. Il differenziale Ural-Brent, che aveva registrato un valore medio positivo nell'ultimo trimestre del 2020 (0,7\$/bl), si è riportato in territorio negativo registrando uno sconto medio di -0,5 \$/bl (rispetto a uno sconto di -1,9 \$/bl nello stesso periodo dell'esercizio precedente).

Il differenziale Ural-Brent all'inizio del 2020 aveva registrato uno sconto pari a -2,3 \$/bl a causa dell'eccessiva offerta dei greggi medio-pesanti prodotti dai paesi OPEC e Russia. Tuttavia, col crollo dei consumi provocato dalla crisi pandemica, è stato rapidamente raggiunto un accordo tra i paesi OPEC+ per effettuare un taglio netto (- 9,7 Mbbbl/g) nella produzione globale e ristabilire le quotazioni del greggio. Infatti, in poco tempo i prezzi del greggio Ural sono saliti fino a portare il differenziale Ural-Brent a valori positivi tra maggio e luglio 2020 e tra settembre e novembre 2020. Il primo trimestre 2021 mostra invece un ristabilirsi del differenziale a valori negativi in linea con i valori pre-pandemia.

Anche il differenziale WTI-Brent è stato fortemente influenzato dalla crisi pandemica. Sebbene da novembre 2020 ci sia stata una ripresa del WTI e i dati relativi ai primi mesi del 2021 confermano l'ottimismo sostenuto dalla campagna vaccinale e dalla proroga dei tagli produttivi OPEC+, il timore di un aumento dei contagi a causa delle nuove varianti COVID e il protrarsi della crisi pandemica hanno contribuito ad un rallentamento della ripresa delle quotazioni del greggio.

Restano sui minimi decennali i tassi di utilizzo degli impianti

La situazione del sistema di raffinazione non ha mostrato dei miglioramenti nel primo trimestre del 2021. Infatti, i margini di raffinazione ancora negativi e i consumi petroliferi che faticano a tornare ai valori pre-pandemia hanno costretto le raffinerie europee a mantenere bassi i tassi di utilizzo dei loro impianti. L'Italia, partendo da una situazione già compromessa prima della crisi pandemica, ha ridotto il tasso di utilizzo degli impianti in linea con gli altri paesi europei e ha registrato, nel primo trimestre del 2021 un valore medio pari a circa 63%, in continuità con il dato dell'ultimo trimestre 2020, ben 14 punti percentuali in meno del I trimestre 2020. Tra i principali paesi europei il tasso di utilizzo italiano è il secondo più basso dopo la Francia.

Il paese maggiormente colpito dalla crisi si conferma essere la Francia, che dopo aver chiuso il 2020 con una media annuale inferiore al 62%, tra gennaio e marzo ha ridotto ulteriormente il tasso di utilizzo fino a una media trimestrale pari al 53,6%.

Anche le raffinerie britanniche e spagnole hanno dovuto ridurre progressivamente la percentuale di utilizzo degli impianti, fino a raggiungere nel primo trimestre del 2021 rispettivamente il 65,8% il Regno Unito e 74,9 % la Spagna. L'unico paese in controtendenza è la Germania, che è riuscita a mantenere il tasso di utilizzo medio annuale al di sopra della soglia dell'80%. Tuttavia, se si analizza l'attività di raffinazione in termini di quantità di greggio lavorato durante il primo trimestre 2021, tutti i principali paesi europei, tra cui anche la Germania, hanno registrato una variazione compresa tra il -12% ed il -14% rispetto al primo trimestre del 2020. Estendendo la stessa analisi per il settore di raffinazione britannico e confrontando il primo trimestre del 2020 con quello del 2021, si osserva una contrazione del 23% del tasso di utilizzo degli impianti e del 33% per quanto riguarda la quantità di greggio lavorato. I dati dell'ultimo trimestre mostrano dunque che il paese che ad oggi sta soffrendo maggiormente la crisi del settore di raffinazione è il Regno Unito, seguito dalla Francia. L'Italia e la Spagna, pur avendo un trend in costante riduzione delle lavorazioni di greggio dalla fine del 2019, nel 2021 hanno mostrato una flessione più contenuta rispetto al Regno Unito, Francia e Germania.

Figura 5-7 – Differenziale WTI-Brent Ural-Brent (\$/bl)

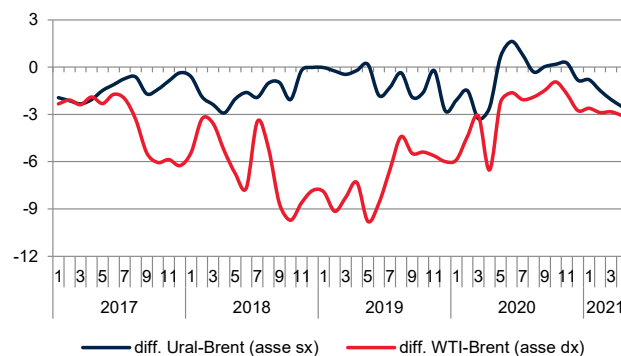


Figura 5-8 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%), media mobile 12 mesi

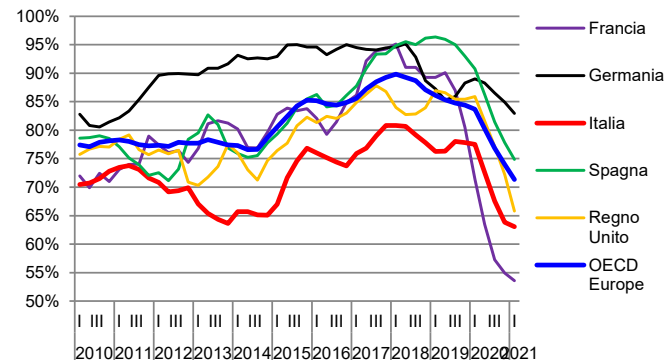
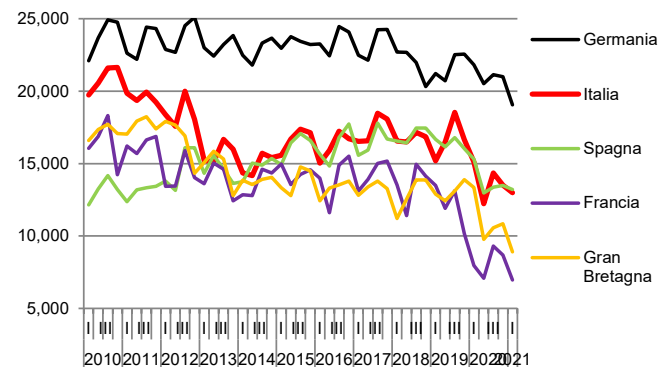


Figura 5-9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)



5.2. Sistema del gas naturale

Consumi europei di gas in forte aumento tendenziale

Nel primo trimestre 2021 la domanda europea di gas naturale è stata pari a 160,6 mld di m³, in crescita del 4,7% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Su base annua i consumi ammontano a 471,2 mld (Figura 5-10), con un incremento assoluto di 7,2 (+1,55%). Il dato complessivo, tuttavia, è la risultante di due andamenti contrapposti: la componente da generazione elettrica fa registrare un persistente deficit rispetto al 2020, sia su base trimestrale (-10%), sia su base annua con un deficit di 2,8 mld di m³ (104,2 contro 107, pari a -2,6%); di contro, la domanda da altri usi fa registrare un rimbalzo anch'esso sia su base trimestrale (per 10 mld m³, pari a +8%), sia su base annua (+2,8%). In sostanza la domanda di gas al netto della componente della generazione, dopo il crollo subito nel primo semestre 2020 (pari a circa 20 mld m³), ed il lieve recupero avvenuto nel secondo (per circa 3 mld), ha fatto registrare nel primo trimestre 2021 un'accelerazione in grado di recuperare integralmente le perdite subite nel primo trimestre 2020, a suo tempo già impattato nel mese di marzo dagli effetti della pandemia: questo è andato di pari passo alla ripresa economica per quanto concerne i consumi industriali, e alle particolari rigidità climatiche relativamente ai consumi residenziali.

Se quindi si conferma la maggiore resilienza della domanda da generazione elettrica in termini di volatilità (ossia di variazioni molto più contenute), ciò non avviene in termini assoluti, laddove essa continua sia pur lentamente a decrescere: questo dato sembra suggerire come la sua esposizione sia abbastanza limitata rispetto alle variabili congiunturali collegate al Covid, mentre al contempo più diretta riguardo a variabili strutturali e alla loro evoluzione. In particolare, tra queste, la diminuzione della domanda di elettricità; la sempre maggior incidenza delle fonti rinnovabili (che rappresenta un obiettivo esplicito negli obiettivi delle politiche energetiche europee e nel 2020 hanno per la prima volta sorpassato le fonti fossili), nonostante una marcata diminuzione della ventosità che nel trimestre ha penalizzato l'eolico; e infine la notevole ripresa dei prezzi che – combinata con quella dei diritti di emissione – espone il gas a una perdita di competitività anche economica oltre che ambientale rispetto alle stesse Fer. Più in dettaglio, nel primo trimestre la domanda da generazione elettrica ha mostrato una sostanziale tenuta nel mese di gennaio (invariata rispetto a gennaio 2020) per poi diminuire sensibilmente nei due mesi successivi, portandosi così (Figura 5-11) dall'estremo superiore del range decennale fino quasi all'estremo inferiore, ad una distanza da quest'ultimo toccata nell'ultimo quinquennio solo nell'aprile 2020 al culmine degli effetti della pandemia.

Il PIL dell'area euro, secondo le ultime stime Eurostat di aprile, ha segnato nel primo trimestre 2021 una contrazione dello 0,6% rispetto al trimestre precedente (-0,4% nell'intera UE), facendo seguito al -0,7% (-0,5% in UE) del quarto trimestre 2020 rispetto al terzo. Il dato tendenziale a/a registra un -1,8% nell'area euro e un -1,7% in UE. L'attività economica europea continua pertanto a riassorbire e consolidare il forte rimbalzo post pandemico, frenata anche dalla coda degli effetti restrittivi dovuti alla seconda ondata del Covid: le attuali previsioni sono tuttavia per una successiva ripresa nella seconda parte dell'anno. In ogni caso, dopo una temporanea pausa durata circa un semestre, risulta per il momento nuovamente ripristinato il disaccoppiamento pluriennale pre-pandemico tra l'andamento del Pil (negativo) e quello della domanda di gas (positiva), sebbene in gran parte grazie alla forte spinta del settore residenziale dovuta a contingenti ragioni climatiche.

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

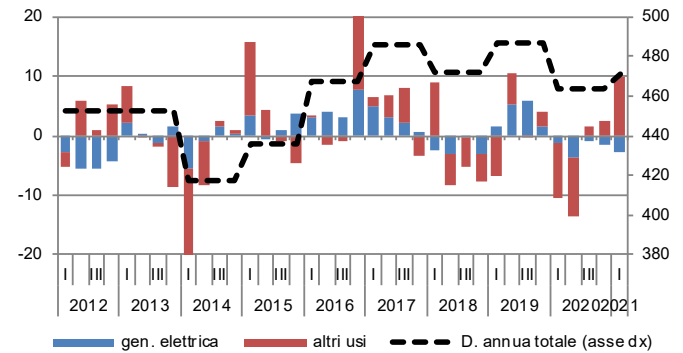
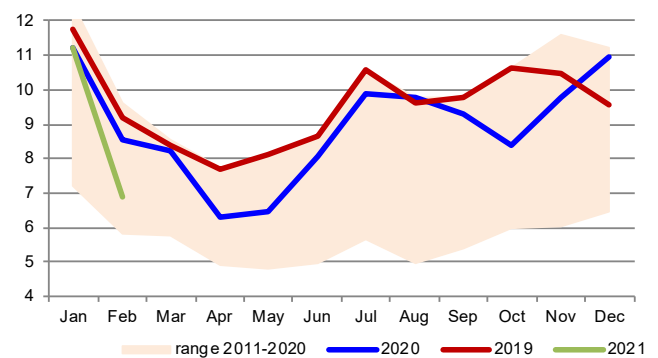


Figura 5-11 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)



Le importazioni di GNL in Europa

Le importazioni di GNL in Europa hanno subito nel primo trimestre 2021 un fortissimo ridimensionamento, - scendendo a 17,7 mld m³ dai 32,5 del corrispondente trimestre 2020 (-45,5% tendenziale) – con cui si inasprisce il dato tendenziale già notevolmente negativo sperimentato nel trimestre precedente rispetto all'ultimo del 2019 (-31,4%) il quale a sua volta faceva seguito alle diminuzioni più contenute avvenute nei due trimestri precedenti (Figura 5-12). I mesi di massima contrazione dell'import sono stati in particolare gennaio e febbraio (con flussi praticamente quasi dimezzati rispetto all'anno precedente), in modo completamente parallelo all'eccezionale impennata subita dallo spread tra i prezzi spot sui mercati asiatici (Japan – LNG) e quelli al TTF, più che sestuplicato tra dicembre e gennaio da 4,66 € di dicembre fino a 31,52 e poi a 18,19 in febbraio, prima di crollare ad 1,27 € nel mese di marzo - ai minimi dell'ultimo triennio – per poi andare addirittura in negativo secondo le ultime rilevazioni di aprile: il primo trimestre 2021 è pertanto divenuto, di fatto, quello storicamente più volatile. Si conferma così la correlazione inversa tra spread JKM/TTF e import europei (oltre che con il livello degli stoccaggi).

Si completa così un intero anno nel quale si è verificata una sostanziale inversione di tendenza del trend crescente dell'import di GNL iniziato fin dal 2018 e che aveva raggiunto il suo culmine al livello di 32,5 mld di m³ nel primo trimestre 2020. A partire da allora gli effetti dell'inversione risultano tangibili nell'abbandono dei limiti superiori del proprio range decennale e nel progressivo abbassamento all'interno di detto range, continuato fino a tutto il primo trimestre 2021 (Figura 5-13), una dinamica ancora più evidente se si prende in considerazione il più ristretto intervallo quinquennale.

Il primo trimestre 2021 ha confermato il cambio di paradigma avvenuto nella seconda parte del 2020: nell'ambito del trend crescente dell'import l'eccesso strutturale di offerta e l'altrettanto strutturale capacità di stoccaggio avevano fatto dell'Europa un mercato di bilanciamento e di assorbimento delle oscillazioni stagionali, ruolo che inizialmente non è venuto meno neanche di fronte ai primi effetti della pandemia allorché le diminuzioni complessive dell'import in termini assoluti sono state attenuate da quelle molto più contenute di GNL (il quale ha pertanto aumentato la propria incidenza relativa sul mix geografico dell'import di gas). In questo contesto l'offerta si è nel tempo via via sempre più orientata alla pianificazione di consegne a termine a scapito delle forniture spot, divenendo dunque potenzialmente sempre più vulnerabile ad eventuali sensibili variazioni improvvise della domanda di picco anche a causa della mancanza di una contestuale flessibilità nella filiera dei trasporti e dei conseguenti vincoli logistici. Successivamente, l'improvviso aumento di domanda di GNL per riscaldamento e produzione di energia si è poi effettivamente verificato nell'area asiatica già sul finire del 2020 a causa delle sopraggiunte eccezionali condizioni climatiche sotto forma di un'inusuale ondata di freddo: i prezzi per consegna rapida hanno così raggiunto a metà gennaio 2021 i 32,5 \$/MMBtu, livelli quasi quintuplicati rispetto a quelli medi del gennaio 2020. Il picco di domanda ha inoltre determinato un processo di accaparramento che ha a sua volta prodotto un'impennata dei costi dei noli - in particolare dalla Costa del Golfo degli Stati Uniti - con tariffe più che triplicate rispetto a un anno prima.

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

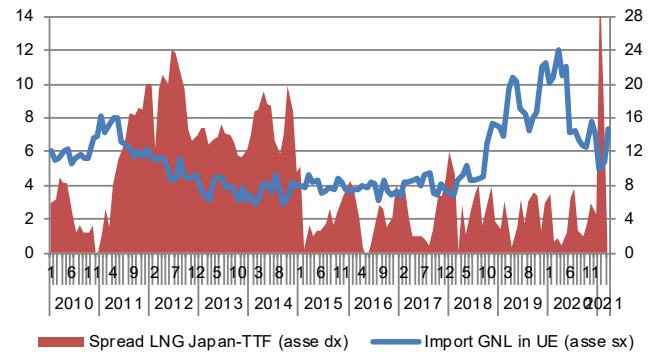
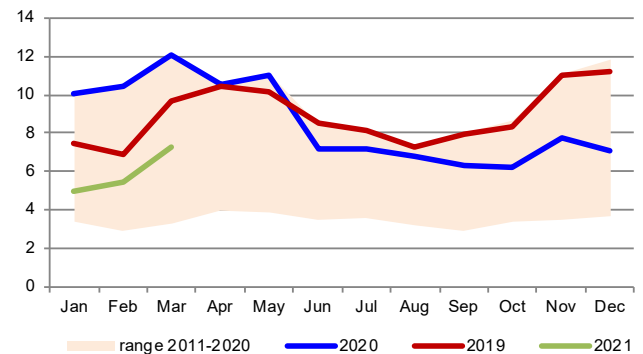


Figura 5-13 – Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)



In questo contesto va sottolineato come gli Stati Uniti abbiano continuato a svolgere il ruolo di principale player sul mercato globale del GNL nella capacità di assorbimento e bilanciamento di eccessi di segno opposto (Figura 5-14): prima di offerta (raccogliendo in ciò il testimone dall'Europa) attraverso limitazioni pur onerose al proprio export al fine di sostenere i prezzi; in seguito, a distanza di pochi mesi, la medesima flessibilità si è riproposta di fronte ad una situazione opposta di eccesso di domanda, traducendosi fin dall'ultimo trimestre 2020 nell'implementazione di rotte alternative e più rapide in grado di aggirare i vincoli logistici e di durata a cui si sono dimostrate vulnerabili quelle tradizionali attraverso il canale di Suez o Capo Horn.

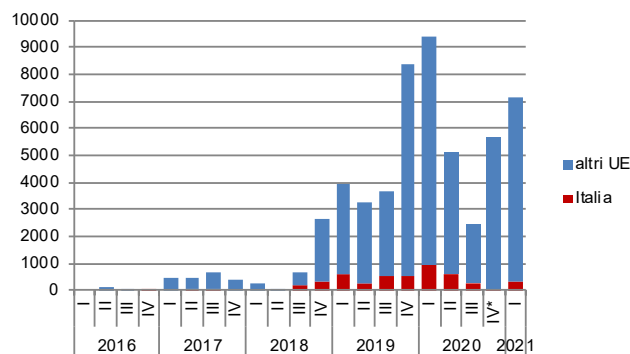
In ogni caso l'incremento dei prezzi spot sui mercati asiatici, e di conseguenza i differenziali rispetto ai prezzi all'Henry Hub, sono stati talmente imponenti da poter assorbire senza problemi i pur maggiori costi di trasporto che fino ad appena pochi mesi prima – e nonostante fossero su livelli molto inferiori – avevano viceversa costituito il problema principale per l'export degli Stati Uniti al punto da comportare l'annullamento di carichi già programmati. Altrettanto repentina è stata comunque anche la discesa dei prezzi JKM, dai menzionati 32,5 \$/MMBtu fino a meno di 10 in appena 4 giorni, accompagnata da analoga contrazione dei quelli dei noli. Sebbene il calo abbia compreso un elemento ricorrente stagionale (lo spostamento delle consegne da febbraio a marzo), resta il fatto che mentre nei quattro anni precedenti ciò avesse comportato diminuzioni medie dai prezzi intorno a 0,9 \$/MMBtu (pari a circa l'11%), nel 2021 tali valori siano schizzati rispettivamente ad oltre 17 \$ e al 64%. Per quanto temporaneo, tuttavia, l'incremento della domanda e dei prezzi sulla piazza asiatica è stato tale da rendervi comunque conveniente il dirottamento di una parte notevole dell'export Usa distogliendolo dall'Europa, determinando così il crollo dei flussi di import europei nei primi due mesi del 2021. Questi sono stati sostituiti in parte da un notevole ricorso agli stoccaggi – anche grazie ai livelli record raggiunti in precedenza da questi ultimi nel corso del 2020 – ed in parte da maggiori flussi attinti ai gasdotti continentali.

In prospettiva 2021, la necessità di forti iniezioni per ricostituire le scorte di GNL fa prevedere che la concorrenza sull'import di GNL tra Europa ed Asia potrebbe continuare – in modo inedito – anche nel periodo estivo, soprattutto a fronte di persistenti basse disponibilità dei rifornimenti da gasdotti: certe per quanto riguarda quelli del Nord Europa (per i problemi di manutenzione a Groningen), possibili per quelli russi (in questo caso dipendenti dalle strategie commerciali di esportazione che verranno scelte ed adottate da Gazprom).

Quanto accaduto negli ultimi mesi, se da un lato conferma l'elevato grado di flessibilità raggiunto dal mercato nel fronteggiare e reagire a shock di domanda ex post, evidenzia d'altro canto anche la sua elevata vulnerabilità a tali shock ex ante, dovuta alla scarsa efficacia nel prevederli e nel prevenirli. La flessibilità dell'offerta non può supplire oltre certi limiti alle carenze pianificatorie della domanda a medio termine da parte degli acquirenti riguardo fattori congiunturali come quelli meteorologici. D'altro canto le ultime circostanze hanno dimostrato la rilevanza anche di elementi strutturali nei potenziali squilibri: in particolare le capacità di stoccaggio fortemente disomogenee tra le varie aree mondiali in rapporto alle rispettive domande (e in particolare quelle asiatiche molto più ridotte rispetto a quelle europee), con la conseguenza di improvvise volatilità dei prezzi, degli spread e di sbilanciamento dei flussi di import – export. Da questo deriva la forte esposizione europea al mercato GNL che si è instaurata dopo la fase (2013-2016) nel quale questa fonte rivestiva un ruolo marginale (con un incremento dell'import di circa il 7% in 3 anni intorno a 40 mld m³ a fronte di valori asiatici doppi): l'Europa si trova particolarmente sensibile alle variazioni dell'offerta soprattutto con aggiustamenti in termini di quantità, con forti escursioni dei propri stoccaggi (e dell'import) a seconda delle situazioni di eccesso o di carenza di quest'ultima; viceversa

l'area asiatica è particolarmente reattiva in termini di prezzo, che oscillano con intensità molto maggiore pur di mantenere più stabile il grado di soddisfacimento della domanda.

Figura 5-14 – Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni di m³)



Domanda di gas in Italia

La domanda complessiva di gas in Italia nel primo trimestre 2021 è ammontata a 25,2 mld m³, in aumento tendenziale del 5,7% rispetto al corrispondente trimestre 2020. Si conferma pertanto il recupero su base trimestrale già iniziato nel quarto trimestre 2020 (dopo la stasi e le contrazioni nei tre trimestri precedenti), il quale su un'ottica di lungo periodo consente di inquadrare il ripiegio dei consumi avvenuto nella parte centrale del 2020 per effetto della pandemia come una semplice parentesi all'interno di un trend crescente iniziato fin dal 2014 (Figura 5-15).

A livello settoriale, la domanda industriale ha registrato nel primo trimestre 2021 il punto di massimo rallentamento del rimbalzo avvenuto nel terzo trimestre 2020 dopo il crollo dovuto alla pandemia, risultando pressoché invariata rispetto alla sua media decennale; si può tuttavia affermare che si sia trattato di una pausa nel processo di recupero alla luce dei dati preliminari del mese di aprile nel quale è avvenuto un nuovo balzo pari a 91 milioni di m³ rispetto alla media decennale, il maggior incremento mensile dalla fine del 2017.

Anche la domanda proveniente dal settore termoelettrico ha proseguito nel primo trimestre 2021, ma in modo più incisivo, la fase di riassorbimento del rimbalzo avvenuto nel terzo trimestre 2020, scendendo di ulteriori 24 milioni di m³ rispetto alla media decennale dopo i 23 dell'ultimo trimestre 2020: tuttavia, anche in questo caso così come per la domanda industriale, il mese di aprile ha poi fatto registrare un nuovo rimbalzo (+22 mln m³) in grado di compensare sostanzialmente il deficit del primo trimestre e riportare pressoché in pareggio il bilancio del 2021.

Approvvigionamenti: Russia ancora prima fonte ma incalzata dal gas algerino, che soppianta il GNL

Per quanto concerne le importazioni (Figura 5-17) nel primo trimestre 2021 sono ammontate complessivamente a 17,3 mld m³, in crescita sia rispetto al trimestre precedente (+9%) sia su base tendenziale (+7,8%). In particolare, nella scomposizione per provenienza, si rafforza la dinamica di sostanziale sostituzione del gas algerino al GNL: l'import di quest'ultimo diminuisce per il terzo trimestre consecutivo (-12,7% rispetto al trimestre precedente e -22,9% tendenziale annuale) a fronte di simmetrica e speculare crescita di quello dall'Algeria (+13,1% rispetto al trimestre precedente e un balzo tendenziale del 159% ad un anno). Riprende in misura minima l'import dai gasdotti del Nord Europa pur rimanendo comunque su livelli pari ad appena il 15% rispetto a quelli dell'anno precedente – e quindi fonte marginale – a causa di lavori di manutenzione; il gas russo si mantiene pressoché stabile rispetto al quarto trimestre 2020 e registra un incremento tendenziale del 2,9%; infine l'import di gas libico registra un regresso intorno al 15% sia su base trimestrale che tendenziale. Il primo trimestre 2021 ha segnato inoltre l'entrata a regime del gasdotto Tap, attraverso il quale sono stati importati 946 mln m³ dopo i simbolici 12 del quarto trimestre 2020. Continua il calo della produzione nazionale che aggiorna i minimi decennali scendendo ad 878 milioni di m³ (-12% tendenziale).

In ottica di lungo periodo i valori giornalieri delle immissioni medie in Italia per punto d'entrata vedono quelle russe recuperare il margine positivo rispetto alla media decennale risalendo verso i valori del 2019 (80 MSm³), dopo essere scese nel 2020 a 77; si registra il balzo del gas algerino, le cui immissioni in sostanza raddoppiano (da 33 a 64 MSm³) portandosi su livelli superiori del 50% oltre la media decennale, sostenuto sia dalla contrazione del GNL sia dalla maggior competitività dovuta all'indicizzazione col prezzo del petrolio; il GNL conferma il ridimensionamento (da 34 a 30 MSm³) mantenendosi tuttavia sempre sopra la propria media; crollano le immissioni dal Nord Europa (8 MSm³ da 23), comunque in scia a quanto già avvenuto nella parte finale del 2020 per

motivi tecnici; in leggera diminuzione l'import libico (da 12 a 10 MSm³).

Figura 5-15 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

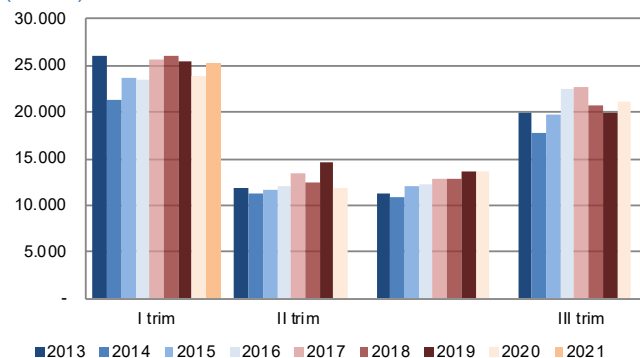


Figura 5-16 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

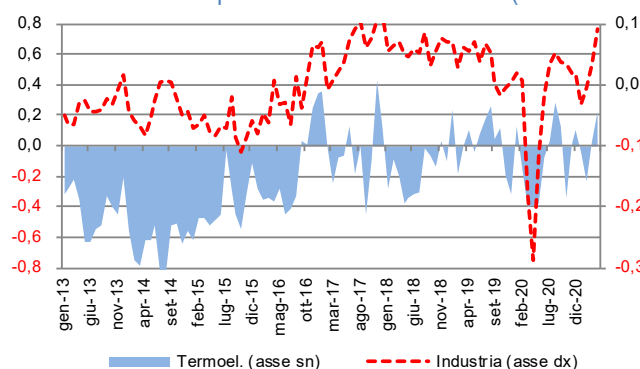
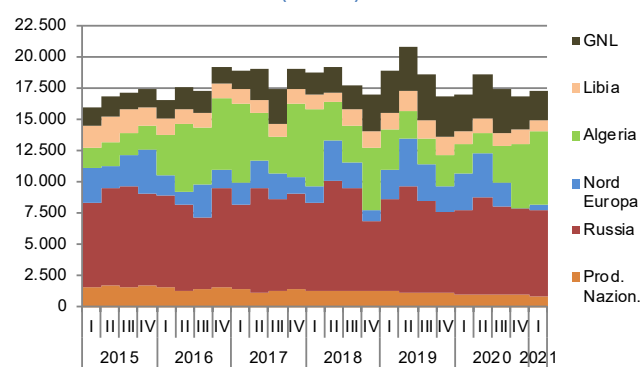


Figura 5-17 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Indicatori di sicurezza del sistema energetico italiano

Sotto il profilo della diversificazione, il gas russo – data la sua stabilità a fronte del notevole incremento dell'import complessivo – diminuisce in modo sensibile l'incidenza sul totale, tornando per la prima volta dopo diversi anni poco sotto la soglia del 40% ; aumenta ancora leggermente il peso del gas algerino, ormai pari a un terzo del totale (33,6%), rispetto al 14% del primo trimestre 2020 ; continua ed anzi si accentua il ridimensionamento del GNL, che passa al 13,3% rispetto al 16,7% del trimestre precedente e al 18,6 % di un anno prima. In sostanza, nel volgere di un anno il GNL ed il gas algerino si sono scambiati i ruoli come principale fonte di riserva dopo il gas russo. Per di più, la differenza tra gas russo e gas algerino è molto meno marcata (appena 6 punti percentuali) rispetto a quanto lo fosse quella nei confronti del GNL (oltre 20): se questo per un verso diluisce e omogeneizza il grado di concentrazione delle provenienze degli approvvigionamenti, per altro verso – considerando gli aspetti geopolitici – concorre a renderne più critico l'indice di sicurezza.

Infatti l'indicatore della stabilità dei fornitori di gas naturale in Italia, che negli ultimi sei anni ha sempre oscillato in un range di valori compreso tra 3 e 4 punti, dopo un minimo pluriennale toccato nel secondo trimestre 2020 aveva già rapidamente raggiunto i massimi nell'ultimo trimestre e continua a mantenersi su tali valori.

A questo si aggiunge il maggior peso assunto dal gas nel 2020 dovuto al fatto che le riduzioni complessive del suo import sono state minori rispetto a quelle del petrolio: questo ha contribuito ad aumentare ulteriormente il divario tra l'Italia e tutti gli altri Paesi europei nell'indice di dipendenza dal gas importato (circa il 96%) che, ponderato per il suo peso nel mix di energia primaria, si colloca su livelli poco inferiori al 40%, pertanto quasi doppi rispetto alla media europea.

Persiste la convergenza dello spread PSV-TTF, riprende la divaricazione tra TTF e LNG Japan

Lo spread tra il prezzo del gas al TTF e quello del GNL importato in Giappone ha raggiunto nel mese di gennaio una divaricazione record fino a 36,63 € /MWh, sulla scia della forbice già apertasi a dicembre (-16 €) a causa della fortissima domanda asiatica dovuta alla rigidità climatica, prima di ricomporsi intorno alla parità nel mese di marzo. Il dato di gennaio rende quindi nettamente negativa la media trimestrale (-12,86 €), che scende ai minimi dal primo trimestre 2015.

Lo spread PSV-TTF, dopo aver toccato un minimo a 0,14 €/MWh di media nell'ultimo trimestre 2020 (e un minimo mensile addirittura negativo pari a -0,19€ ad ottobre) sulla scia di un processo di convergenza durato per l'intero 2020, nel primo trimestre 2021 si è leggermente riallargato, segnando una media pari a 0,57 €/MWh (Figura 5-20). Si tratta comunque di valori che sembrano confermare la tendenziale omogeneizzazione tra i prezzi ai due hub europei dopo 6 anni consecutivi di forbice media annuale compresa tra 1,8 e 2,8€, nonché i possibili effetti indotti dal nuovo gasdotto TAP.

Si può quindi affermare che il trend di convergenza degli spread bilaterali evidenziatosi nel 2020 è stato in parte interrotto: mentre si conferma all'interno dell'area europea per quello tra PSV e TTF, viene invece meno tra TTF e GNL, ossia tra area europea ed asiatica.

Figura 5-18 - 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)

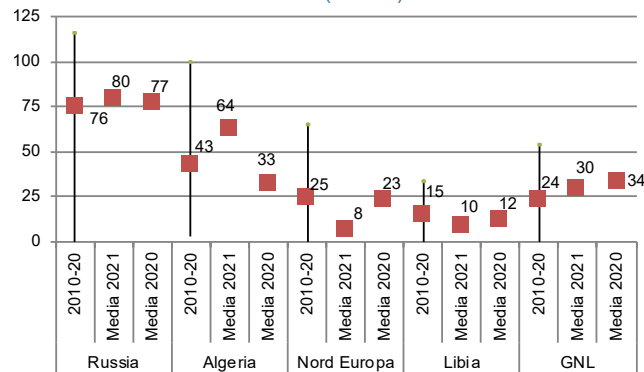


Figura 5-19 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e prezzo del GNL importato in Giappone (dx)

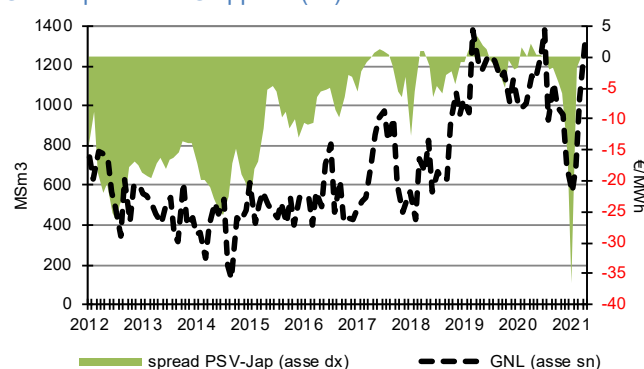
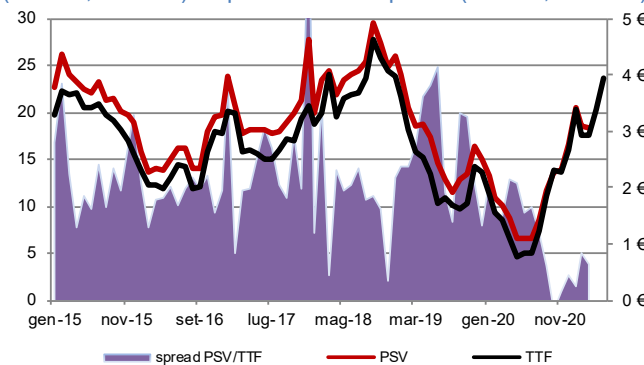


Figura 5-20 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in ripresa nel I trimestre, +2,2% sul 2020, ma ancora inferiore del 2,5% rispetto al 2019

Nel I trimestre 2021 la richiesta di energia elettrica, in aumento del 2,2% sul I trimestre 2020, si è collocata circa a metà tra il valore 2019 e quello 2020, restando al di sotto del dato 2019 di circa il 2,1% (Figura 5-21). La traiettoria dei consumi di elettricità nei primi mesi del 2021 sembra comunque sovrapporsi a quella dei valori minimi degli ultimi dodici anni, in modo peraltro non troppo differente da quanto accaduto nel 2019 (Figura 5-21). La crisi sanitaria del 2020 ha avuto un impatto rilevante sul sistema elettrico, ma prevalentemente concentrato nelle settimane del lockdown di primavera. Già ad agosto i consumi erano infatti tornati sui livelli 2019, e da allora fino a febbraio 2021 (ultimo mese pre-pandemia) i consumi cumulati di elettricità sono stati solo marginalmente inferiori (-1%) di quelli degli stessi mesi a cavallo fra 2019 e 2020. L'anomalia dell'andamento della richiesta di energia elettrica da marzo a luglio 2020 emerge chiaramente dalla Figura 5-22, che mostra come solo in quei mesi la richiesta "osservata" è risultata significativamente inferiore al valore previsto sulla base di un modello econometrico stimato su dati limitati al 2019 (ignorando dunque cosa sarebbe accaduto nel 2020). E tale considerazione continua a valere per i primi tre mesi del 2021. Di particolare rilievo è l'andamento dei consumi dei settori industriali energivori (stimato da Terna mediante l'Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali), che da agosto 2020 a febbraio 2021 hanno registrato (minime) variazioni tendenziali negative solo in quattro mesi, positive (anche a doppia cifra, come a dicembre) nei restanti tre mesi; e il dato di marzo 2021 è maggiore di quello di marzo 2019.

In termini di potenza prelevata, il picco di domanda mensile si è registrato il 19 gennaio alla 10 del mattino, con 51.8 GW. In questo caso i valori del I trimestre sono 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 5-23).

Resta sui massimi storici la produzione da FER e da FRNP

I dati relativi alla generazione elettrica per fonte mostrano come nei primi mesi del 2021 sia proseguito il riavvicinamento del sistema elettrico alla "normalità" pre-pandemica, sebbene ancora non in misura completa, perché alcune tendenze hanno un carattere strutturale. La quota di fonti energetiche rinnovabili (FER), che a maggio 2020 aveva raggiunto nuovi massimi storici, superando la quota del 50% della richiesta (Figura 5-24), e ancora a ottobre aveva superato il precedente massimo per quel mese, si è di nuovo collocata al di sopra del precedente massimo mensile a gennaio 2021, mentre a febbraio e marzo è rimasta all'interno dell'intervallo definito dai valori massimi e minimi del periodo 2014-2019. In ogni caso, la Figura 5-24 rende evidente quanto anche il picco di maggio scorso sia rimasto distante dall'obiettivo fissato nel PNIEC, cioè una quota di FER del 60% in media d'anno.

Anche la quota di produzione da Fonti Rinnovabili Non programmabili (eolico e solare) aveva registrato nuovi massimi storici nella primavera 2020, raggiungendo il 20% della richiesta, e in ciascuno dei primi tre mesi del 2021 si è collocata al di sopra o vicino ai massimi 2014-2019 (Figura 5-25). In questo caso la distanza tra questi massimi storici e il target PNIEC, peraltro 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 I trimestre 2021 sia la quota di FER sia quella di FRNP è rimasta su valori elevati (34,8% le FER, nuovo massimo per il I trimestre; 14% le FRNP, come nel 2020 ma sotto al 15,2% del

I trimestre 2019). La generazione termoelettrica, in calo di 0,6 TWh a fronte di un aumento della richiesta di 1,6 TWh, si è fermata al 55,6%, poco sopra il minimo del I trimestre 2014, perché ha fatto un notevole balzo la produzione idroelettrica (+1,4 TWh), salita al 13,3% della richiesta (massimo dal 2014) e anche l'import netto è aumentato del 6% sul 2020.

Figura 5-21 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

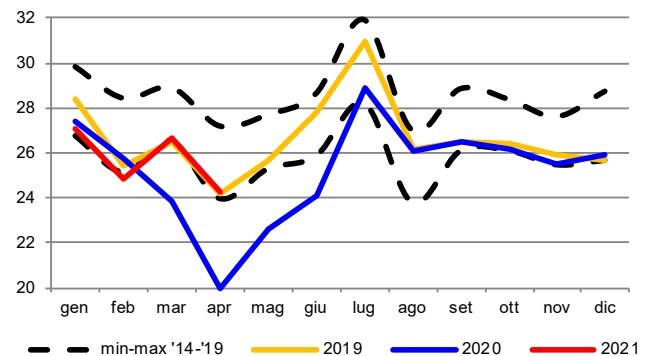


Figura 5-22 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici e previsioni ex-ante con modelli a 12 passi in avanti (GWh)

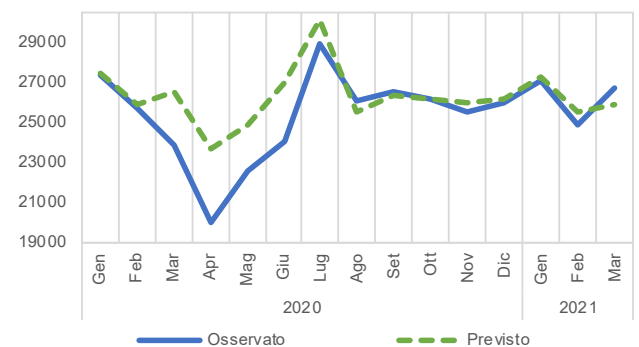


Figura 5-23 - Punta di domanda in potenza (GW)

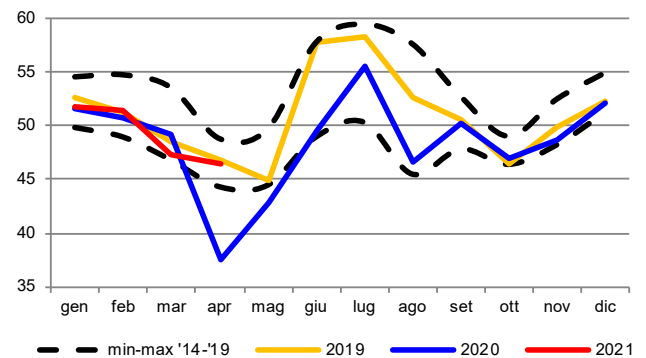
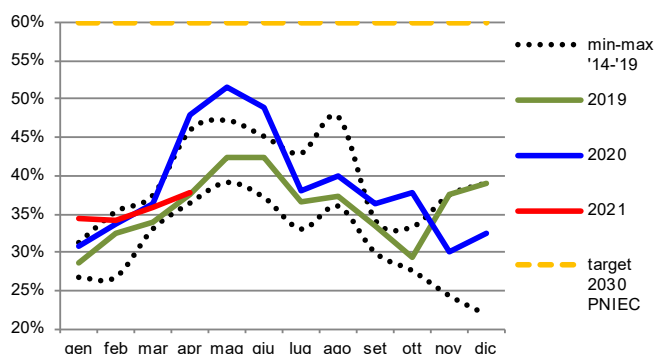


Figura 5-24 - Produzione elettrica da FER (% della richiesta di energia elettrica)



Sui massimi storici anche i valori di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti

Sebbene nei primi mesi del 2021 i valori medi su base mensile e trimestrale si siano riavvicinati ai livelli pre-pandemia è significativo che sono invece rimasti sui livelli di un anno fa, o anche maggiori, i valori di massima penetrazione sia delle FRNP sia dell'insieme delle FER, con conseguenze, per la gestione in sicurezza del sistema, simili a quelle osservate un anno fa. Su base oraria la copertura della domanda da rinnovabili ha raggiunto valori dell'ordine del 70%, nuovo massimo per il I trimestre dell'anno, mentre la massima quota oraria di fonti intermittenti si è collocata intorno al 55%, anch'esso nuovo massimo per il periodo (Figura 5-26, che mostra come non si sia trattato semplicemente di valori estremi, perché questo è vero anche per il valore soglia che individua lo 0,5% delle ore di massima penetrazione). Anche gli indicatori di variabilità della produzione intermittente sono rimasti su valori vicini ai massimi raggiunti nel 2020 (Figura 5-27).

Restano attuali i problemi di gestione in sicurezza del sistema elettrico emersi nel 2020

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.

I giorni tra il 3 e il 6 (che includono la domenica di Pasqua e il lunedì dell'Angelo), sebbene parte del II trimestre, meritano attenzione perché significativi di situazioni di questo tipo. Tra le ore 13 e le 14 di domenica 4 il valore minimo della domanda residua è sceso su livelli perfino inferiori ai minimi registrati nel 2020, ben al sotto dei 10 GW (Figura 5-28), mentre la quota di generazione da fonti intermittenti ha sfiorato il 70% della richiesta. Dalla Figura 5-29 emerge chiaramente come, per fronteggiare questa situazione e garantire una sufficiente disponibilità di risorse flessibili, siano state ridotte drasticamente le importazioni nette, che nelle ore centrali del 4 e 5 aprile sono divenute negative per quasi 2 GW, e allo stesso tempo abbiano 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 5-29) 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 5-25 - Produzione elettrica da FRNP (% della richiesta di energia elettrica)

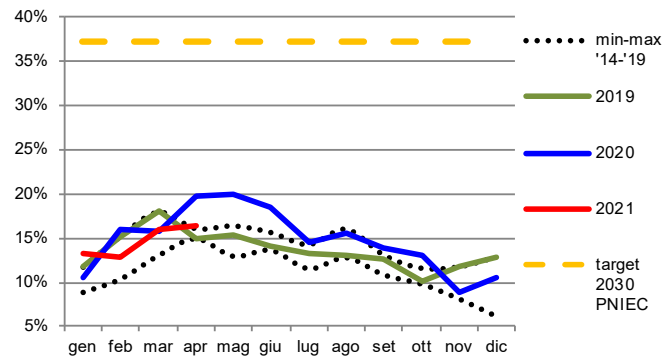


Figura 5-26 – Massima produzione da FRNP – 99° percentile (% sul carico)

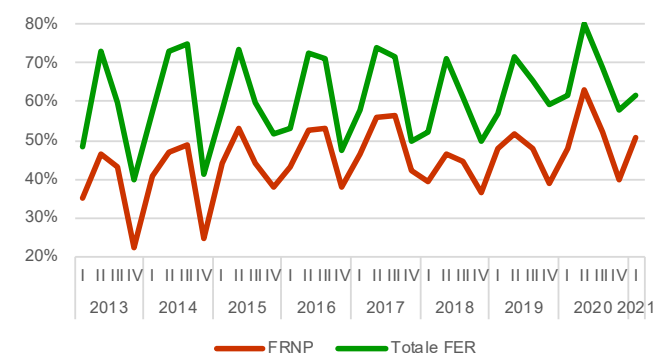


Figura 5-27 – Massima variazione oraria della produzione intermittente (in % del carico) – 97° percentile

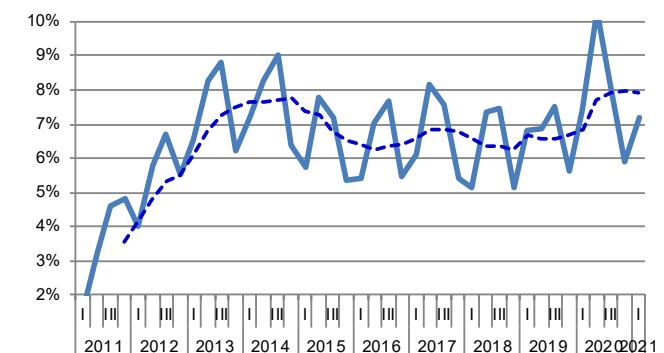
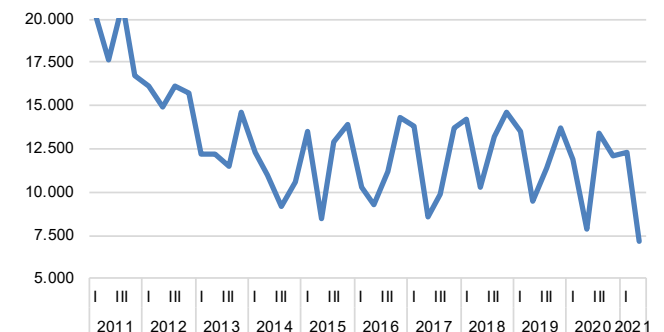


Figura 5-28 – Valore minimo della domanda residua (MW)



Sempre sui massimi il costo dei servizi di 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, anche nel 2021 si conferma su livelli storicamente molto elevati il costo degli interventi di Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Nel I trimestre i volumi movimentati su MSD si sono ridotti del 13% rispetto allo stesso trimestre del 2020, del 9% rispetto al trimestre precedente. Ma sono aumentati i prezzi medi delle movimentazioni a salire, di quasi il 30% su un anno prima, di circa il 20% sul IV trimestre 2020.

Nel complesso ne è derivato un nuovo incremento dei costi associati alle transazioni, che ha superato i 550 milioni di €, nuovo massimo per il I trimestre dell'anno (+13% rispetto al I trimestre 2020), proseguendo un trend ormai consolidato.

Se nell'insieme del 2020 i costi totali avevano per la prima volta superato i 2 miliardi di euro, trainati in particolare dal record delle movimentazioni, ora l'onere netto calcolato sugli ultimi quattro trimestri risulta superiore ai 2,1 miliardi, ed è un nuovo massimo (Figura 5-30).

Anche il corrispettivo unitario uplift⁴, calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema (corrispettivo che ricade direttamente sui clienti finali) resta su livelli elevati, e sia nel I sia nel II trimestre si colloca su valori maggiori di quelli di un anno prima, sebbene al di sotto dei massimi. In particolare, 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 stata pari a 0,95 centesimi di €/kWh nel I trimestre (+20% sul corrispondente periodo del 2020), a 0,79 centesimi di €/kWh nel II trimestre (-4% tendenziale).

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 appena trascorso (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, nel II trimestre 2021 il minimo margine di capacità "effettivo" (cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda, incrementata della riserva di sostituzione) è rimasto in effetti su valori molto ridotti: la soglia che separa l'1% delle ore nelle quali si è registrato il margine più ridotto (22 ore) si è fermata a

circa 5 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda del 10% circa (Figura 5-34). In nessuna di queste ore la domanda è stata particolarmente elevata, mentre in metà di queste ore le importazioni sono rimaste al di sotto di 1,5 GW, a fronte di una media di oltre 5 GW.

Figura 5-29 – 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)

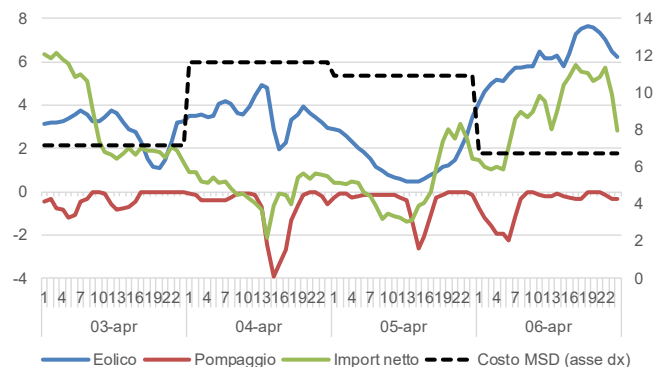


Figura 5-30 - Volumi venduti e costi delle transazioni sul MSD (somma ultimi 4 trimestri)

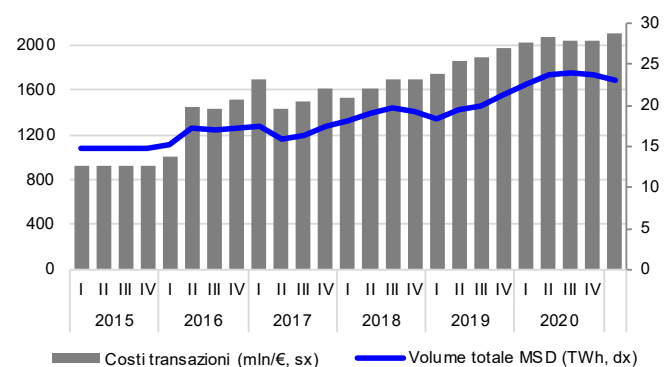
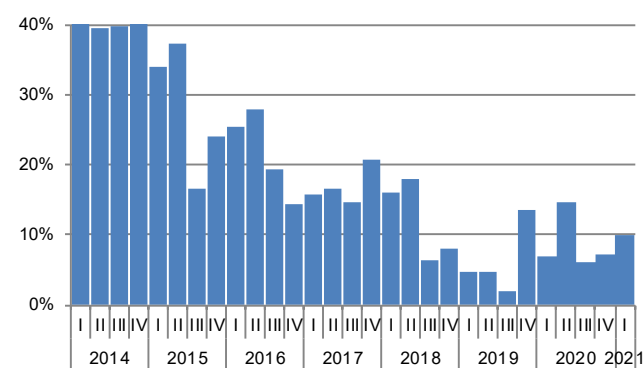


Figura 5-31 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (99° percentile)



⁴ 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.

Terzo aumento trimestrale consecutivo del PUN

Dopo i forti cali della prima metà del 2020, che avevano portato il PUN a nuovi minimi storici (21,8 €/MWh a maggio), la Borsa elettrica ha preso un trend fortemente rialzista, con aumenti su base mensile in otto dei successivi dieci mesi, sebbene il prezzo medio di marzo, 60,4 €/MWh, sia leggermente inferiore a quello medio di gennaio (60,7€/MWh, massimo da gennaio 2019), a causa della contrazione di febbraio. La crescita registrata nel I trimestre (+21%) è la terza consecutiva su base trimestrale. Rispetto al I trimestre di un anno fa l'aumento è del 50% (da 39,6 a 59,2 €/MWh), ma sfiora il +90% se si confronta il PUN medio di marzo 2021 con quello di marzo 2020.

Come per i cali della prima metà dell'anno scorso anche i rialzi successivi sono stati determinati dalla dinamica del prezzo del gas naturale al PSV, aumentato del 67% rispetto al I trimestre 2020, del 30% rispetto all'ultimo trimestre 2020, risalendo dai minimi storici di 6,5 €/MWh (a giugno) fino a oltre 20 €/MWh a gennaio 2021.

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 I trimestre dell'anno la quota di produzione termoelettrica si è leggermente contratta rispetto al IV trimestre 2020, collocandosi al 56%, un valore non molto maggiore del 54% della metà del 2020, quando il PUN era ai minimi storici.

Redditività degli impianti stretta tra alti prezzi del gas e EUA ai massimi storici

La redditività degli impianti a gas, misurata dal clean spark spread, ha seguito negli ultimi mesi un andamento fortemente altalenante. Sceso fin quasi a zero nel II trimestre 2020, ha poi ripreso velocemente quota, grazie alla maggiore dinamica rialzista del PUN rispetto a quella del gas al PSV e alla significativa ripresa del ruolo della termoelettrica sul mercato. 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 III trimestre 2020 i margini del gas sono scesi a 10 €/MWh nel IV e a poco più di 8 €/MWh nel I trimestre 2021.

Dalla Figura 5-33, che pure evidenzia l'elevata correlazione tra clean spark spread e peso della termoelettrica nel mix di generazione, emerge come tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021 lo spread sia rimasto piatto o negativo pur in presenza di un ruolo crescente (o comunque relativamente elevato) della termoelettrica, evidentemente a causa dell'altro fattore non rappresentato in figura, cioè il prezzo dei permessi di emissione.

Segnali di risalita del premio dei prezzi della Borsa italiana, ma resta sui minimi rispetto su quella tedesca,

Nell'anno della pandemia i prezzi all'ingrosso dell'elettricità avevano 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. Un dato positivo dell'anno era stato la contrazione del differenziale positivo italiano, sia in termini percentuali sia in valore assoluto (ampiamente inferiori ai 10 €/MWh).

Nel I trimestre 2021 l'evoluzione dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità è stata più variegata: a fronte di un consolidamento della tendenza alla riduzione dello spread positivo con Germania e Francia, si registra una forte aumento del premio sul prezzo della borsa spagnola, cresciuto molto meno di quanto accaduto negli altri Paesi. In particolare

l'avvicinamento ai prezzi tedeschi sembra coerente con un trend di lungo periodo (Figura 5-34).

Figura 5-32 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

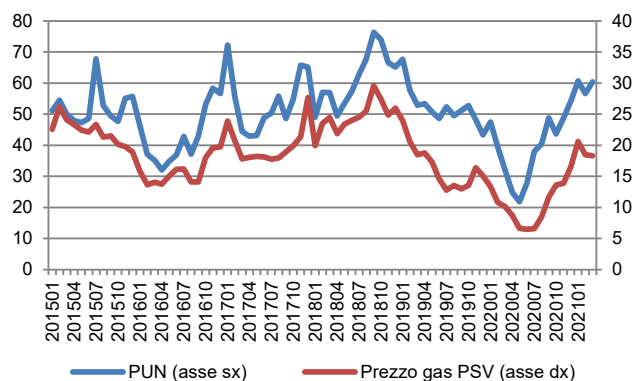


Figura 5-33 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

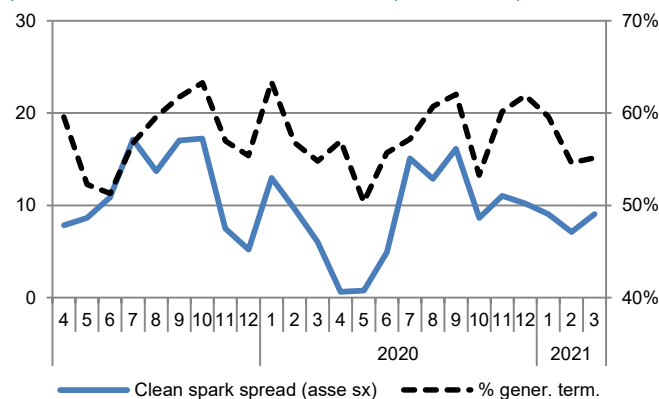


Figura 5-34 - Differenza % fra il prezzo di borsa in Italia e Germania



6. Prezzi dell'energia e competitività low-carbon

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

Nel primo trimestre 2021 si registrata un lieve aumento del prezzo per le imprese, prodotto non solo dall'aumento della materia energia

La prima parte dell'anno si apre con prezzi per le imprese stimati in aumento, diffuso a tutte le classi di consumo. Si tratta del secondo aumento consecutivo, dopo quello segnato nel quarto trimestre dell'anno precedente. Dopo il rialzo di ottobre-dicembre (nell'ordine del 15%-19% in termini congiunturali), i prezzi nel periodo gennaio-marzo 2021 conoscono una sostanziale stabilizzazione, dato comunque significativo perché collocato in un contesto macro-economico meno ottimistico rispetto al precedente (Figura 6.1). Il livello raggiunto è paragonabile in ogni caso a quello del primo trimestre 2020, confermando quindi il trend al recupero del terreno perso a partire dalla prima ondata pandemica. Il primo trimestre dell'anno è anche il periodo nel quale vengono riviste le tariffe di rete, in aumento, per effetto tanto degli investimenti effettuati quanto della contrazione della domanda. In particolare, è in aumento la componente UC3, a copertura degli aumentati oneri di perequazione della distribuzione elettrica (*Comunicato stampa ARERA, 29/12/2020*).

Nel secondo trimestre 2021 prezzi per le imprese in ulteriore rialzo, soprattutto per effetto della componente energia

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 l'aumento generalizzato è tra il 3% e il 4% circa, mentre rispetto a dodici mesi prima segna +25%. 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 (Figura 6.3). A questo riguardo si può notare comunque come negli ultimi tre anni gli aumenti medi su base trimestrale per la componente "prezzo energia" siano stati superiori a quelli relativi al PUN (rispettivamente il 5% e il 3% circa). La componente di dispacciamento viene stimata anch'essa in rialzo (Figura 6.2), mentre quella relativa agli oneri di sistema non varia rispetto al precedente trimestre. Come segnalato nella scheda tecnica relativa all'aggiornamento delle tariffe per il primo trimestre da ARERA, in sede di revisione annuale delle componenti relative ad Asos ed Arim emerge una criticità legata alla forte diminuzione della domanda elettrica e alla riduzione del PUN nel 2020, che ha comportato una diminuzione del gettito e un fabbisogno di liquidità in aumento. In previsione potrebbero rendersi necessarie manovre di adeguamento delle componenti tariffarie interessate, in particolare Asos. Prendendo a riferimento la classe delle utenze non domestiche medio-piccole si può tuttavia stimare allo stato attuale una sostanziale invarianza della componente degli oneri di sistema.

Lo sconto per le imprese energivore

Lo sconto del quale beneficiano le imprese dei settori energivori è stimato a poco più di 4 c€/KWh per le grandi in media tensione e intorno a poco meno di 4 c€/KWh per le grandissime in alta tensione (Figura 6.4), valore che corrisponde al 30% sul prezzo pieno. Dal momento dell'introduzione della normativa inerente, si può supporre che le imprese energivore abbiano ammortizzato una parte cospicua degli aumenti di prezzo, dal momento che il livello registrato al quarto trimestre 2017 non sembrerebbe essere più stato toccato (Figura 6.4).

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

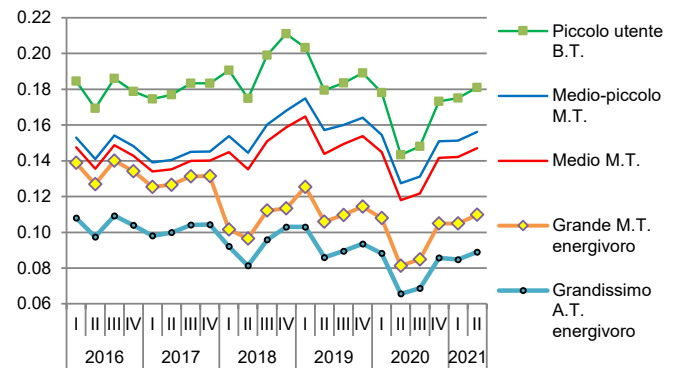


Figura 6-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

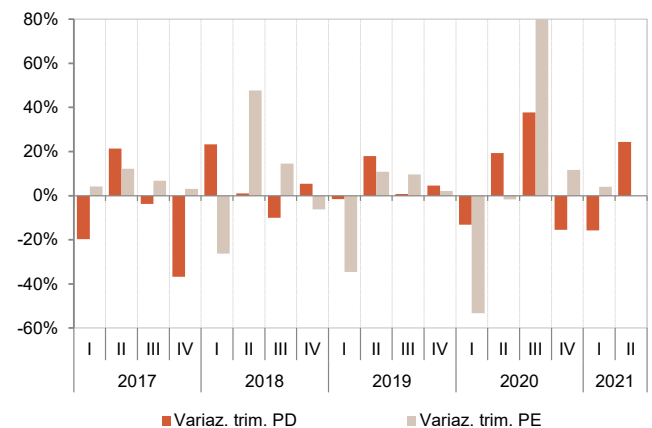


Figura 6-3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia per il prezzo di riferimento e del PUN

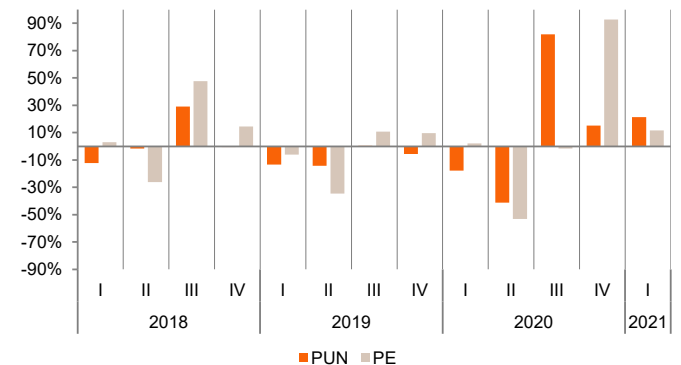
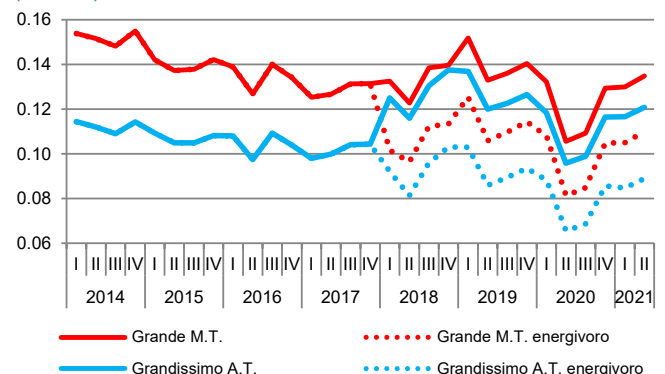


Figura 6-4 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il consumatore non domestico in alta tensione (€/KWh).



Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Nel periodo giugno-dicembre 2020 si sono registrati differenziali di prezzo sfavorevoli rispetto alla media della zona euro

Nel confronto internazionale, come emerge dalla rilevazione campionaria Eurostat, le imprese italiane anche nel 2020 hanno sperimentato un livello di prezzi più elevato, in particolare rispetto ai paesi della moneta unica, per tutte le fasce di consumo, fatta eccezione per quella più alta corrispondente a 70.000 – 150.000 KWh (Figura 6.5). Il differenziale è andato accentuandosi nel secondo semestre, vale a dire proprio in corrispondenza di una ripresa delle attività economiche e di maggiori aspettative di crescita dell'economia. Prendendo a riferimento la classe di consumo 500-2.000 KW all'anno il prezzo pagato dalle imprese italiane è in maggiorazione del 15%, e dopo quello della Germania è il più alto tra tutti quelli dei paesi dell'Unione Europea.

La dinamica italiana della variazione dei prezzi a confronto con quella dei paesi della zona euro nel 2020

La Figura 6.6 vale a descrivere in maggior dettaglio la dinamica occorsa nelle due metà del 2020, in parte frutto dello scadenzamento della diffusione pandemica, che nella cosiddetta "prima ondata" colpisce l'Italia prima degli altri paesi. Si può quindi scorgere come per tutte le fasce, ed in misura proporzionale ai volumi di consumo, nel primo semestre nel nostro paese i prezzi per le imprese siano eccezionalmente diminuiti (tra il 4% e il 26%, ma senza che il differenziale di prezzo torni favorevole), mentre nei paesi della moneta unica andavano aumentando. La situazione appare rovesciata nell'intervallo giugno-dicembre dell'anno.

La stima dell'incidenza delle componenti sul costo dell'energia elettrica nel 2020

La rilevazione Eurostat rende possibile aggiornare anche il quadro della composizione dei costi dell'energia elettrica per le imprese nella seconda parte dell'anno (Figura 6.7). Rispetto al primo semestre non vi sono variazioni sostanziali, venendo in rilievo elementi strutturali relativi alla competitività del sistema energetico nazionale. Nondimeno, nel periodo giugno-dicembre è in leggero aumento, tanto per le imprese italiane quanto per quelle della generalità della zona euro, la componente non fiscale.

I prezzi per le utenze domestiche nel periodo aprile-giugno 2021. Per il quarto trimestre consecutivo si verifica un aumento. Il livello registrato è ormai pari a quello del quarto trimestre 2019

Prendendo a riferimento il consumatore domestico in maggior tutela, la bolletta per le famiglie anche nel secondo trimestre è stimata in aumento (Figura 6.8). Il dato ARERA restituisce un livello di prezzo del tutto rapportabile a quello di fine 2019. Il terreno perso con il rallentamento dell'economia sembra quindi pienamente recuperato. Dal punto di vista della contributo assoluto delle singole voci di costo (Figura 6.8) negli ultimi cinque trimestri gli oneri di sistema e le spese di trasporto e gestione del contatore sono rimaste invariate. A cambiare sono state la materia energia, in crescita costante negli ultimi quattro trimestri, e le imposte, in lieve aumento negli ultimi tre. In termini percentuali l'incidenza della materia energia torna ad avvicinarsi alla metà del prezzo della bolletta (48% circa nel secondo trimestre 2021).

Figura 6-5 - Numero indice (zona Euro = 100) dei prezzi dell'elettricità in Italia per i consumatori non domestici al netto delle imposte recuperabili, diverse fasce di consumo in KWh

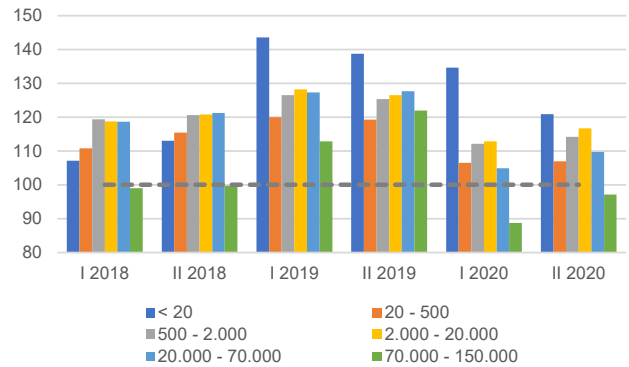


Figura 6-6 - Variazioni semestrali dei prezzi dell'energia elettrica per i consumatori non domestici al netto delle imposte recuperabili nelle diverse fasce di consumo in KWh nel 2020

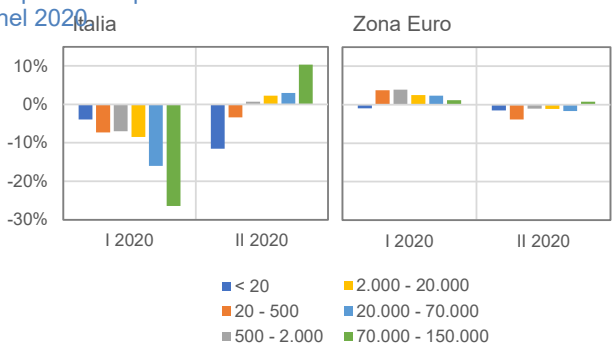


Figura 6-7 - Incidenza percentuale del tipo di costi sul prezzo dell'energia elettrica per i consumatori non domestici, per fasce di consumo in MWh/a. Confronto Italia - zona euro, II semestre 2020.

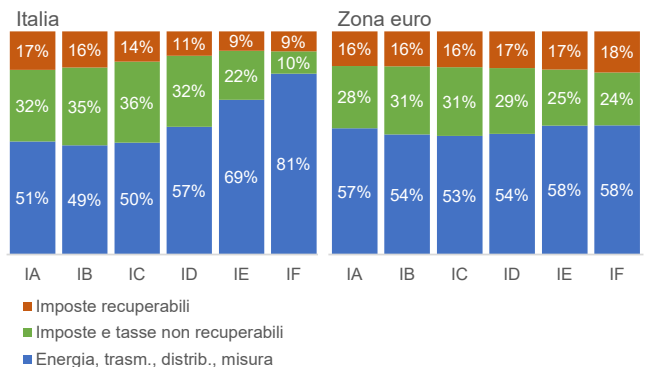
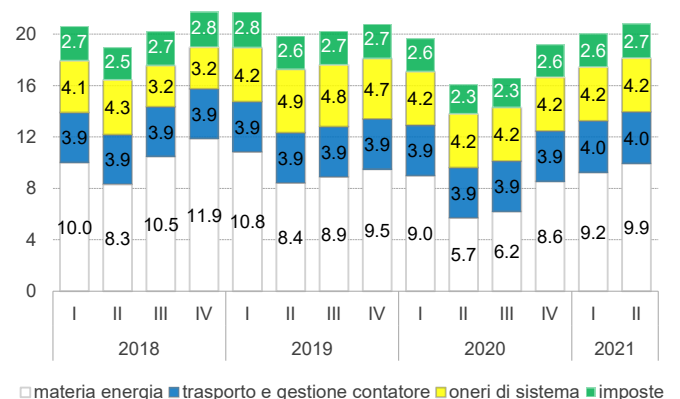


Figura 6-8 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh).



Nel primo trimestre 2021 il tasso di crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie raggiunge il tasso d'inflazione, ma è più basso rispetto alla media dei paesi della zona euro

La rilevazione dei prezzi al consumo Eurostat, aggiornata al primo trimestre dell'anno in corso, consente di integrare le informazioni sul costo della bolletta per le famiglie. In Italia l'energia elettrica torna a crescere ad un ritmo uguale a quello dell'inflazione, mentre nella zona euro la crescita è superiore tanto alla situazione italiana quanto al complesso dei beni di consumo. La dinamica di crescita, coerentemente con il quadro tratteggiato fino ad ora, inizia a giugno 2020 ed è particolarmente accentuata nell'ultima parte dell'anno.

Rispetto alle capitali dei maggiori paesi europei a Roma la bolletta per le famiglie meno cara

In ordine ai prezzi per i consumatori domestici, un'altra informazione utile è quella fornita dall'indagine campionaria HEPI, relativa ai prezzi nelle capitali d'Europa (figura 6.10). A Roma le famiglie pagano una bolletta che è tra le meno care tra quelle delle loro omologhe a Londra, Berlino, Madrid e Parigi. Il dato HEPI pare concordare con la dinamica catturata in Figura 6.9, con un paese come l'Italia che sperimenta negli ultimi trimestri un aumento di prezzo, ma ad un tasso più ridotto rispetto a quello degli altri paesi, collocandosi ad un livello assoluto piuttosto basso. Peraltro, è dal primo trimestre del 2020, prima ancora del manifestarsi della pandemia, che il livello dei prezzi italiano si colloca più in basso degli altri.

In aumento lineare l'incidenza dei contratti per la fornitura di energia elettrica stipulati sul mercato libero. Migliora la concorrenzialità sul libero mercato, anche se il valore della concentrazione delle quote delle imprese rimane elevato

Mentre il regime tariffario per il consumatore domestico in maggior tutela può essere utilizzato come leva per una stima del livello dei prezzi, occorre sottolineare come la tendenza all'allargamento della quota del libero mercato sia netta (figura 6.11). A dicembre 2020 il 56% delle famiglie ha stipulato contratti sul libero mercato. Sul piano della struttura del mercato libero, l'indice di Herfindahl (figura 6.12) al 2019 è ancora al di sopra della soglia convenzionale di 2.000, al di sopra della quale si suppone la presenza di situazioni non pienamente concorrenziali, ma è in costante diminuzione dal 2016, a suggerire una diminuzione della concentrazione delle quote detenute dalle imprese. Più dell'indice di Herfindahl, tuttavia, che misura il grado di concentrazione nel complesso, per rilevare la presenza di concentrazione nel mercato è opportuno ricorrere ad altri indicatori che misurano direttamente il potere di mercato dei soggetti maggiori. Tra questi, il semplice C2, che per l'ultimo periodo disponibile, il 2019, mostra come le prime due società operanti nella fornitura di energia elettrica detengano una quota di oltre il 60%, segno della necessità di miglioramenti sulla strada della concorrenzialità.

Figura 6-9 - Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell'energia elettrica al consumo.

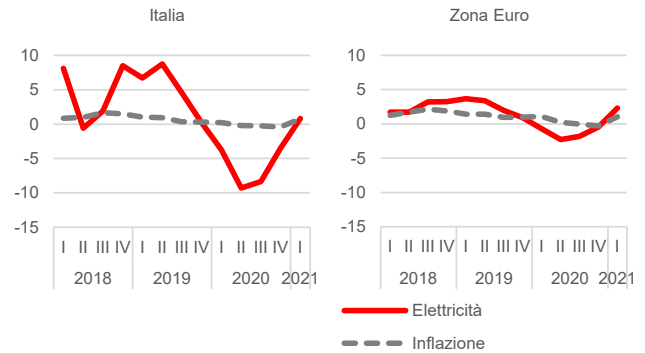


Figura 6-10 - Prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in €/kWh correnti.

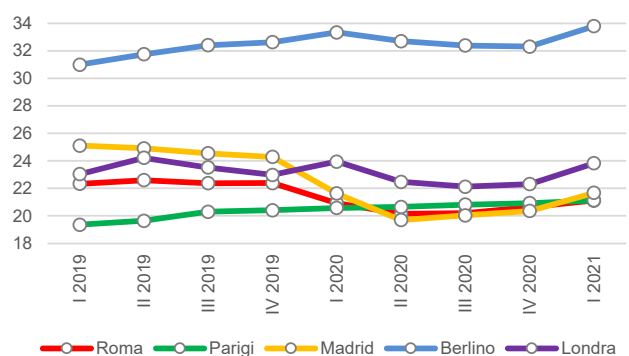


Figura 6-11 - Andamento temporale della quota di mercato dell'energia elettrica per i consumatori domestici non soggetta al regime di maggior tutela.

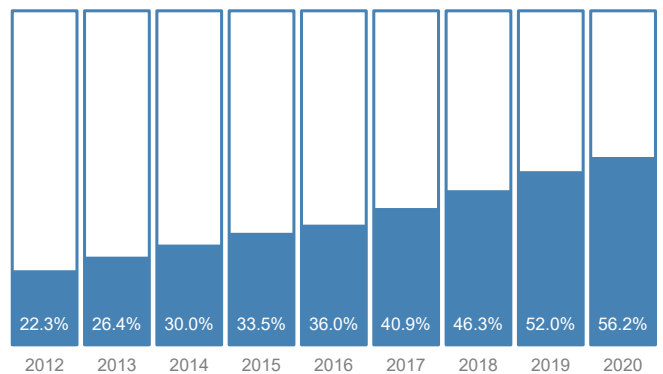
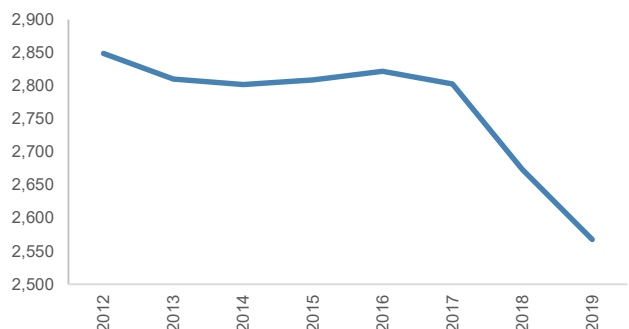


Figura 6-12 - Indice di concentrazione di Herfindahl nel solo mercato libero per le utenze domestiche in termini di energia fornita a livello nazionale.



6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Dopo i cali del 2020 prezzi del gasolio in aumento del 9% nel I trimestre 2021; anche maggiore a livello UE

Il prezzo medio al consumo del gasolio in Italia (incluse imposte e tasse) nei primi tre mesi del 2021 è stato pari a circa 1,39 €/litro, decisamente più elevato rispetto a quanto registrato nel corso del precedente trimestre (+9%), rimanendo comunque inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno (-3%, Figura 6-13). La ripresa di inizio 2021 si registra infatti dopo la decisa riduzione del 2020, durante il quale il prezzo medio del gasolio, pari a 1,3 €/litro, era diminuito dell'11% rispetto al 2019, principalmente per i cali del II trimestre (-15% tendenziale), a cui avevano fatto seguito variazioni congiunturali marginali nei successivi due trimestri.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-13), 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 ad inizio 2021 (+8%).

Nel I trimestre 2021 anche a livello UE si registra una ripresa del prezzo medio del gasolio (1,25 €/litro), di circa il 10% rispetto al precedente trimestre, un risultato dunque anche più sostenuto rispetto al dato italiano (+9% congiunturale). 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, -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, ad inizio 2021 sceso appena sopra al 10% (un livello paragonabile con il I trimestre 2019). La figura mostra inoltre come si siano registrati incrementi congiunturali importanti (superiori al 10%) in tutti i principali Paesi UE, ma particolarmente sostenuta in Germania (+18%).

Prezzo industriale in ripresa anche più sostenuta sia in Italia (+21% a variazione congiunturale) che in UE (+21%)

Nel corso dei primi tre mesi del 2021 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) in Italia è stato mediamente pari a 0,52 €/litro, decisamente più sostenuto rispetto al precedente trimestre (+21%). Come emerge dalla Figura 6-14, il dato del I trimestre delinea comunque una variazione negativa in termini tendenziali del 7%, seppur in attenuazione rispetto ai cali tendenziali di quasi il 30% dei precedenti tre trimestri, che avevano fatto seguito alle riduzioni meno sostenute dalla seconda metà del 2019 (-6% medio). Nel corso del 2020 il prezzo industriale in Italia era infatti diminuito in modo deciso rispetto ai livelli medi dell'anno precedente (-22%), così come osservato a livello europeo (-21%). La Figura 6-14 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 (-3%). Dopo la attenuazione della prima metà del 2020 (-0,5% nel II trimestre), il trend è poi ripreso nei successivi due trimestri (-5% e -6% rispettivamente nel III e IV trimestre), per arrivare nel I trimestre 2021 a quasi il -7%.

A inizio 2021 torna a diminuire l'incidenza della tassazione in Italia, ma ancora ben superiore rispetto alla media UE

Nei primi mesi del 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 risulta pertanto in riduzione rispetto ai livelli del precedente trimestre di circa quattro punti percentuali.

Dalla Figura 6-15 emerge come, dopo il lungo periodo di incrementi fino ai livelli massimi del 2016 (66,3%), e di riduzione nel successivo biennio (59,5% nel 2018), l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia è tornata su un trend di crescita moderato nel 2019 (59,8%), decisamente più marcato nel 2020, assestandosi nella seconda metà dell'anno oltre il 66,5%, per poi tornare a diminuire nel 2021 (62,6%).

Nel confronto internazionale (Figura 6-15), la tassazione nel nostro Paese risulta ben al di sopra (+7 punti percentuali) dell'incidenza media in UE, pari ad inizio 2021 al 55,3%, un gap in progressiva crescita sia rispetto al precedente triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali), che a quanto osservato nello scorso anno (+4,3% nel I trimestre, +6,7% nel IV).

Figura 6-13 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

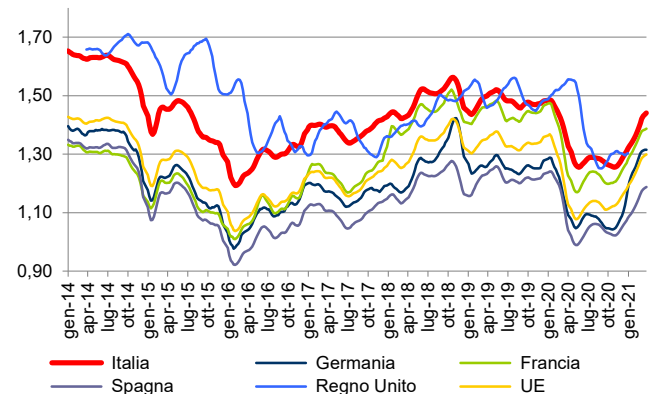


Figura 6-14 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

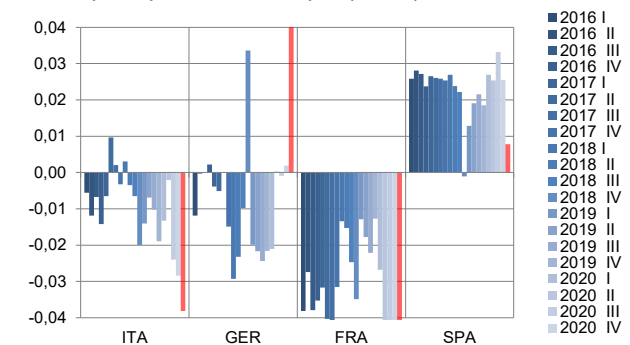
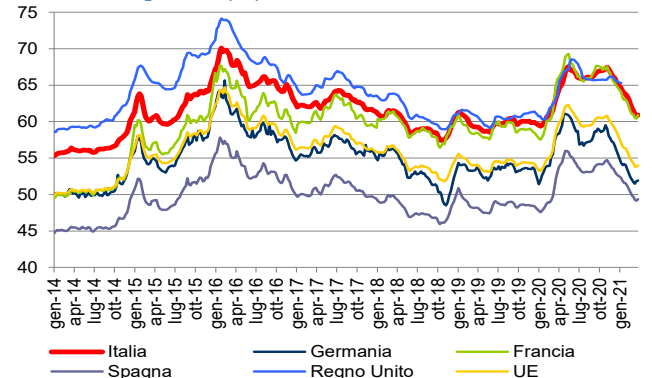


Figura 6-15 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3. Prezzi del gas naturale

Il primo trimestre 2021 si caratterizza per una ripresa del livello dei prezzi, anche se ancora non vengono raggiunti i valori di dodici mesi prima.

Nella prima parte dell'anno in corso proseguono gli effetti del recupero delle attività produttive, già manifestatisi alla fine del 2020. Per il periodo gennaio-marzo, per la fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ annui, si stima un livello di prezzo pari a 9,2 €/GJ (Figura 6-16). Rispetto al quarto trimestre 2020, a sua volta in aumento congiunturale, la variazione è nell'ordine del +9%. In termini tendenziali il dato corrisponde altresì ad una diminuzione del 9% (Figura 6.1), riflettendo in pieno l'arco temporale nel quale si manifesta l'evento pandemico. L'aumento congiunturale del primo trimestre è determinato in massima parte dal rialzo della componente Cmem (Figura 6-17), già in rialzo nell'ultima parte del 2020. Su detto rialzo incidono i maggiori costi di approvvigionamento del gas naturale. Prendendo a riferimento le quotazioni al PSV, è possibile scorgere come l'aumento del costo del gas naturale a partire dall'ultima parte dell'anno precedente sia stato addirittura più repentino di quello della stessa Cmem, componente che nella determinazione ARERA viene fissata *ex ante*. Altre componenti in aumento, ma in misura meno consistente, sono quella degli oneri di sistema e quella dei servizi di trasporto e gestione del contatore, quest'ultima legata a nuovi investimenti nella rete.

Per il periodo aprile-giugno si stima un ulteriore aumento dei prezzi, con un quasi completo recupero rispetto al periodo precedente all'evento pandemico. Due terzi del prezzo finale tornano ad essere imputabili ai servizi di vendita.

Nel secondo trimestre del 2021 continua la tendenza al rialzo dei prezzi del gas, in misura ancora più esclusiva per effetto dell'aumento dei costi di approvvigionamento. I consumi di gas, trainati dai settori termoelettrico ed industriale, nel mese di marzo sono del 15% circa superiori a quelli dell'anno precedente, all'inizio dell'emergenza pandemica. Aumenta di conseguenza il prezzo stimato per la fascia di consumo 1.000 – 10.000 GJ annui, che arriva a sfiorare il valore di 10 €/GJ, per un aumento tanto su base congiunturale quanto su base tendenziale (rispettivamente del 7% e del 25% circa). Per fare un confronto con il periodo pre-pandemico, tale livello di prezzo è di poco inferiore a quello del primo trimestre 2020 (-3%). La componente Cmem, pur in aumento, sembrerebbe muoversi in linea con i prezzi al PSV e scontare aspettative di stabilità dei prezzi, come anticipato dai mercati a termine. In conseguenza di queste variazioni, muta il quadro dell'incidenza dei costi. Due terzi del prezzo finale al cliente sono dovuti ai servizi di vendita, dato che non si registrava da ventiquattro mesi. In termini di incidenza relativa scende tanto la quota della componente di trasporto, gestione e misura del contatore, quanto quella degli oneri di sistema (Figura 6-18), nonostante una sostanziale invarianza in termini assoluti negli ultimi due trimestri. La Figura 6.19, che si riferisce alle variazioni relative su base annua delle diverse componenti, evidenzia ancora più nettamente come la "novità" del secondo trimestre sia rappresentata dal forte aumento della componente dei servizi di vendita (circa il 50% rispetto al periodo dello shock pandemico, quello del secondo trimestre 2020), e come questa determini quasi interamente l'aumento del livello di prezzo. Le tariffe regolate di rete sono in ribasso tendenziale per il quinto trimestre consecutivo, mentre gli oneri di sistema sono tornati sostanzialmente al livello di un anno prima.

Figura 6-16 - 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)

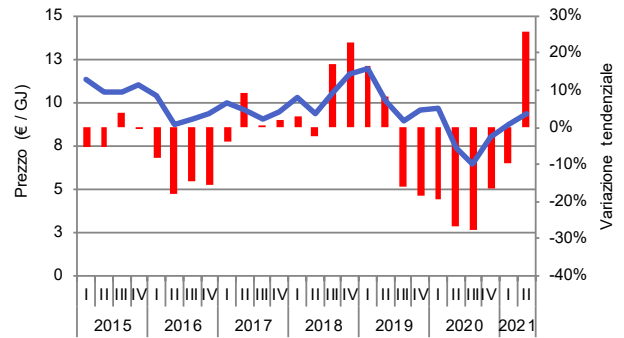


Figura 6-17 - Andamento della componente Cmem e del prezzo al PSV (c€/ GJ).

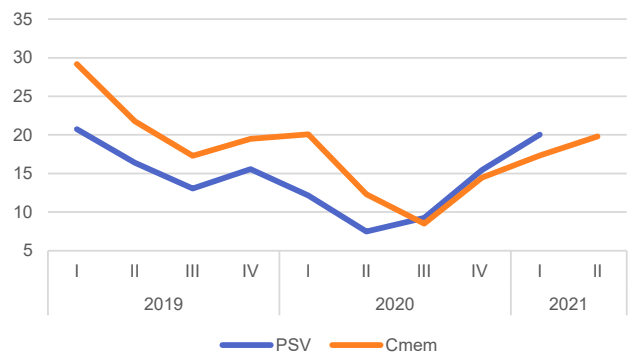


Figura 6-18 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia consumo 1.000-10.000

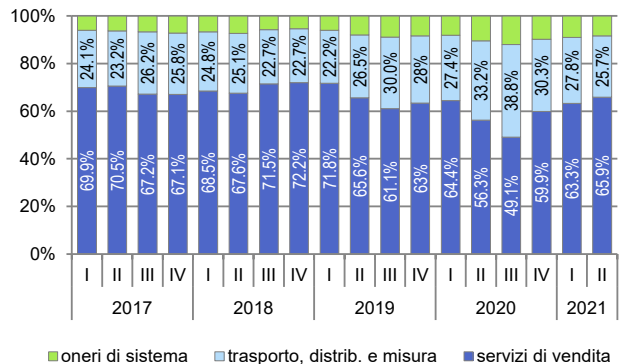
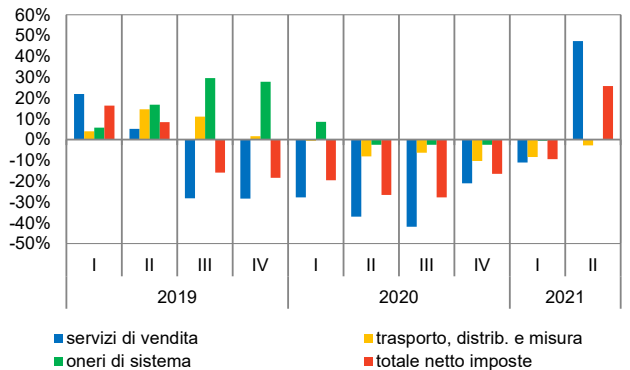


Figura 6-19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale).



Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Nel primo e secondo trimestre dell'anno in rafforzamento il trend del divario tra le regioni del settentrionali e quelle meridionali per i costi di rete

La differenza tra ambiti territoriali in ordine ai costi di trasporto, distribuzione e misura del contatore è netta (Figura 6.20) ed in ulteriore rafforzamento dall'inizio dell'anno. In particolare, nel secondo trimestre del 2021 in Calabria e Sicilia il costo stimato di questa componente è pari a circa 3,7 €/GJ, a fronte dei 2 €/GJ del Nord-Est. Anche per le altre regioni meridionali e centro-meridionali il divario è sfavorevole. Si può stimare che nel complesso per le regioni del Sud e del Centro-Sud il costo della componente sia del 40% più alto di quelle del Nord e del Centro-Nord.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese nel secondo semestre 2020. Prezzi inferiori alla media della zona euro per la maggior parte delle fasce di consumo

L'ultimo dato disponibile della rilevazione semestrale Eurostat relativa ai prezzi per le imprese – secondo semestre 2020 - segnala un differenziale di prezzo a vantaggio delle imprese italiane per le fasce I2, I3, I4, ovvero per un consumo annuo compreso tra 1.000 e 1.000.000 di GJ (Figura 6-22). Per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a, in particolare, il prezzo praticato alle imprese è pari al 96% circa di quelle della zona euro. Anche per le altre fasce, vale a dire I5 e I6, ove il differenziale è ancora a svantaggio delle imprese italiane, il dato segna una diminuzione relativa. Si tratta di un elemento di novità rispetto al passato recente, ma quasi del tutto assimilabile nella dinamica della diffusione pandemica, più che a miglioramenti strutturali. In termini di variazione tendenziale, il prezzo rilevato da Eurostat in Italia per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a scende nel secondo semestre 2020 dell'8%, mentre rispetto al primo 2020 è di poco superiore al 9%. Infine, degno di nota è il fatto che per trovare un analogo livello di prezzo per questa classe di imprese (poco più di 11 €/GJ) occorre tornare indietro di quattro anni.

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie nel primo trimestre 2021. Il tasso di variazione (Eurostat) e la rilevazione del livello (indagine HEPI)

Per i prezzi per i consumatori domestici la rilevazione di mercato più recente è quella del primo trimestre 2021 (Figura 6-23). Nel confronto estero, in particolare con la zona euro (figura 5.7, lato destro), al di là di un effetto puramente statistico (la "zona Euro" è una media dei paesi che la compongono), 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 -15% a -5%) a fronte di una leggera ripresa dell'inflazione (+0,8 nel periodo gennaio-marzo dell'anno in corso). Si torna quindi ad una dinamica del prezzo del gas paragonabile a quella di due anni prima. Per disporre di un dato aggiornato sul livello dei prezzi per le famiglie si può far ricorso all'indagine HEPI, relativa ad un campione rappresentativo per le capitali europee. In particolare, il confronto con le capitali dei maggiori paesi mostra un ulteriore aumento della differenza tra i prezzi di Roma (poco più di 8 c€/KWh) e quelli delle altre capitali (in misura evidente rispetto a Londra). In coerenza con quanto esposto sopra, in particolare a commento delle figure 5.3 e 5.4, la stessa fonte HEPI, a valle della rilevazione di mercato diretta, sottolinea come l'aumento per Roma sia dovuto alla crescita della componente energetica.

Figura 6-20 - Costo servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)

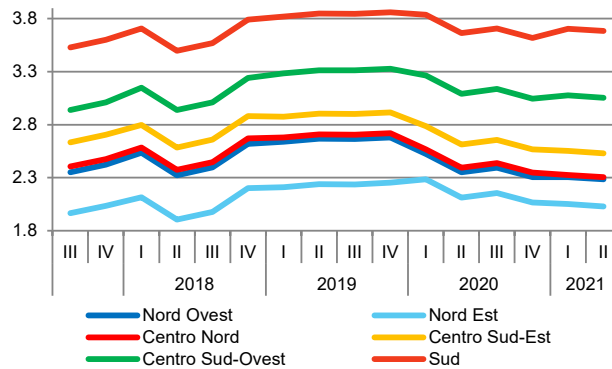


Figura 6-21 - Numero indice (zona Euro = 100) dei prezzi del gas al dettaglio per i consumatori non domestici, al netto di tasse e imposte recuperabili, nelle diverse fasce di consumo.

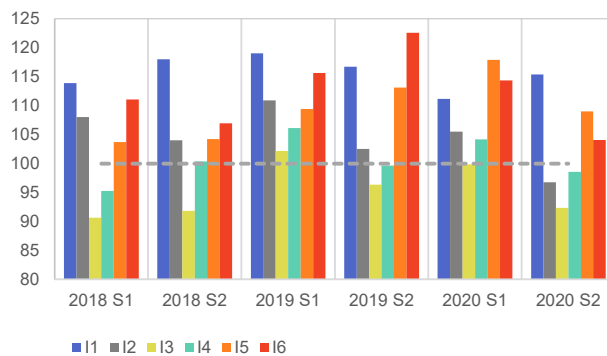


Figura 6-22 – Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP).

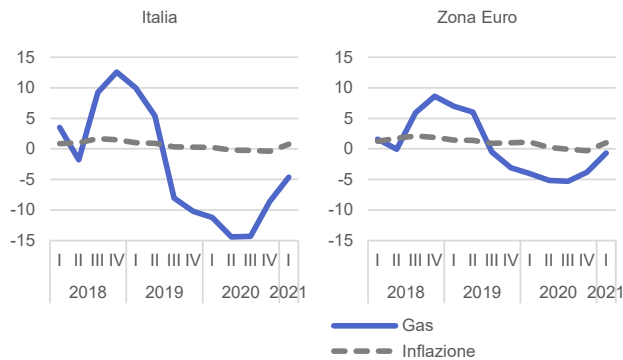
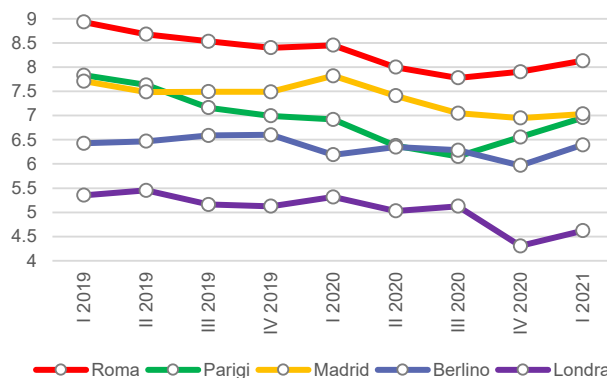


Figura 6-23- Prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque paesi europei. Valori in c€/kWh correnti



Daniela Palma

Competitività commerciale e innovazione nelle tecnologie low-carbon: un quadro integrato

Nel perseguire gli obiettivi della sostenibilità ambientale, lo sviluppo di tecnologie energetiche “a basso contenuto di carbonio” ha assunto nel tempo un sempre maggior rilievo, determinando una dirompente dinamica dell’innovazione. L’Europa, nell’ambito delle linee strategiche per lo sviluppo del settore energetico (*Energy Union*), ha assegnato una particolare importanza alla dimensione relativa a “ricerca, innovazione e competitività”, al fine di promuovere l’attività innovativa in questa direzione. La più recente strategia del *Green Deal* di inizio 2020 e i piani di intervento finanziario presentati con il programma *Next Generation Eu* all’indomani dello scoppio della pandemia da Covid-19, hanno inoltre contribuito a rafforzare questa visione, sottolineando che “per mantenere il suo vantaggio competitivo sul fronte delle tecnologie pulite, L’UE deve aumentare notevolmente la dimostrazione e la diffusione su larga scala di nuove tecnologie a livello intersettoriale e in tutto il mercato unico, creando catene del valore nuove e innovative”. Il processo di decarbonizzazione delle attività produttive è pertanto divenuto un asse portante del progetto europeo di transizione verso un nuovo modello di sviluppo teso a coniugare la crescita del benessere economico con la salvaguardia dell’ambiente.

In diverse scorse analisi effettuate in questa sede (si veda a titolo di esempio di esempio il numero 1/2021 dell’Analisi Trimestrale), è stato mostrato come a partire dalla seconda metà degli anni 2000 la crescente diffusione di tecnologie *low-carbon* abbia trovato riscontro in una significativa dinamica del commercio internazionale e come all’interno di questo quadro si sia collocata la posizione competitiva dell’Europa, andando poi ad esaminare rispetto a quest’ultima l’evoluzione della situazione italiana. Per quanto rappresentativa della capacità che i diversi paesi manifestano nel presidiare la produzione di tecnologie *low-carbon*, l’intensità degli scambi commerciali non è tuttavia esaustiva nel far luce sulla complessità delle dinamiche innovative che si sono andate delineando. Sotto questo profilo, le indicazioni che provengono dall’analisi dell’attività innovativa, attraverso l’esame delle statistiche dei brevetti, rappresentano un importante terreno di approfondimento, che va dalla possibilità di circoscrivere in termini particolareggiati i singoli ambiti tecnologici, a quella di catturare rispetto ad essi, sebbene entro certi limiti, la specifica potenzialità di innovazione dei diversi paesi.

Figura 1 – Dinamica della brevettazione nelle tecnologie low-carbon, 2000 - 2018 (2000 = 100)

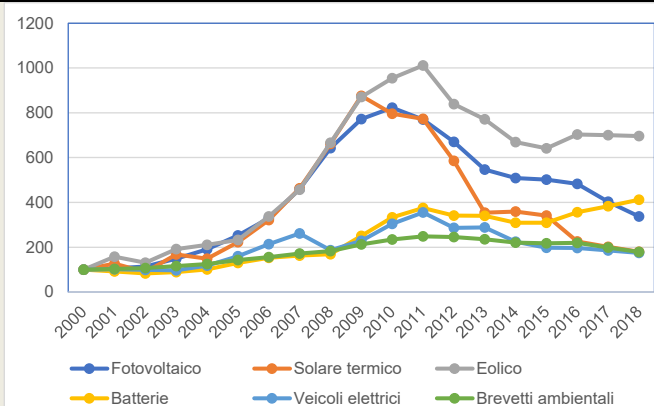
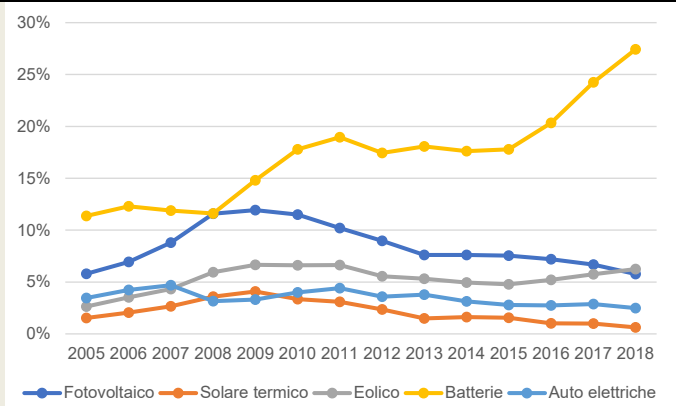


Figura 2 – Quota dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale dei brevetti ambientali, 2005 - 2018



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database January 2021

A partire da tali considerazioni, l’analisi che segue è dedicata alla presentazione di alcune prime evidenze basate sull’elaborazione dei dati di brevetto relativi alle domande depositate presso l’Ufficio Europeo dei Brevetti⁵ limitatamente alle tecnologie energetiche *low-carbon* che nei numeri precedenti dell’Analisi Trimestrale sono state oggetto d’indagine per ciò che riguarda gli scambi nel commercio mondiale. Prendendo le mosse dalla principale letteratura di riferimento (COP21 Ripples, 2018), e da una speciale sezione della classificazione internazionale dei brevetti comprendente le tecnologie ambientali⁶, sono state quindi selezionate le tecnologie relative al solare fotovoltaico, al solare termico, all’eolico, alle batterie e alle auto elettriche, ed esaminate le concordanze proposte con i codici presenti nella classificazione del commercio estero. Da tale prospetto emerge come solo nei primi tre casi sia possibile stabilire una corrispondenza di livello più puntuale⁷ con la classificazione merceologica del commercio internazionale, mentre nel caso delle batterie e delle auto elettriche il raccordo è soggetto a limiti maggiori di natura specifica. Per quanto riguarda le batterie, mentre nell’ambito della classificazione del commercio estero non è possibile individuare la destinazione applicativa dei componenti scambiati, nel caso dei brevetti la classificazione tecnologica consente di distinguere e selezionare le batterie per la mobilità elettrica (COP21 Ripples, 2018). All’opposto, nel caso delle auto elettriche, la classificazione tecnologica relativa ai dati di brevetto identifica le tecnologie che sono specifiche per questo tipo di beni, senza tuttavia che sia possibile far riferimento alle diverse tipologie di veicoli cui sono applicate, facendo sì che l’analisi debba essere condotta a un maggior livello di aggregazione.

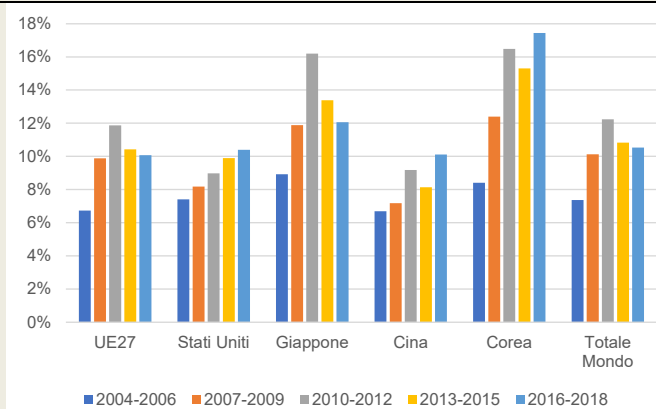
⁵ Le domande di brevetto sono riferite ai diversi paesi sulla base della residenza degli inventori, seguendo quello che è un approccio ormai consolidato nell’analisi comparativa dell’attività brevettuale a livello internazionale, e analizzati rispetto alla data di priorità, relativa al deposito della prima domanda, in quanto più vicina al momento dell’invenzione. Considerato che dalla data di priorità vige un periodo di segretezza di 18 mesi prima che il brevetto sia reso pubblico, la disponibilità di dati a fini statistici presenta un ritardo pari ad almeno l’estensione di tale periodo. (OECD,2009), motivo per il quale l’analisi presentata in questa sede arriva fino al 2018.

⁶ Cooperative Patent Classification sezione Y02 (EPO - Sustainable technologies).

⁷ I due tipi di classificazione riflettono contesti concettualmente diversi, che solo entro certi limiti è possibile mettere in corrispondenza. Nei casi in esame relativi alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, la classificazione commerciale consente di selezionare distintamente le componenti di natura specifica, ma non quelle che hanno caratteristiche di trasversalità, come le batterie.

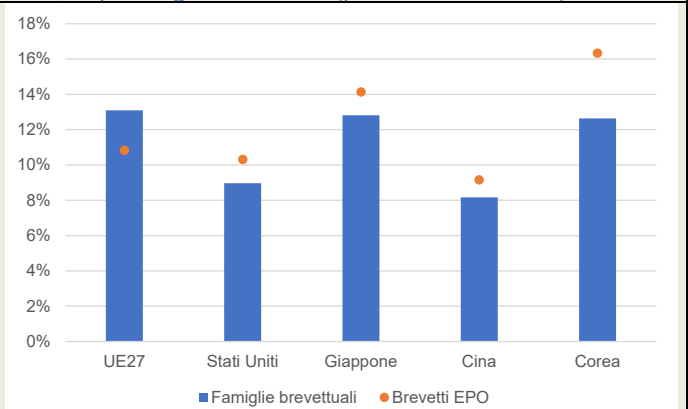
Infine, è bene comunque sottolineare come per tutto il settore delle auto elettriche si ponga una concettuale impossibilità di catturare alla stessa stregua i beni scambiati a livello commerciale, completi di tutte le componenti, e le tecnologie in essi incorporate⁸. Questa osservazione vale in particolare per le batterie che, al di là della già rilevata difficoltà nello stabilire un preciso collegamento tra dati di brevetto e dati di commercio per ciò che attiene alla mobilità elettrica, rappresentano una componentistica comunque scambiata a titolo di bene intermedio, e che conserva perciò una sua autonomia. Nondimeno, poter identificare a livello di classificazione internazionale dei brevetti le batterie destinate ai veicoli elettrici, consente di approfondire la conoscenza delle dinamiche innovative in un settore, quale è quello della mobilità elettrica, a rapido ritmo di sviluppo tecnologico. Ma linea in generale è opportuno osservare come l'intero settore delle batterie svolga un ruolo sempre più propulsivo nello sviluppo di diverse tecnologie *low-carbon*⁹, e come in ragione di ciò la sua dinamica innovativa costituisca una componente essenziale per una lettura complessiva del processo di cambiamento tecnologico in atto nel settore energetico a fronte di obiettivi di decarbonizzazione sempre più ambiziosi e stringenti.

Figura 3 – Quota dei brevetti ambientali sui brevetti totali, il quadro geoeconomico



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database January 2021

Figura 4 – Quota dei brevetti ambientali sul totale dei brevetti nei maggiori paesi, confronto tra famiglie brevettuali e brevetti EPO, il quadro geoeconomico (periodo 2010 - 2018)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database January 2021 (brevetti EPO) e su dati OECD.Stat - Innovation in environment-related technologies (famiglie brevettuali)

La dinamica innovativa

L'andamento delle domande di brevetto nelle tecnologie energetiche *low-carbon* si inserisce nel più ampio quadro dell'evoluzione registrata per tutte le tecnologie riferite al settore ambientale. Dopo una prima fase di forte crescita compresa tra il 2005 (anno di entrata in vigore del Protocollo di Kyoto) e il 2011, i brevetti richiesti per le tecnologie ambientali mostrano una pronunciata flessione, che non dà cenni di inversione di tendenza. In particolare, la quota dei brevetti ambientali sul totale dei brevetti depositati presso l'Ufficio Europeo dei Brevetti da tutti i paesi, compie nella fase di espansione un salto di più di 5 punti percentuali, passando tra i due estremi del periodo 2005-2011 dal 7,4% al 12,5%, mentre perde successivamente più della metà del terreno guadagnato, attestandosi nel 2018 al 9,5%. Rispetto a questa dinamica, il sottoinsieme dei brevetti relativi alle tecnologie energetiche *low-carbon* mostra una crescita di gran lunga più sostenuta nella fase ascendente, e una contrazione più profonda nella fase calante, con l'unica eccezione delle batterie, dove si registrano incrementi crescenti delle domande di brevetto a partire dal 2008 (Figura 1). L'incremento complessivo dei brevetti nelle tecnologie *low-carbon* appare comunque notevole: alla fine del 2018 la loro quota sul totale dei brevetti ambientali registra un aumento di più di 20 punti percentuali rispetto al 2005, superando il 40%. Importanti differenziazioni emergono inoltre nei contributi provenienti dai vari settori. Nel caso dell'eolico e delle batterie la quota sul totale dei brevetti ambientali registra infatti un più che raddoppio, attestandosi nel 2018 su valori rispettivamente del 6% e del 25%; mentre nel caso del solare fotovoltaico, dopo un'escursione con cui arriva a sfiorare il 12%, si stabilizza su valori simili a quelli di inizio periodo (6%). Assai meno pronunciate sono le variazioni della quota sul totale dei brevetti ambientali relativa alle auto elettriche, che però alla fine dell'intero periodo arretra lievemente rispetto ai valori iniziali, scendendo di poco al di sotto del 3%. In forte retrocessione risulta invece quella relativa al solare termico, a fine periodo di poco superiore allo 0,5%, facendo sì che esso diventi il settore meno rappresentativo (Figura 2).

La specializzazione tecnologica nelle grandi aree geoeconomiche

La rapidità dei ritmi con cui si è andata diffondendo l'innovazione nelle tecnologie *low-carbon* non conosce esclusioni tra i maggiori paesi industrializzati, ma forti specificità emergono sotto il profilo geoeconomico. Da questo punto di vista occorre innanzitutto osservare come la maggiore propensione a brevettare nel complesso del settore ambientale si registri nell'area asiatica, con punte massime dell'incidenza dei brevetti ambientali sul totale dei brevetti in Giappone e Corea (fino a più del 16% nella fase di massima espansione), anche se non meno rilevante è l'evoluzione della Cina, che, pur partendo da posizioni di retrovia¹⁰, tende a convergere sui livelli europei (UE27) e degli Stati Uniti, sostanzialmente allineati a una quota media globale dei brevetti ambientali sulla totalità dei brevetti pari a poco più del 10% (Figura 3). Il dato asiatico assume inoltre un rilievo ancora maggiore se letto nel confronto con tutta l'attività inventiva registrata a livello mondiale¹¹: relativamente ai brevetti depositati in Europa, Giappone, Corea e Cina

⁸ Il problema è simile a quello rilevato per le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, ma evidentemente più stringente, considerato che lo scambio commerciale riguarda i veicoli nella loro interezza.

⁹ La questione attiene più in generale al crescente ruolo che stanno acquisendo le tecnologie abilitanti nello sviluppo delle tecnologie low carbon (EPO - IEA, 2021).

¹⁰ Tale posizione deve essere letta anche in relazione al generale ritardo con cui per la Cina si inizia a rilevare una qualche significativa attività brevettuale.

¹¹ Per attività inventiva a livello mondiale si intende quella rilevata attraverso le famiglie brevettuali "internazionali", comprendenti tutte le domande di brevetto relative a una stessa invenzione.

presentano infatti un'intensità dell'innovazione in campo ambientale significativamente più elevata (Figura 4), che denota l'importanza del mercato europeo per questi paesi.

Nella dinamica di crescita dei brevetti ambientali dell'area asiatica le tecnologie *low-carbon* rivestono un ruolo determinante, e sostanziale risulta essere l'apporto da parte delle batterie (Tabella 1) per le quali si delinea una elevata e crescente specializzazione tecnologica¹², soprattutto in Giappone e Corea (la seconda con un indice superiore a 4 nel periodo più recente), anche per quanto riguarda il segmento relativo alla mobilità elettrica (Tabella 2). Quest'ultimo assume inoltre una particolare rilevanza per il Giappone, che presenta la specializzazione tecnologica più elevata nelle auto elettriche. Nell'insieme, si conferma per i paesi asiatici l'orientamento ad approfondire la specializzazione nelle tecnologie collegate all'elettronica, cogliendone via via i nuovi sviluppi. Permane la presenza di una chiara specializzazione tecnologica nel fotovoltaico, sebbene in misura diversa a livello di paese, con una posizione del Giappone sempre più defilata e una progressiva avanzata della Corea, seguita a ruota dalla Cina. Rispetto a questo scenario, la posizione degli Stati Uniti è del tutto marginale, segnata da una diffusa e accentuata despecializzazione tecnologica¹³, mentre l'UE27 offre un quadro relativamente articolato di sviluppo nelle diverse tecnologie *low-carbon*, mantenendo una salda specializzazione nell'eolico e nel solare termico, recuperando terreno nel fotovoltaico, e acquisendo una lieve specializzazione nelle auto elettriche, sebbene solo negli anni più recenti. Consistente è invece la despecializzazione tecnologica nelle batterie, che però si va progressivamente attenuando soprattutto nell'ambito del segmento relativo alla mobilità elettrica, mostrando in quest'ultimo una seppur lieve specializzazione in fine di periodo. Crescente, soprattutto nell'ultimo decennio, è comunque la perdita di peso della quota mondiale di brevetti dell'UE27 relativa all'insieme delle tecnologie *low-carbon*, che si attesta su un valore di poco superiore al 35%, a vantaggio di quella che fa capo ai paesi asiatici, che arriva a sfiorare il 45% (Figura 5).

Figura 5 – Quote dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale mondiale, il quadro geoeconomico

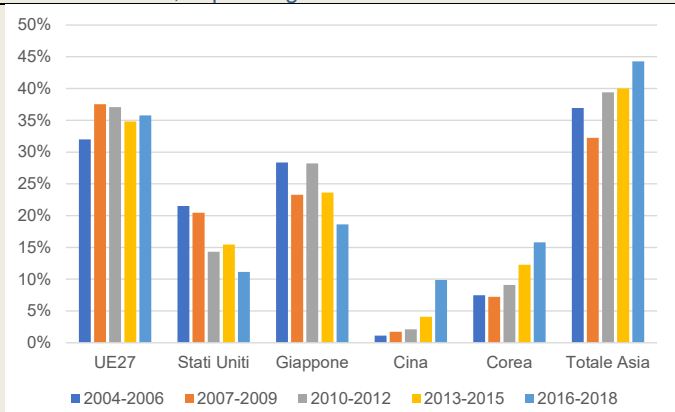
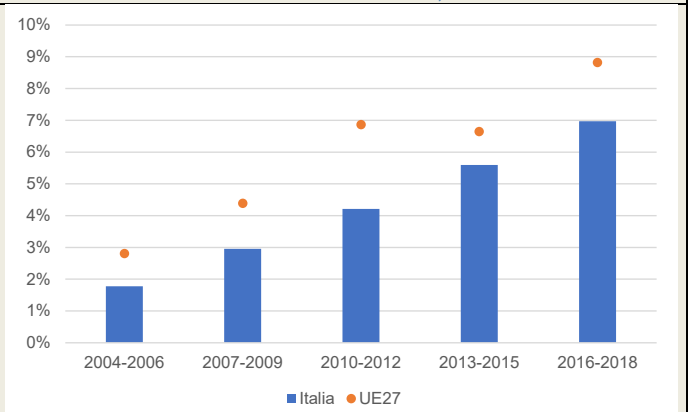


Figura 6 – Quota dei brevetti nelle batterie per la mobilità elettrica sul totale dei brevetti ambientali, Italia e UE27



Fonte: Elaborazione ENEA su dati OECD, REGPAT database January 2021

La specializzazione tecnologica nei paesi europei

L'assetto europeo è però anche la risultante di una dinamica innovativa alquanto variegata nei diversi paesi membri. Nel valutare la posizione dell'Italia nelle tecnologie *low-carbon* è necessario pertanto operare un confronto con le economie dell'area che hanno maggiormente concorso al loro sviluppo. In questo senso occorre innanzitutto sottolineare come nelle economie di piccole dimensioni la specializzazione tecnologica sia più polarizzata in particolari segmenti (Tabella 3). E' questo un gruppo di paesi del Nord Europa, che mantengono un profilo centrato sulle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili - come la Danimarca, diventata un classico caposaldo nell'eolico e con una forte specializzazione nel solare termico, dei Paesi Bassi, che hanno recentemente acquisito una specializzazione nel fotovoltaico, e del Belgio, che nel corso dell'ultimo decennio si è specializzato nel fotovoltaico e ha acquisito una importante specializzazione nel solare termico - ma che in qualche caso hanno iniziato a specializzarsi nella mobilità elettrica (auto e batterie), come mostrano chiaramente gli indici di vantaggio tecnologico di Austria e Svezia (che detengono comunque, sebbene in misura diversa, anche una specializzazione nel solare termico). Nel caso delle maggiori economie si registra invece una specializzazione tendenzialmente più distribuita nelle diverse tecnologie, come è evidente dall'esame di Germania e Francia, con l'eccezione dell'eolico per quest'ultima, che tuttavia mostra una più netta (e crescente) specializzazione nel fotovoltaico. Dal confronto tra i due paesi spicca inoltre una più forte proiezione della Germania verso la specializzazione nel settore dell'auto elettrica (1,7 nel periodo 2016-2018), con un salto particolarmente significativo nelle batterie per la mobilità elettrica (1,4 nel periodo 2016-2018 a fronte di una precedente lieve despecializzazione), avanzamento che fa di questa economia un importante cardine nello sviluppo di tecnologie *low-carbon* in Europa. Non irrilevante è poi la posizione della Spagna, che conferma una netta specializzazione tecnologica in tutte le tecnologie destinate alla produzione di energia da fonti rinnovabile, anche se è palese la despecializzazione tecnologica in tutto il segmento relativo alla auto elettrica e nelle batterie in generale.

La posizione dell'Italia

Alla luce di tali evidenze, l'Italia appare chiaramente distante tanto dal profilo tecnologico dei maggiori paesi europei quanto da quello che caratterizza quelli "piccoli". Una netta e consolidata specializzazione tecnologica emerge infatti nel solo caso del solare termico (1,8 nel periodo 2016-2018), mentre per tutte le altre tecnologie *low-carbon* considerate si osservano livelli più o meno pronunciati di despecializzazione, un risultato che trova forte riscontro anche nel quadro delle ultime analisi presentate nel Rapporto EPO-IEA

¹² L'indice di specializzazione di un paese in una data classe tecnologica è dato dal rapporto tra la quota sui brevetti mondiali del paese in tale classe e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione. Un paese risulterà perciò specializzato in una data classe tecnologica per valori dell'indice superiori a uno.

¹³ Così come estesamente documentato anche nel Rapporto dell'Aprile 2021 realizzato da IEA ed EPO sui trend tecnologici globali nella transizione energetica (EPO-IEA, 2021), gli Stati Uniti si distinguono infatti nell'ambito di tecnologie relative all'utilizzo di combustibili fossili, e nei processi di combustione a basse emissioni.

dell'Aprile 2021 sui trend tecnologici che guidano la transizione energetica. Nell'ambito delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili un minore svantaggio è ravvisabile nel fotovoltaico (0,8 nel periodo 2016-2018), mentre nell'eolico si denota una sempre più accentuata despecializzazione (0,3 nel periodo 2016-2018). Per quanto riguarda le auto elettriche si rileva una qualche riduzione dello svantaggio tecnologico, che segue un andamento progressivo, ma che non consente tuttavia, al momento, ancora di conseguire una salda posizione di specializzazione (l'indice supera di poco 1 nel periodo 2013-2015 ma è pari a 0,9 nel periodo 2016-2018). Assai forte è però la despecializzazione nelle batterie in generale (0,4 nel periodo 2016-2018) e in quelle relative alla mobilità elettrica (0,6 nel periodo 2016-2018), con solo una qualche attenuazione dello svantaggio tecnologico per quanto riguarda queste ultime nel corso degli ultimi anni. Quest'ultimo dato rappresenta un punto d'attenzione, in considerazione dei positivi segnali largamente emersi dai restanti paesi europei e del ritardo che ancora l'Italia mostra nella brevettazione in questo settore (Figura 6). Ma più in generale è importante riflettere sullo straordinario impulso che ha manifestato la diffusione di tecnologie per l'accumulo di energia e la crescita di una domanda che nel nostro paese sta dando luogo ad accentuati disavanzi commerciali. Tali disavanzi si abbinano infatti a quelli già emersi nel settore dell'auto elettrica, lasciando supporre che ad essi abbia contribuito significativamente proprio il settore della mobilità, ed è per questo che l'acquisizione di una maggiore capacità d'innovazione in quest'ambito può rappresentare un obiettivo auspicabile nel delineare una strategia di sviluppo nelle tecnologie *low-carbon* a livello nazionale.

Tabella 1 – Incidenza dei brevetti nelle tecnologie low-carbon sul totale dei brevetti ambientali, il quadro geoeconomico

	2004-2006	2007-2009	2010-2012	2013-2015	2016-2018
Fotovoltaico					
UE27	5.7%	9.2%	9.6%	7.7%	6.3%
Cina	3.0%	10.4%	8.2%	9.9%	13.2%
Giappone	7.1%	12.6%	10.5%	7.2%	5.5%
Corea	6.1%	19.2%	17.6%	14.6%	13.0%
Stati Uniti	6.1%	11.5%	9.4%	5.5%	3.9%
Totale mondo	6.0%	10.9%	10.2%	7.6%	6.8%
Solare termico					
UE27	2.8%	5.4%	4.6%	2.3%	1.4%
Cina	2.1%	2.0%	2.3%	1.3%	0.9%
Giappone	0.4%	0.8%	1.0%	0.6%	0.3%
Corea	0.0%	0.9%	1.0%	0.3%	0.2%
Stati Uniti	1.0%	2.7%	1.9%	1.0%	0.6%
Mondo	1.6%	3.5%	2.9%	1.6%	0.9%
Eolico					
UE27	5.3%	8.6%	10.9%	8.5%	10.2%
Cina	5.1%	5.8%	4.8%	2.9%	4.0%
Giappone	0.9%	2.2%	2.5%	2.9%	1.8%
Corea	0.5%	1.1%	1.0%	1.1%	0.6%
Stati Uniti	1.7%	3.9%	3.4%	2.9%	3.4%
Mondo	3.0%	5.7%	6.3%	5.0%	5.6%
Batterie					
UE27	6.4%	8.7%	13.1%	12.8%	17.0%
Cina	18.0%	17.7%	15.5%	18.8%	35.1%
Giappone	21.1%	25.0%	34.3%	32.2%	36.3%
Corea	32.5%	33.5%	41.8%	44.7%	58.9%
Stati Uniti	8.7%	9.8%	10.4%	11.5%	11.8%
Mondo	11.3%	12.9%	18.1%	17.8%	23.1%
Auto elettriche					
UE27	3.0%	3.3%	3.8%	3.7%	3.5%
Cina	4.1%	3.8%	0.9%	4.4%	2.3%
Giappone	8.8%	7.8%	9.3%	6.4%	5.5%
Corea	0.5%	0.4%	0.9%	1.6%	1.0%
Stati Uniti	1.7%	2.7%	1.6%	1.4%	1.0%
Mondo	3.6%	3.7%	4.0%	3.3%	2.8%
Batterie per la mobilità elettrica					
UE27	2.8%	4.4%	6.9%	6.6%	8.8%
Cina	4.7%	4.3%	5.2%	6.8%	7.8%
Giappone	11.3%	12.8%	18.4%	15.5%	13.2%
Corea	3.7%	4.6%	11.8%	11.5%	9.0%
Stati Uniti	2.3%	3.8%	4.0%	3.7%	4.4%
Mondo	4.4%	5.5%	8.5%	7.5%	8.3%

Tabella 2 – Indici di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low-carbon, il quadro geoeconomico

	2004-2006	2007-2009	2010-2012	2013-2015	2016-2018
Fotovoltaico					
UE27	0.86	0.83	0.91	0.97	0.90
Cina	0.45	0.68	0.60	0.99	1.88
Giappone	1.43	1.36	1.37	1.17	0.93
Corea	1.16	2.16	2.32	2.71	3.18
Stati Uniti	1.02	1.04	0.81	0.68	0.54
Solare termico					
UE27	1.56	1.50	1.51	1.41	1.37
CN	1.16	0.40	0.59	0.65	0.89
JP	0.30	0.27	0.45	0.52	0.34
KR	0.00	0.30	0.46	0.24	0.43
US	0.65	0.74	0.57	0.61	0.56
Eolico					
UE27	1.61	1.47	1.69	1.62	1.74
Cina	1.53	0.71	0.57	0.43	0.69
Giappone	0.37	0.44	0.54	0.72	0.37
Corea	0.20	0.23	0.21	0.30	0.17
Stati Uniti	0.58	0.67	0.48	0.54	0.56
Batterie					
UE27	0.51	0.66	0.70	0.69	0.70
Cina	1.44	0.98	0.64	0.79	1.46
Giappone	2.25	2.28	2.51	2.23	1.80
Corea	3.27	3.18	3.11	3.55	4.22
Stati Uniti	0.77	0.74	0.51	0.60	0.48
Auto elettriche					
UE27	0.77	0.87	0.92	1.10	1.21
Cina	1.05	0.72	0.17	1.01	0.79
Giappone	2.99	2.48	3.07	2.42	2.28
Corea	0.15	0.13	0.31	0.69	0.62
Stati Uniti	0.48	0.72	0.36	0.41	0.35
Batterie per la mobilità elettrica					
UE27	0.58	0.77	0.78	0.86	1.01
Cina	0.96	0.55	0.46	0.68	0.90
Giappone	3.09	2.72	2.85	2.57	1.82
Corea	0.95	1.02	1.86	2.17	1.80
Stati Uniti	0.53	0.68	0.42	0.46	0.49

Tabella F3 – Indice di specializzazione tecnologica nelle tecnologie low carbon - principali paesi europei

	2004-2006	2007-2009	2010-2012	2013-2015	2016-2018
Fotovoltaico					
Austria	1.22	0.69	0.59	0.86	0.62
Belgio	0.85	0.81	1.10	1.44	1.12
Germania	1.18	1.02	1.08	1.03	0.81
Danimarca	0.09	0.38	0.23	0.31	0.43
Spagna	1.56	1.20	0.99	1.14	1.18
Francia	0.53	0.65	0.92	1.23	1.32
Italia	0.51	0.85	0.88	0.80	0.83
Paesi Bassi	0.83	0.80	0.95	0.88	1.08
Svezia	0.22	0.21	0.22	0.39	0.45
Solare termico					
Austria	1.91	2.52	2.58	2.99	1.21
Belgio	0.09	1.09	0.88	1.14	1.49
Germania	1.64	1.52	1.56	1.23	0.75
Danimarca	2.05	0.65	0.68	1.93	1.80
Spagna	6.69	6.62	5.16	3.50	4.97
Francia	1.14	0.99	1.29	1.53	1.75
Italia	1.37	2.12	2.25	1.10	1.76
Paesi Bassi	0.70	0.75	0.63	1.45	0.67
Svezia	1.02	0.69	0.61	0.95	2.04
Eolico					
Austria	0.70	0.94	0.53	0.62	0.28
Belgio	0.29	0.91	0.79	0.73	0.58
Germania	1.47	1.26	1.43	1.34	1.67
Danimarca	17.33	18.20	20.87	20.82	25.61
Spagna	8.16	3.93	5.80	6.50	3.96
Francia	0.34	0.36	0.46	0.40	0.36
Italia	0.89	0.59	0.77	0.69	0.29
Paesi Bassi	0.85	1.23	1.01	0.88	0.92
Svezia	0.89	0.71	0.47	0.36	0.29
Batterie					
Austria	0.37	0.71	0.77	0.74	1.12
Belgio	0.17	0.34	0.24	0.41	0.51
Germania	0.56	0.87	0.94	0.84	0.92
Danimarca	0.20	0.17	0.13	0.12	0.11
Spagna	0.22	0.18	0.28	0.42	0.41
Francia	0.83	0.81	0.92	0.95	0.74
Italia	0.28	0.33	0.32	0.38	0.35
Paesi Bassi	0.35	0.18	0.17	0.24	0.30
Svezia	0.51	0.51	0.50	0.68	0.62
Auto elettriche					
Austria	0.50	0.86	1.10	1.12	1.09
Belgio	0.00	0.06	0.30	0.24	0.19
Germania	0.93	1.14	1.14	1.10	1.73
Danimarca	0.00	0.15	0.00	0.04	0.00
Spagna	0.29	0.12	0.02	0.28	0.75
Francia	1.16	0.91	1.03	1.52	1.15
Italia	0.41	0.74	0.72	1.08	0.92
Paesi Bassi	0.28	0.44	0.26	0.11	0.29
Svezia	1.10	1.16	1.54	3.21	1.29
Batterie per la mobilità elettrica					
Austria	0.53	0.98	0.77	0.66	1.67
Belgio	0.13	0.25	0.16	0.20	0.36
Germania	0.67	0.97	0.97	1.01	1.35
Danimarca	0.00	0.21	0.11	0.08	0.03
Spagna	0.23	0.32	0.34	0.58	0.55
Francia	0.93	0.97	1.14	1.11	0.91
Italia	0.28	0.42	0.37	0.56	0.60
Paesi Bassi	0.24	0.22	0.26	0.23	0.48
Svezia	0.71	0.82	0.78	1.47	1.16

Bibliografia

- COP21 Ripples, Results and implications for pathways and policies for low emissions European societies, 2018.
- EPO-IEA, Patents and the energy transition – Global trends in clean energy technology innovation, April 2021
- OECD, Patent Statistics Manual, 2009.

Nota metodologica

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

QUADRO TEORICO: Definizione del fenomeno in esame: transizione energetica e trilemma energetico:

Il Trilemma Energetico è stato definito come "La triplice sfida di fornire energia sicura, economica ed ecologicamente sostenibile" (World Energy Council). La gestione dell'equilibrio tra queste priorità critiche è una sfida complessa, ma è anche la base per la prosperità e la competitività dei Paesi. Le tre dimensioni di una transizione "bilanciata" (Decarbonizzazione, Sicurezza dell'approvvigionamento, e Prezzi dell'energia) costituiscono un "Trilemma", per cui raggiungere alte performance su tutte e tre le dimensioni comporta complessi collegamenti intrecciati tra attori pubblici e privati, governi e regolatori, fattori economici e sociali, risorse nazionali, preoccupazioni ambientali e comportamenti individuali dei consumatori.

Il concetto di Trilemma implica che la crescita positiva in ogni dimensione deve tener conto e compensare qualsiasi effetto consequenziale; la crescita del consumo non gestito può portare a sistemi non bilanciati, un rapido aumento della decarbonizzazione può influire sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sui prezzi dell'energia. La forma che la transizione energetica assume è quindi importante: una transizione solida implica il bilanciamento di tutti e tre gli aspetti fondamentali in linea con la crescita della prosperità e della domanda. Mantenere un trilemma equilibrato, a forma di triangolo, crescente in dimensioni ma equilibrato nella forma, implica soluzioni politiche integrate e approcci coerenti all'innovazione.

In Italia negli ultimi anni l'evidente interazione tra le diverse dimensioni del trilemma energetico, emerse ad esempio con l'impatto sui prezzi dell'energia, ha portato il tema ai primi posti nell'agenda dei policymaker. La consapevolezza della sfida è stata ad esempio manifestata nella Strategia energetica nazionale 2017 (SEN), costruita intorno a tre obiettivi principali:

- "migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE.
- Traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.
- Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture."

Significativamente la SEN affermava che, "nella consapevolezza delle interrelazioni reciproche tra i tre obiettivi e della disponibilità finita di risorse pubbliche, si propone di perseguire gli obiettivi in maniera coerente ed equilibrata".

Il trilemma energetico è quindi un modo utile per inquadrare le sfide della politica energetica, nonché per valutare la progressione di un paese o di un attore verso una certa transizione energetica desiderata. I mezzi con cui l'Unione europea ed i suoi Stati membri hanno cercato di risolvere il trilemma energetico sono stati vari nel tempo, e sono stati anche complicati dai significati contestabili inerenti a ciascuna delle sue tre dimensioni. Nessuna di esse infatti è un concetto chiaramente delineato che gode di definizioni o metriche comunemente accettate.

Nell'analisi trimestrale ENEA le tre dimensioni sono definite come segue:

La dimensione della **Sicurezza** indica un sistema energetico che si evolve nel tempo con l'adeguata capacità di soddisfare le esigenze dei servizi energetici dei suoi utenti in qualsiasi circostanza, vale a dire anche se influenzato da eventi che minacciano l'integrità fisica dei flussi energetici o che portano a prezzi discontinui dei servizi energetici (Gracceva e Zeniewski 2014, Keppler 2007). Questa definizione include implicitamente la visione tradizionale della sicurezza energetica come "la disponibilità ininterrotta di fonti energetiche a un prezzo accessibile".

La dimensione della **Decarbonizzazione** indica il processo di progressiva riduzione del contenuto di carbonio nell'energia consumata dal sistema. Più in generale, per decarbonizzazione si intende la progressiva transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nell'analisi trimestrale ENEA il processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano è valutato confrontandone la coerenza sia con gli obiettivi di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili sia con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂, ai due orizzonti temporali del 2020 e del 2030. La tabella di marcia stabilita dall'Unione Europea prevede che entro il 2050 l'UE tagli le sue emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990.

La dimensione dei **Prezzi** indica il livello dei prezzi in Italia rispetto a quello di altri Paesi europei cercando di cogliere il ruolo che i prezzi dell'energia hanno sulla competitività delle imprese e in misura minore, il peso che hanno sulle famiglie.

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (c.d. trilemma energetico: decarbonizzazione, sicurezza e prezzi dell'energia per il sistema industriale), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzi Energia e Decarbonizzazione).

COSTRUZIONE INDICATORE COMPOSITO ISPRED:

Indicatori elementari: definizione degli indicatori elementari utilizzati:

Le Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore elementare scelto.

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Decarbonizzazione	Riduzione emissioni totali di CO ₂ al 2020	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Riduzione emissioni di CO ₂ non ETS al 2020	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Distanza dalla traiettoria target
	Riduzione emissioni totali di CO ₂ al 2030	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Riduzione emissioni di CO ₂ non ETS al 2030	Distanza delle emissioni stimate nel periodo dalla traiettoria target (Mt)
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Distanza dalla traiettoria target

Tabella B - Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

Dimensione	Settore	Indicatore - Descrizione	
Sicurezza del sistema energetico	Petrolio greggio	Resilienza del sistema petrolio	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)
	Prodotti petroliferi	Approvvigionamento dei prodotti petroliferi	% di copertura domanda benzina-gasolio da produzione interna
	Raffinazione	Competitività della raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bl)
			Utilizzo impianti (%)
	Gas naturale	Resilienza del sistema gas	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema
			Stabilità dei fornitori - indice OECD / IEA
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)
			Adeguatezza del sistema gas
	Energia elettrica	Adeguatezza del mercato gas	Integrazione con i mercati del Nord Europa: spread PSV-TTF (€/MWh)
			Liquidità PSV: distanza della media dei mercati UE (TWh)
		Adeguatezza del sistema elettrico	Margine di riserva minimo (%)
Flessibilità del sistema elettrico			Variazione oraria della produzione intermittente (% sul carico)
	Adeguatezza del mercato elettrico	Spark spread (€/MWh)	

Tabella C - Indicatori considerati per la dimensione Prezzi dell'energia

Dimensione	Indicatore - Descrizione		
Prezzi dell'energia	Energia elettrica	Consumatori domestici	fascia Eurostat DB: 1.000 - 2.500 kWh
		Imprese	fascia Eurostat IB: 20 - 500 MWh
			fascia Eurostat IC: 500 - 2000 MWh
			fascia Eurostat ID: 2000 - 20.000 MWh
			fascia Eurostat IE: 20.000 - 70.000 MWh
	Gasolio	Prezzi gasolio	€/1000L
	Gas naturale	Consumatori domestici	fascia Eurostat D2: 20 - 200 GJ
		Imprese	fascia Eurostat I2: 1.000 - 10.000 GJ
			fascia Eurostat I3: 10.000 - 100.000 GJ
			fascia Eurostat I4: 100.000 - 1.000.000 GJ
fascia Eurostat I5: 1.000.000 - 4.000.000 GJ			

Normalizzazione, aggregazione e ponderazione degli indicatori:

Prima di passare alla fase di ponderazione e aggregazione degli indicatori elementari è stato necessario **normalizzarli** al fine di rendere omogenei e confrontabili indici espressi in ordini di grandezza diversi tra loro.

Data l'assenza di forti asimmetrie negli indicatori grezzi che avrebbero potuto portare a risultati distorti e al fine di ampliare il campo di variazione incrementando quindi l'effetto degli indicatori sui vari livelli di aggregazione, il metodo di normalizzazione scelto è stato quello dei **valori relativizzati al campo di variazione**, comunemente detto min-max:

Si riproporziona il valore assunto da ciascuna unità in modo che oscilli tra il valore più basso assunto dall'indicatore nell'arco temporale considerato, posto uguale a 0, e quello più elevato, posto uguale a 1

In formule, si passa da x_{ij} a r_{ij} :

$$r_{ij} = \frac{x_{ij} - \min_i\{x_{ij}\}}{\max_i\{x_{ij}\} - \min_i\{x_{ij}\}}$$

dove $\min\{x_{ij}\}$ e $\max\{x_{ij}\}$ sono, rispettivamente, il minimo e il massimo dell'indicatore j.

Per mezzo di tale trasformazione gli indicatori vengono svincolati dall'unità di misura e riportati in una scala da 0 a 1.

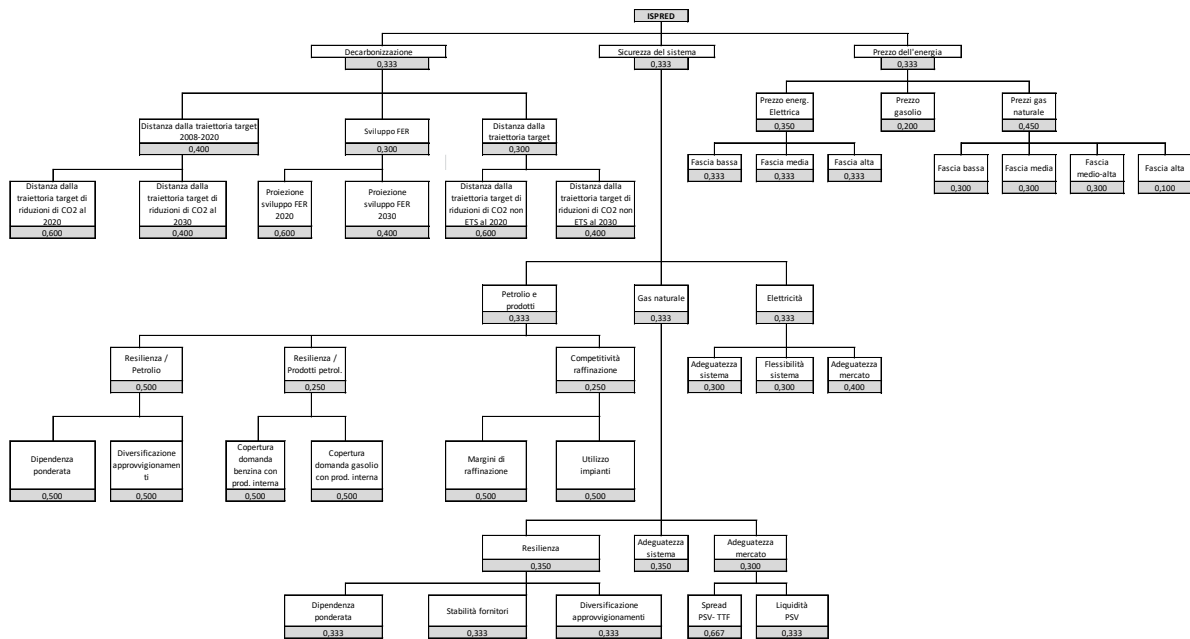
Successivamente, alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

Il sistema di ponderazione è stato definito seguendo un approccio soggettivo, quindi non dipendente dai valori osservati.

Il dendrogramma nel Grafico 1 mostra i valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED.

Per le sottocategorie "adeguatezza mercato" e "resilienza" del gas naturale e "competitività della raffinazione", costituite da due indicatori ciascuna, ad ogni singolo indicatore è stato assegnato peso pari a 0,5.

Grafico 1 - Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono



Le tre dimensioni del Trilemma hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice.

Analisi di robustezza dell'indicatore:

Nelle fasi della costruzione dell'indicatore composito sono state prese delle decisioni soggettive che comportano una componente di incertezza. L'analisi di robustezza permette di studiare questa incertezza e di valutare come cambiano i risultati utilizzando tecniche metodologiche diverse.

La seguente analisi confronta i risultati delle dimensioni aggregate ottenute nel presente lavoro, con quelle ottenibili seguendo altre tecniche di costruzione, in particolare tramite l'Adjusted Mazziotta-Pareto Index (AMPI) ed il Benefit Of The Doubt (BOD).

AMPI: breve spiegazione e confronto sui trend:

È un metodo di aggregazione parzialmente compensativo, basato su una trasformazione tra un minimo e un massimo basati su due *goalposts* che rappresentano il possibile campo di variazione di ciascun indicatore per tutto il periodo considerato e tutte le unità. Il valore 100 rappresenta la media dei due *goalposts*.

L'indice sintetico dell'unità si ottiene mediante la formula:

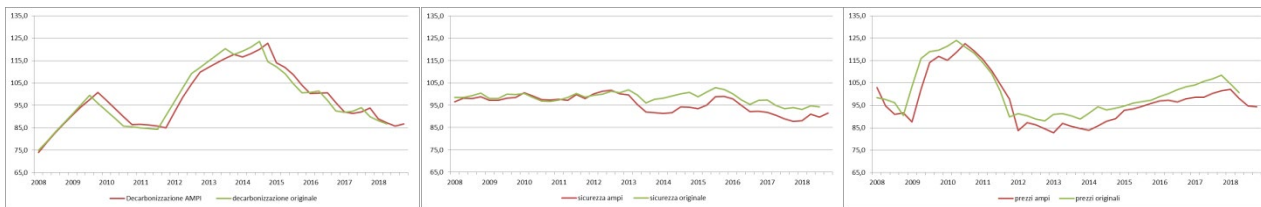
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

dove:

$$CV_i = \frac{S_{r_i}}{M_{r_i}} \quad M_{r_i} = \frac{\sum_{j=1}^m r_{ij}}{m} \quad S_{r_i} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (r_{ij} - M_{r_i})^2}{m}}$$

Quindi l'AMPI, si compone di due parti, l'effetto 'medio' (M_{r_i}) e l'effetto 'penalità' ($S_{r_i} CV_i$) che sfavorisce gli indicatori con meno variabilità. Il confronto dei risultati ottenuti con questa metodologia con quella corrente (traslata per permettere il confronto) nel Grafico 2, mostra risultati molto simili:

Grafico 2 - Confronto delle dimensioni del Trilemma aggregate con AMPI e media ponderata



Le serie delle tre dimensioni del Trilemma ottenute utilizzando la media ponderata e l'AMPI appaiono molto simili sia nei trend che nei livelli, avvalorando quindi la scelta dei pesi utilizzati. Gli indicatori costruiti con l'AMPI presentano maggiori variazioni, causate dall'effetto 'penalità'.

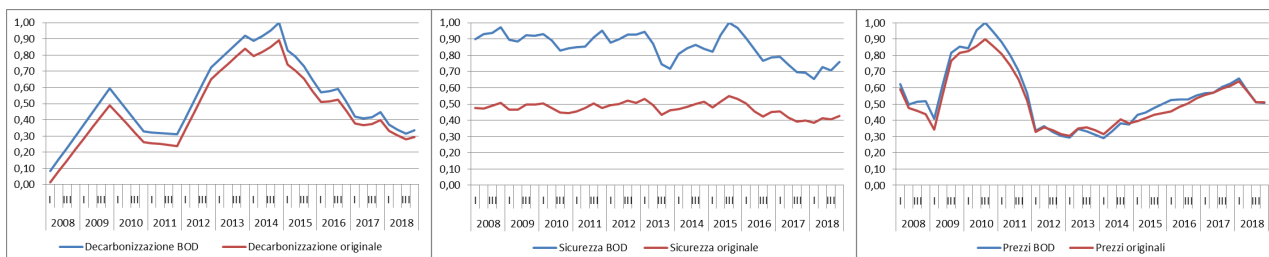
BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

La metodologia Benefit of the Doubt (BOD), è un'applicazione della Data Envelopment Analysis (DEA). L'indicatore composito è, secondo questa logica, espresso come rapporto tra la performance della singola unità (trimestre nel nostro specifico caso) e quella del benchmark, facendo sì che il set ottimo di pesi (se esiste) garantisca a ogni unità associata la migliore posizione possibile rispetto a tutte le altre. I pesi ottimi sono ottenuti risolvendo il seguente problema:

$$CI_c^* = \max_{w_{cq}} \frac{\sum_{q=1}^Q I_{cq} w_{cq}}{\max_{k \in [1...C]} \sum_{q=1}^Q I_{kq} w_{kq}}, \forall c = 1...C$$

dove i pesi sono posti non negativi e I_{cq} rappresenta il punteggio normalizzato del q-esimo indicatore semplice ($q=1, \dots, Q$) per il trimestre c ($c=1, \dots, C$) e w_{cq} il peso corrispondente. L'indicatore composito risultante varierà quindi tra zero (la performance più bassa) e 1 (il benchmark). Osservando i risultati ottenuti con questa metodologia e con quella corrente, nel Grafico 3, si può osservare che solamente la dimensione della sicurezza differisce in termini di livello in maniera sostanziale tra le due metodologie.

Grafico 3 - Confronto delle dimensioni del Trilemma aggregate con BOD e media ponderata



La Sicurezza quindi, a differenza delle altre due dimensioni del Trilemma, appare molto lontana dalla migliore posizione raggiungibile, calcolata tramite il BOD.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Maggio 2021