POLITECNICO DI TORINO
Repository ISTITUZIONALE

Efficient Pattern Computation for Metasurface Antenna Design Scheme using Div-Conforming Annular-Ring Entire Domain Basis Functions

Original
Efficient Pattern Computation for Metasurface Antenna Design Scheme using Div-Conforming Annular-Ring Entire Domain Basis Functions / Verni', F., Vecchi, G., Righero, M., Li, M.. - (2019), pp. 50-50. (The International Applied Computational Electromagnetics Society Symposium Nanjing, China. August 8-11, 2019).

Availability:
This version is available at: 11583/2738972 since: 2020-02-28T12:46:31Z

Publisher:
The Applied Computational Electromagnetic Society (ACES)

Published
DOI:

Terms of use:

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright
default_conf_editorial [DA NON USARE]

-

(Article begins on next page)

23 September 2026

ENEA

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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2020

3/2020

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2020

n. 3/2020

2020 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, Alessandro Zini, Andrea Colosimo (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, Ettore Bompard, Ettore Bompard, Eleonora Desogus, Daniele Grosso, Stefano Lo Russo
- Capitolo 6: A. Zini, B. Baldissara

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

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 14
3.1. Consumi di energia primaria 14
BOX – I consumi di energia nei mesi della crisi sanitaria 16
3.2. Consumi finali di energia 18
4. Decarbonizzazione 21
5. Sicurezza del sistema energetico italiano 26
5.1. Sistema petrolifero 26
FOCUS – Analisi dell'approvvigionamento petrolifero nazionale: dipendenza, composizione e diversificazione 31
5.2. Sistema del gas naturale 36
5.3. Sistema elettrico 41
6. Prezzi dell'energia e competitività italiana nelle tecnologie low-carbon 45
6.1. Prezzi dell'energia elettrica 45
6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi 48
6.3. Prezzi del gas naturale 49
6.4. L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon 52

Sintesi dei contenuti

Nonostante il permanere dell'emergenza sanitaria legata alla pandemia da Covid-19, il III trimestre del 2020 ha visto una sostanziale inversione di tendenza rispetto al crollo senza precedenti dell'attività economica globale, e in conseguenza di ciò dei consumi di energia, registrato nella prima parte dell'anno, e in modo particolare nel II trimestre
Secondo le stime più recenti la domanda globale di petrolio, che nel II trimestre si era contratta fino a 83 Mbbl/g (-16% sul 2019), con un picco ad aprile pari a -25%, nel III trimestre è risalita a quasi 94 Mbbl/g, in calo del 7% rispetto a un anno fa.
In Italia nel III trimestre l'attività economica ha avuto un rimbalzo superiore alle aspettative, con un balzo congiunturale del PIL pari al +16%, della produzione industriale pari al +18%. I consumi italiani di energia sono andati di pari passo con il rimbalzo dell'attività economica, come già rilevato nel II trimestre, quando il calo dei consumi era risultato sostanzialmente in linea con la caduta del PIL e della produzione industriale, sebbene ulteriormente accentuato dal crollo della mobilità, che aveva penalizzato in particolare i consumi petroliferi.

Forte rimbalzo congiunturale dei consumi di energia e delle emissioni di CO_2 nel III trimestre, ma restano in forte calo rispetto a un anno fa

- Nel III trimestre 2020 la consistente ripresa dell'economia ha determinato un forte rimbalzo dei consumi di energia primaria, con una crescita del 18% rispetto al II trimestre dell'anno (laddove la variazione congiunturale dei consumi di energia tra il II e il III trimestre dell'anno oscilla normalmente intorno allo zero). I consumi di energia restano però ancora significativamente inferiori a quelli del III trimestre 2019 (-7%), mentre il calo complessivo dei primi nove mesi dell'anno è del 12% (circa 14 Mtep in meno rispetto ai primi nove mesi del 2019).
- È significativo come in tutti i mesi successivi al mese di aprile (mese di picco della riduzione dei consumi, -29%), i cali tendenziali siano stati progressivamente minori, fino a una variazione tendenziale negativa del 4% a settembre. Prima del nuovo peggioramento della crisi sanitaria l'andamento dei consumi di energia sembrava dunque seguire una traiettoria a V, con una rapida ripresa dopo il crollo del II trimestre.
- I dati parziali di ottobre indicano la possibilità di una variazione pressoché nulla dei consumi di energia, con la domanda di gas e di elettricità sui livelli del 2019, sebbene i consumi di gas in particolare siano stati spinti dal clima particolarmente rigido. D'altra parte segnali di una nuova inversione di tendenza in senso negativo vengono invece dalla nuova frenata della mobilità, tanto che i consumi petroliferi di ottobre sono attesi in calo tendenziale superiore a quello del mese precedente.
- Il rimbalzo dei consumi di energia del III trimestre è in linea con la variazione dei principali driver dei consumi energetici, sintetizzati nel superindice ENEA delle variabili guida, che è salito del 17% su base congiunturale. Anche il calo dei consumi di energia nei primi nove mesi del 2020 (-12%) è sostanzialmente coerente con l'andamento del superindice ENEA, che nei nove mesi risulta in calo del 10% rispetto stesso periodo del 2019. La riduzione dei consumi di energia è leggermente maggiore di quella dei driver per il calo particolarmente drammatico dei volumi di traffico, maggiore del calo dell'attività economica generale, che ha determinato un forte calo dei consumi di petrolio.
- In termini di fonti primarie i minori consumi del III trimestre 2020, quasi 3 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019, derivano per quasi 2/3 dal calo della domanda di petrolio (-1,8 Mtep, -12%), per circa 1 Mtep dal calo del carbone (-30% circa) e delle importazioni nette di elettricità (-26%), mentre la domanda di gas è in riduzione solo marginale (-0,17 Mtep, -1%). Unica variazione positiva riguarda le fonti rinnovabili (+0,14 Mtep, +2%).
- I consumi finali di energia sono stimati in calo tendenziale del 7% circa nel III trimestre, anche in questo caso con una decisa attenuazione rispetto al crollo del trimestre precedente. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno i consumi di energia nei settori di impiego finale sono stimati in calo di quasi 12 Mtep (-13% tendenziale), in larga parte per la minore domanda nei trasporti (-7 Mtep rispetto ai primi nove mesi del 2019, -24%), mentre riduzioni inferiori, ma comunque notevoli, hanno interessato l'industria (-2 Mtep, -10%) e il settore civile (-2 Mtep, -7%).
- Nel III trimestre il sistema elettrico è tornato a una condizione di quasi "normalità". La richiesta di energia elettrica è diminuita del 3% rispetto allo stesso periodo del 2019 (-2,5 TWh), ma quasi esclusivamente per il dato di luglio (-2,2 TWh, -7% tendenziale), perché ad agosto la riduzione è stata marginale, mentre a settembre la domanda è tornata sugli stessi livelli dello scorso anno. La produzione nazionale (-0,6 TWh circa) si è ridotta meno della domanda sulla rete, per il persistere della drastica riduzione delle importazioni nette (-2 TWh), con la generazione termica in decisa ripresa rispetto ai minimi del II trimestre, sebbene ancora inferiore ai livelli 2019 (-2%) e quella da fonti rinnovabili che, sebbene in aumento del 2% sul III trimestre 2019, torna a rappresentare una quota inferiore al 40% della richiesta (contro il 50% raggiunto nel II trimestre).
- Le emissioni di CO_2 hanno seguito l'andamento dei consumi di energia, con un forte rimbalzo rispetto al II trimestre dell'anno (+20%), sebbene siano stimate ancora in calo di circa il 7% rispetto al III trimestre 2019. Nei nove mesi la riduzione tendenziale è di circa il 14% (oltre 33 $MtCO_2$ in meno), leggermente maggiore del calo dei consumi di energia perché quest'ultimo si è concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio). Circa 2/3 della riduzione delle emissioni nei primi tre trimestri è da attribuire alla caduta del PIL, il resto è da attribuire in misura equivalente alla crescita del peso delle rinnovabili sui consumi totali, all'accelerazione della decarbonizzazione nel settore elettrico e in misura minore alla riduzione dell'intensità energetica dell'economia.

Indice della transizione energetica in leggero miglioramento congiunturale, in notevole miglioramento sull'anno prima

- Nonostante il rimbalzo congiunturale di consumi ed emissioni, il persistere dei loro livelli su valori significativamente inferiori a quelli di un anno prima ha consolidato il forte miglioramento dell'indice della transizione energetica ISPRED (+4% sul trimestre precedente, +50% rispetto al III trimestre 2019).

-
- Sul fronte della decarbonizzazione le emissioni complessive di CO_2 previste per fine 2020 risultano in linea con la traiettoria coerente con gli obiettivi 2030, mentre rimangono comunque problematici gli obiettivi specifici relativi ai settori non-ETS. In entrambi i casi resta comunque da valutare in che misura, una volta superate le condizioni eccezionali del 2020, le due traiettorie emissive possano tornare su trend non in linea con gli obiettivi. Anche l'obiettivo di crescita della quota di fonti rinnovabili ha continuato a beneficiare del calo dei consumi, ma il rallentamento delle installazioni di nuova capacità elettrica rinnovabile continua a far ritenere di particolare difficoltà il raggiungimento di questo obiettivo.
- Si registra invece un nuovo leggero peggioramento dell'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico, sebbene il ritorno del sistema elettrico a una condizione di quasi normalità e il riavvicinamento del mercato del gas italiano a quelli dell'Europa continentale rispetto ad alcuni indicatori importanti abbiano comportato miglioramenti negli indici sintetici che misurano la sicurezza di questi due settori. Il persistere della forte crisi dei consumi petroliferi ha però portato a un nuovo peggioramento degli indicatori relativi alla raffinazione, che si trova in una fase di forte calo dell'utilizzo degli impianti, ai minimi storici, e di margini in territorio negativo. In questo numero dell'Analisi trimestrale un Focus presenta una panoramica della situazione dell'approvvigionamento petrolifero nazionale.
- Si consolida il miglioramento degli indicatori relativi ai prezzi dell'energia (+60% rispetto al III trimestre 2019). Il prezzo dell'elettricità all'ingrosso ha avuto un notevole rialzo nel III trimestre, dopo che nel trimestre precedente il PUN aveva toccato nuovi minimi storici. Sembra però consolidarsi l'avvicinamento dei prezzi italiani a quelli medi europei che ha caratterizzato i mesi della crisi. I prezzi dell'elettricità per le imprese per il periodo luglio-settembre sono stimati in lieve rialzo congiunturale (+3% circa), ma il livello dei prezzi resta tra i più bassi degli ultimi anni. Il confronto internazionale dei prezzi aggiornato al primo semestre 2020 mostra una riduzione del divario dei prezzi italiani, ma conferma anche che per le imprese italiane persistono differenziali quasi sempre svantaggiosi.
- Nel caso del gas nel III trimestre è continuata la discesa dei prezzi per le imprese, fino al valore più basso degli ultimi sette anni. Il confronto internazionale dei prezzi per le imprese della classe di consumo più rappresentativa (consumo tra 100.000 e 1.000.000 di GJ) pone l'Italia all'ottavo posto nell'Unione Europea, con un valore di poco meno di 7 €/GJ, in linea con la media, ma in posizione di relativo svantaggio rispetto ai maggiori competitor.
- Una conseguenza potenzialmente critica dell'accelerazione della decarbonizzazione del sistema energetico degli ultimi mesi riguarda il crescente disavanzo commerciale italiano nelle tecnologie low-carbon, le cui importazioni sono cresciute nella prima metà del 2020 del 40% rispetto a un anno prima, a fronte di una riduzione del 17% delle importazioni totali. Si registra dunque un ulteriore leggero peggioramento degli indicatori della competitività italiana sulle tecnologie low-carbon, a causa in particolare dei dati relativi ai veicoli elettrici ed ibridi e agli accumulatori agli ioni di litio, per i quali nei soli primi sei mesi del 2020 si è già raggiunto disavanzo commerciale pari a 422 milioni di euro, contro i 530 milioni di euro dell'intero 2019.

1. Indice sintetico della transizione energetica

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

Nuovo miglioramento congiunturale dell'indice della transizione energetica (+4%). I miglioramenti di decarbonizzazione e prezzi compensano il peggioramento dal lato della sicurezza petrolifera

Nel III trimestre dell'anno l'ISPRED risulta in ulteriore notevole congiunturale (+4% sul trimestre precedente) nonostante la sostanziale inversione di tendenza che ha riguardato alcune delle variabili che ne hanno determinato il forte miglioramento nel II trimestre, cioè in primo luogo la ripresa dei consumi di energia e delle emissioni di CO_2. Ma l'inerzia degli effetti provocati dalle condizioni eccezionali che hanno caratterizzato la prima parte dell'anno è per il momento in grado di compensare le implicazioni della ripresa dei consumi energetici. Resta dunque anche notevolissimo il miglioramento dell'ISPRED su base tendenziale (+50% rispetto al III trimestre 2019).

Nell'ultimo trimestre il miglioramento congiunturale del 4% è spiegato dai miglioramenti degli indici sintetici relativi alle dimensioni decarbonizzazione (+9%) e prezzi (+3%), non compensati dal peggioramento dell'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema energetico (-3%). Dopo aver raggiunto un minimo nel II trimestre del 2019, cinque rialzi congiunturali consecutivi hanno ora riportato il valore dell'ISPRED ben oltre la soglia di 0,5, che indica una situazione migliore del valore medio registrato dal 2008 ad oggi.

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

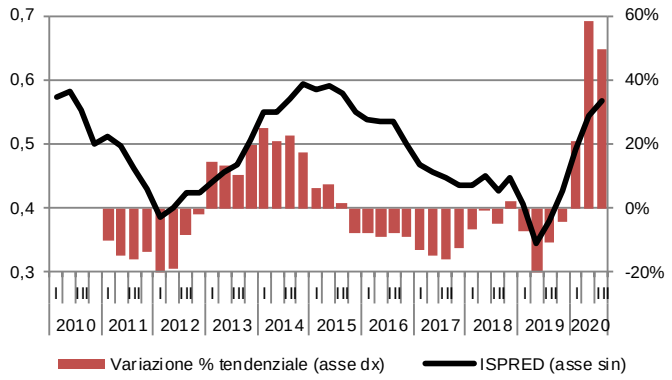
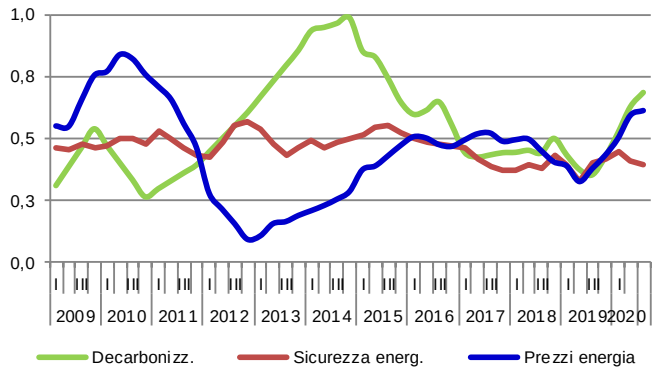


Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Migliora ancora la dimensione decarbonizzazione (+9% su base congiunturale), restano problematici gli obiettivi relativi alle emissioni dei settori ESD e alla crescita della quota di fonti rinnovabili sui consumi di energia

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione ha subito un balzo notevole a seguito dello shock di domanda portato dalla pandemia, che ha ridotto drasticamente i consumi energetici. Il calo dei consumi si è inoltre concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio), per cui è diminuita sia la quota di fonti fossili sull'energia primaria totale sia l'intensità carbonica dell'energia fossile.
La forte crescita di questa componente dell'ISPRED si è comunque inserita su un trend di miglioramento che si era manifestato già a partire dalla metà del 2019, grazie in primo luogo all'accelerazione della decarbonizzazione della generazione elettrica. Nei prossimi trimestri si verificherà probabilmente un rimbalzo delle emissioni, peraltro già iniziato nel III trimestre 2020. D'altra parte, circa i 2/3 della riduzione delle emissioni è spiegato dalla caduta del PIL, solo il restante 35% è imputabile alla crescita del peso delle rinnovabili sui consumi totali, all'accelerazione della decarbonizzazione nel settore elettrico e alla riduzione dell'intensità energetica dell'economia. Allo stesso tempo, il dato del III trimestre indica anche che le emissioni del trimestre sono rimaste comunque al di sotto del livello dell'anno precedente, un'indicazione, per quanto molto preliminare, che una parte del forte calo subito nella prima metà del 2020 potrebbe consolidarsi e divenire strutturale.
In effetti, proiettando oggi le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano sulla base del trend degli ultimi 5 anni, che evidentemente incorpora le condizioni eccezionali del 2020, la traiettoria che ne deriva risulta inclinata verso il basso più di quanto non fosse prima della crisi pandemica, anche al netto del probabile rimbalzo dei prossimi trimestri. E il livello delle emissioni prevedibile per la fine dell'anno risulta ora in linea con la traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 (Figura 1-3). Significativamente non si può dire lo stesso per gli obiettivi 2030 relativi ai settori non regolati dall'Emission Trading System (Figura 1-4). In entrambi i casi resta comunque da valutare in che misura, una volta superate le condizioni eccezionali del 2020, le due traiettorie emissive possano ritornare su trend non in linea con gli obiettivi.
Anche l'obiettivo di crescita della quota penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, fino ad almeno il 30% dei consumi finali di energia, ha continuato a beneficiare del calo dei consumi, ma il rallentamento delle installazioni di nuova capacità elettrica rinnovabile continua a far ritenere di particolare difficoltà il raggiungimento di questo obiettivo. La quota di rinnovabili potrebbe a fine 2020 balzare verso il 20% dei consumi finali, ma in questo caso la proiezione del trend seguito negli ultimi anni mostra che la traiettoria resta ancora non in linea con gli obiettivi.

Figura 1-3 – Emissioni totali di CO_2 del sistema energetico – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 60 trimestri

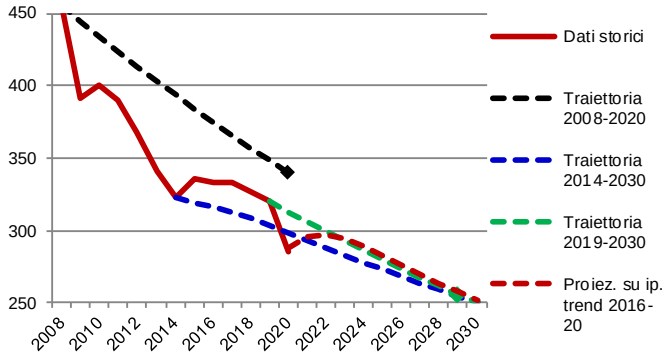
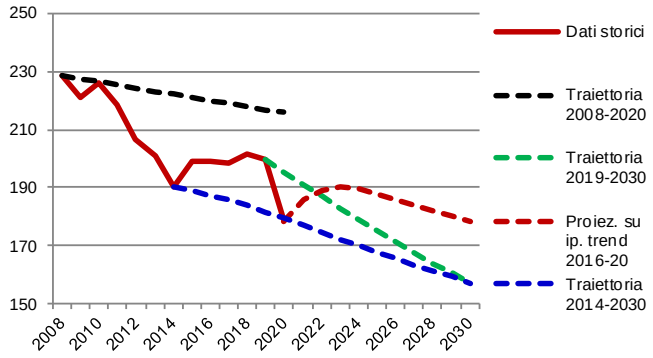


Figura 1-4 - Emissioni di CO_2 dei settori regolati dalla Effort Sharing Decision – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 60 trimestri



Nella dimensione della sicurezza energetica si estende la fase problematica della raffinazione

Nonostante la ripresa congiunturale della domanda, l'indice relativo alla sicurezza del sistema energetico ha subito nel III trimestre un nuovo lieve arretramento (-3%), sebbene a valle di impatti molto differenti sui diversi aspetti che caratterizzano la sicurezza del sistema.

In realtà, l'unico settore che continua a soffrire il contesto di contrazione della domanda è il sistema petrolifero, i cui indicatori di sicurezza sono complessivamente in calo del 14%. Il forte calo dei consumi di petrolio, maggiore di quello dell'energia primaria, induce una contrazione del peso del petrolio nel mix, migliorando l'indicatore della dipendenza del sistema, ma a compensare questo miglioramento ci sono un segnale di riduzione delle esportazioni nette di prodotti petroliferi e soprattutto le forti criticità sul fronte della raffinazione, dove i margini dell'area mediterranea sono da due trimestri in territorio negativo e la crisi di domanda ha fatto scendere ai minimi decennali il tasso di utilizzo degli impianti.

Nel sistema del gas naturale (+9% l'indice sintetico del settore) il cambiamento di maggior di grande rilievo rispetto al trimestre precedente riguarda la riduzione dello spread che separa il prezzo al PSV italiano dal principale hub europeo, il TTF, sebbene nella media trimestrale il valore assoluto dello spread continui a rimanere superiore ai costi di trasporto.

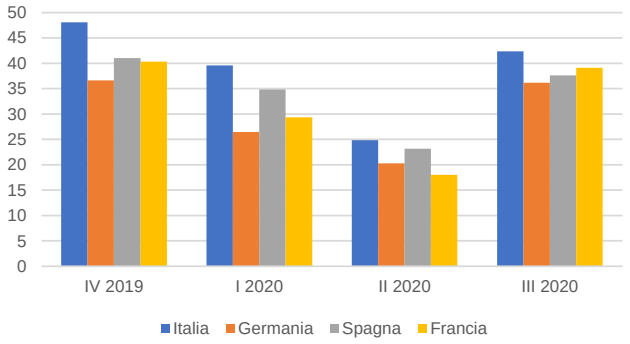
Gli effetti della crisi di domanda sono stati molto notevoli sul settore elettrico (vedi *Analisi trimestrale* n. 2/2020), ma in questo caso il forte rimbalzo della domanda elettrica ha portato con sé un sostanziale ritorno alla "normalità" della gran parte degli indicatori del sistema. L'indice sintetico che misura l'andamento del settore, che si era contratto di quasi il 50% nel II trimestre, è in aumento del 9% nel III, grazie a un contributo particolarmente positivo dell'indicatore relativo alla redditività degli impianti a gas naturale.

Si consolida il miglioramento degli indicatori relativi ai prezzi dell'energia, che comunque per molti consumatori italiani restano superiori a quelli degli altri Paesi europei

La dimensione prezzi dell'ISPRED ha mostrato un forte miglioramento nel II trimestre (+20%), 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 III trimestre il miglioramento degli indicatori relativi ai prezzi dell'energia si è consolidato (+3% sul trimestre precedente, +60% rispetto al III trimestre 2019).
Sulla borsa elettrica sembra consolidarsi l'avvicinamento dei prezzi italiani a quelli medi europei che ha caratterizzato i mesi della crisi (Figura 1-5).
I prezzi dell'elettricità per le imprese per il periodo luglio-settembre sono stimati in lieve rialzo congiunturale (+3% circa), ma il livello dei prezzi resta tra i più bassi degli ultimi anni. Il confronto internazionale dei prezzi aggiornato al primo semestre 2020 mostra una riduzione del divario dei prezzi italiani, ma conferma anche che per le imprese italiane persistono differenziali quasi sempre svantaggiosi.

Anche nel caso del gas nel III trimestre è continuata la discesa dei prezzi per le imprese, fino al valore più basso degli ultimi sette anni. Il confronto internazionale dei prezzi per le imprese della classe di consumo più rappresentativa (consumo tra 100.000 e 1.000.000 di GJ) pone l'Italia in linea con la media, ma in posizione di relativo svantaggio rispetto ai maggiori competitor.

Figura 1-5 - Prezzi medi dell'elettricità sulle principali borse europee



2. Variabili guida del sistema energetico

2.1. Mercati internazionali dell'energia

Veloce ripresa del prezzo del petrolio dai minimi del II trimestre, resta complesso l'equilibrio tra domanda e offerta

Dopo il crollo di fine marzo, che ha portato il Brent ai minimi dal 1998 (a 9,1 $/bbl tra il 20 e il 21 aprile) e il WTI perfino a una quotazione negativa mai sperimentata prima sebbene legata a ragioni tecniche (a -37 $/bbl), il prezzo del greggio è risalito più velocemente delle aspettative, superando i 40 $/bbl già a metà giugno (il Brent spot). Nonostante il contesto di grande incertezza circa l'evoluzione della pandemia da Covid-19, e dunque della futura domanda di petrolio, fino all'inizio di settembre i prezzi sia del Brent sia del WTI hanno oscillato all'interno di un range piuttosto ristretto, costantemente al di sopra dei 40 $/bbl: tra 42 e 46 $/bbl il Brent, tra 40 e 44 $/bbl il WTI. I prezzi hanno poi subito una flessione di circa 5 $/bbl a settembre, per poi tornare a circa 40 $/bbl ad ottobre (con lo spread Brent – WTI sceso al di sotto di 1 $/bbl), ai minimi dal 2016.
In media trimestrale il prezzo medio del Brent spot è stato di 43 $/bbl (contro i 29 $/bbl del II trimestre), quello del WTI spot di 41 $/bbl (contro i 28 $/bbl del II trimestre).

Forte ripresa della domanda nel III trimestre

Dal lato della domanda il calo del II trimestre è stato nel complesso inferiore alle attese più pessimistiche.
Le ultime previsioni sulla domanda petrolifera mondiale del 2020 dell'Agenzia Internazionale dell'Energia sono di una contrazione di 8,8 Mbbl/g (con revisione al ribasso di 0,4 mln rispetto alla previsione precedente), a 91,71 milioni di barili al giorno, con risalita a 97,2 milioni di barili al giorno nel 2021 (+5,5 milioni di barili al giorno).
Gli ultimi dati disponibili sulla domanda mondiale indicano una risalita di oltre 10 milioni di barili al giorno nel III trimestre rispetto al trimestre precedente (+13%), fino a quasi 94 Mbbl/g, grazie all'allentamento delle misure restrittive sui trasporti. La mobilità dei lavoratori è comunque ancora oggi stimata inferiore del 20-50% rispetto ai livelli di gennaio, una percentuale che varia a seconda del Paese. Una valutazione preliminare dell'AIE stima che il telelavoro sia responsabile per almeno 600.000 bbl/g del calo dei consumi di benzina e gasolio nei Paesi OCSE.

Con l'accordo OPEC+ forse rientrato eccesso di offerta

A partire da maggio il gruppo di Paesi OPEC+, costituito dai membri dell'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio (OPEC) e da 10 Paesi partner non-OPEC, hanno concordato di ridurre la produzione di petrolio greggio in risposta al rapido aumento delle scorte di petrolio globali nel primo trimestre del 2020 (Iran, Libia e *Venezuela sono stati esentati dall'accordo)*. L'accordo OPEC prevede una diminuzione della produzione di greggio di 9,7 Mbbl/g, in progressiva riduzione fino ad aprile 2022. I dati mensili della US Energy Information Administration (EIA) mostrano che, rispetto alla produzione totale di gennaio 2020, la produzione dei Paesi OPEC+ è diminuita di circa 5,9 Mbbl/g a maggio, 7,9 Mbbl/g a giugno, 7,1 Mbbl/g a luglio e 5,6 Mbbl/g ad agosto.
Secondo i dati dell'AIE e dell'EIA l'accordo OPEC +, insieme al calo della produzione nei Paesi OCSE, avrebbe riportato l'offerta globale al di sotto del livello della domanda, per la prima volta dalla metà del 2019 (Figura 2-1).
La crisi ha inoltre iniziato a produrre i suoi effetti anche sulla produzione dei Paesi OCSE, sebbene forse in modo meno drammatico rispetto ad alcune previsioni iniziali. Secondo i dati EIA la produzione dell'area si è già ridotta di quasi 2 Mbbl/g nel II trimestre, un valore che dovrebbe aumentare solo di poco a fine anno, mentre per il 2021 si prevede una marginale ripresa rispetto ai livelli del 2020.

Prospettive di breve periodo

Secondo lo Short-Term Energy Outlook di settembre 2020 dell'EIA le scorte dovrebbero continuare a diminuire nella seconda metà del 2020 e nel 2021, riportando il mercato a un relativo equilibrio entro la fine del 2021. Ma le attese circa i prezzi nel breve-medio periodo restano prudenti, per la sostanziale "fragilità" dello scenario (IEA, OMR, settembre 2020), perché nonostante l'impegno dell'alleanza OPEC+ il mercato resta in una situazione di tendenziale eccesso di offerta. Anche perché restano estremamente incerte le prospettive della domanda. A questo si aggiunga la nuova conferma della resilienza della produzione OCSE, USA in primis, che secondo le previsioni più recenti dovrebbe in media d'anno perdere meno di 1 Mbbl/g rispetto al 2019.

Figura 2-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

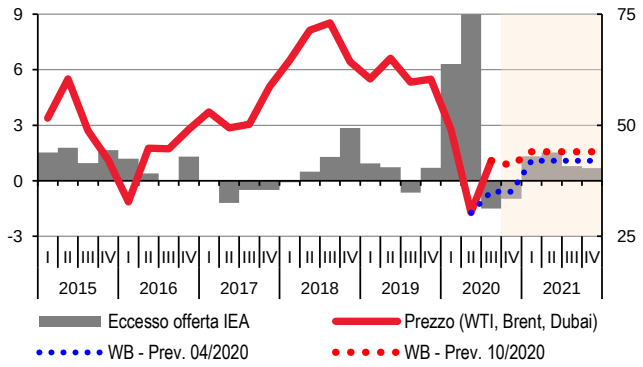


Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx)

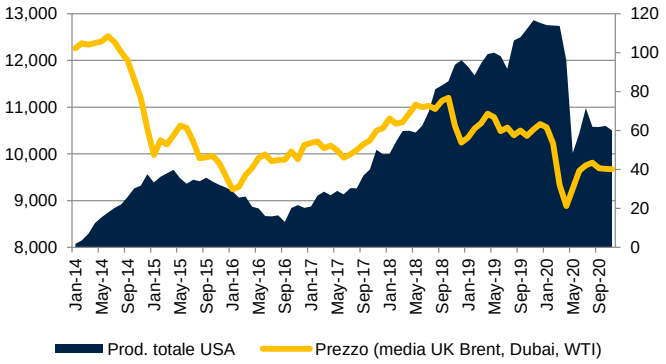
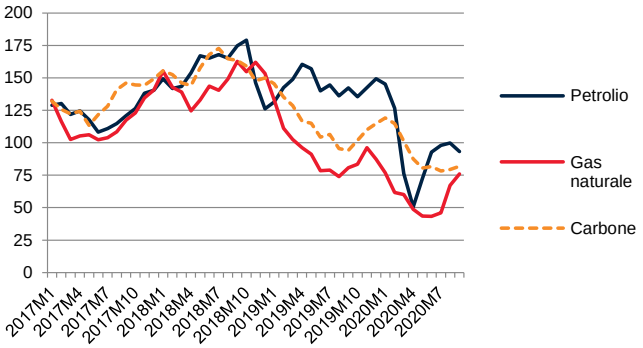


Figura 2-3 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



Mercato del gas, una panoramica globale

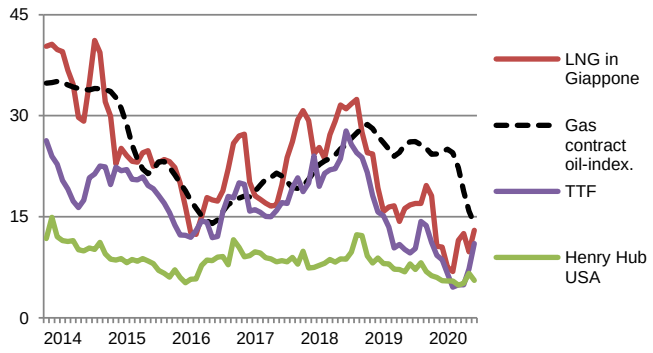
La domanda globale di gas naturale ha mostrato nel corso del terzo trimestre una moderata ripresa, sebbene disomogenea in intensità e velocità a seconda delle varie aree mondiali, rispetto all'impatto subìto per effetto della crisi pandemica Covid 19 fino a tutto il primo semestre. Questa evoluzione ha portato a rivedere parzialmente al rialzo le precedenti stime, che nelle previsioni più aggiornate (IEA in Global Gas Security Review 2020) assumono per la domanda globale di gas una diminuzione per il 2020 pari al 3% su base annua (circa 120 miliardi di metri cubi): un calo dunque più contenuto rispetto al 4% previsto nelle precedenti previsioni di giugno, ma che resterebbe comunque il più ampio mai registrato.
La maggior parte delle contrazioni nel consumo di gas sono state osservate in mercati maturi (Europa, Eurasia, Nord America e Asia) e rappresentano nel loro insieme oltre l'80% del previsto calo annuale della domanda globale complessiva. Si prevede poi che la domanda di gas naturale aumenti del 3% su base annua nel 2021 (ossia di circa 130 miliardi di mc), recuperando così a livello aggregato i livelli precedenti la pandemia, sebbene le ultime e più recenti prospettive di una recrudescenza e di un prolungamento di quest'ultima comportino ulteriore incertezza sul ritmo di ripresa nel 2021. È probabile che il recupero della domanda globale di gas nel 2021 sia maggiormente supportato dai mercati in rapida crescita in Asia, Africa e Medio Oriente rispetto ai mercati più maturi dove invece esso sarebbe più graduale e non ancora in grado nel 2021 di ripristinare i livelli di consumo del 2019.

I prezzi di riferimento globali del gas hanno registrato nel terzo trimestre 2020 forti aumenti (Figura 2-4), dopo aver toccato nel trimestre precedente i minimi del decennio in tutte le principali aree. L'effetto è stato determinato congiuntamente da una ripresa della domanda (sebbene disomogenea per aree geografiche e settori), ma anche dalle capacità di aggiustamento sul versante dell'offerta, al cui interno hanno mostrato maggiore resilienza le componenti che hanno intensificato flessibilità contrattuale ed elasticità quantitativa, in particolare il GNL rispetto ai gasdotti e, nell'ambito del GNL, quello americano.
Per quanto concerne in particolare il GNL, nel prossimo quinquennio sono attesi in scadenza contratti per volumi pari a circa 190 miliardi di metri cubi, che rappresentano circa un terzo degli attuali volumi attivi (e per altri 300 miliardi entro il 2030). Nello stesso periodo, in base a progetti attualmente già in fase di sviluppo, la capacità di liquefazione globale è prevista aumentare del 20%: la combinazione di questi due elementi determinerà un notevole impatto sulla struttura della fornitura e dell'offerta di GNL e, di riflesso, sulla competitività e sulle dinamiche delle altre tipologie a cominciare da quelle che si appoggiano sulle infrastrutture (gasdotti).
Di fronte a un calo senza precedenti della domanda globale di gas nel primo semestre dell'anno, l'intera catena del valore del gas naturale ha dovuto dimostrare flessibilità per adeguare la fornitura, comprendendo fermi di produzione, meccanismo contrattuali flessibili per ridurre i volumi di GNL e gasdotti e l'ottimizzazione dell'utilizzo dello stoccaggio sia a terra che in mare. Sebbene il peso dell'adeguamento dell'offerta al calo della domanda causato dal Covid-19 sia stato sopportato in larga parte dai Paesi esportatori di gas tramite gasdotti, anche la maggior parte dei Paesi esportatori di GNL hanno sperimentato in diversa misura riduzioni di forniture nella prima metà del 2020. Gli Stati Uniti, in particolare, hanno concentrato la quota maggiore dell'aggiustamento al ribasso nella fornitura globale di GNL, sottolineando il ruolo determinante e strategico del GNL statunitense nel bilanciamento del mercato rispetto ad uno storico eccesso di offerta, ruolo svolto in precedenza - ma mai in condizioni così estreme - dal mercato europeo attraverso la flessibilità degli stoccaggi.

I prezzi nelle diverse aree mondiali

Negli Stati Uniti i prezzi del gas naturale all'Henry Hub sono risaliti a una media di 2 $/MBtu nel terzo trimestre, circa il 17% in più rispetto a quella del secondo.
Il settore residenziale, soprattutto per motivi climatici (il condizionamento dovuto a temperature eccezionalmente calde), ha supportato il forte aumento avvenuto in luglio ed agosto, allorché sono stati raggiunti i massimi del 2020 (2,57 $/MBtu), livelli per la prima volta superiori a quelli dell'anno precedente. Questa tendenza è stata invertita a settembre, con i prezzi spot all'Henry Hub scesi del 17% su base mensile fino a una media di 1,9 $/MBtu (segnando una volatilità record prossima al 200%), sempre a causa di motivi congiunturali (riduzioni del consumo di elettricità).
In Europa i prezzi del gas si sono attestati nel terzo trimestre su una media di 2,7 $ /MBtu, con un forte aumento di oltre il 50% rispetto alla media del trimestre precedente, sebbene ancora deficitaria del 20% rispetto a quella annuale del 2019. La forte ripresa della domanda nel terzo trimestre (+3% su base annua) è stata trainata in parte dal persistente switch dal carbone al gas nel mix di fonti del settore energetico, ed in parte da un rallentamento degli afflussi di GNL (circa -10% a/a) nell'ambito di un generale aggiustamento dell'offerta che tende a divenire sempre più elastica nella capacità di adeguamento: la combinazione di questi fattori ha fornito un sostegno ai prezzi spot sui mercati europei.
I prezzi spot del GNL asiatico hanno seguito una traiettoria simile, con una media del terzo trimestre in aumento del 63% rispetto al secondo (3,6 $/MBtu), anche se ancora inferiore del 24% a quella dell'anno precedente. Su questo mercato un forte supporto è derivato in particolare nel mese di agosto da adeguamenti delle forniture di GNL e da impreviste interruzioni a diversi impianti di liquefazione, combinate con una ripresa della domanda dalla Cina e dai mercati asiatici emergenti. A settembre i prezzi spot al TTF sono saliti del 23% a/a, mentre quelli asiatici hanno raggiunto i 5 $/MBtu per la prima volta da gennaio, ossia livelli pre-Covid 19.

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

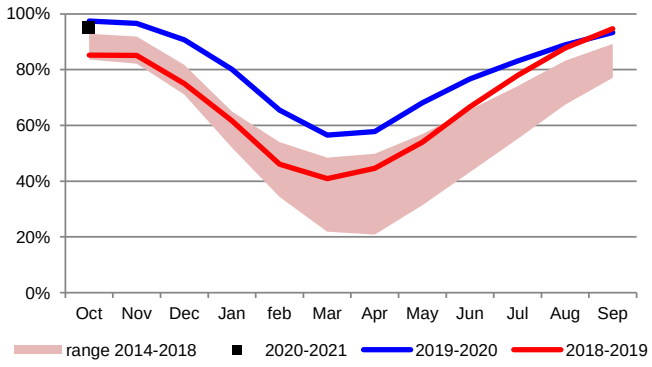


Inoltre l'elemento caratterizzante del terzo trimestre è consistito nella ripresa degli spread interregionali dei prezzi - sebbene in misura diversa tra le varie aree – la quale va a spezzare un processo di convergenza che nel primo semestre 2020 si era estremizzato. Dopo che per due volte, a maggio e luglio, il differenziale TTF-Henry Hub era crollato fino a livelli negativi, si sono innescati nuovi meccanismi di aggiustamento dell'offerta specie di tipo commerciale, primi fra tutti le clausole di facoltà di annullamento dei nuovi carichi in condizioni di antieconomicità. Ciò ha sostenuto la ripresa dei prezzi spot in Asia ed Europa ad agosto e quindi dei rispettivi differenziali rispetto all'Henry Hub: quello asiatico recuperando dai minimi di 0,5 $/MBtu di maggio fino ai 2,4$ di settembre; quello europeo risalendo da valori sotto lo zero fino a una media di 1,6 $/MBtu (sempre a settembre). Il differenziale LNG Japan/TTF, invece, dopo una forte impennata nei mesi di giugno e luglio con la quale era tornato fino ai valori di inizio 2020 (intorno a 7 $), è tornato a ridimensionarsi negli ultimi due mesi del terzo trimestre su livelli pari a circa un terzo di quelli del corrispondente periodo del 2019.
La curva forward aggiornata a inizio ottobre suggerisce inoltre che la ripresa dei prezzi continui anche nel quarto trimestre, con la negoziazione di contratti sia all'Henry Hub che al TTF a livelli superiori del 7 e del 10% rispetto a quelli spot del 2019. In questo caso, i prezzi all'Henry Hub e al TTF concluderebbero il 2020 su una media rispettivamente di 2 e 3 $/MBtu, in calo del 20 e del 33 % a/a: si tratterebbe del minimo storico per l'area europea, e del minimo dal 1995 per quella statunitense. Per quanto concerne le prospettive sul 2021, sempre la curva forward suggerisce il proseguimento della ripresa dei prezzi, visti tornare al TTF sopra i livelli del 2019 (+57% su base annua), e all'Henry Hub a quelli del 2018 (+40 a/a a 2,9 MBtu).
In contrasto con i benchmark spot, i prezzi del gas indicizzati al petrolio hanno invece continuato ad indebolirsi fino al terzo trimestre, riflettendo la persistente debolezza dei prezzi petroliferi (rimasti sotto i 50 $ al barile da marzo) ed il tipico lag temporale di tre-sei mesi rispetto ai termini di fissazione dei contratti. In questo modo si è di fatto realizzato anche per i contratti oil -index, con ritardo, il processo di convergenza dei prezzi, proprio mentre a livello spot tale processo andava invertendosi (Figura 2.4).
La predominanza di questa tipologia di contratti nei portafogli degli acquirenti asiatici di GNL si è riflesso sull'evoluzione del prezzo medio ponderato all'importazione di Cina, Giappone e Corea, diminuendo su base annua tra giugno ed agosto 2020 al di sotto dei 7 $/MBtu, in misura quasi doppia rispetto ai prezzi spot nello stesso periodo; inoltre l'attuale curva dei contratti a termine suggerisce che la debolezza dei prezzi indicizzati al petrolio, sulla base dell'andamento dei prezzi di quest'ultimo, potrebbe continuare anche nel quarto trimestre 2020.

Stoccaggi ai massimi storici ma in via di stabilizzazione

Il ruolo di camera di compensazione e di riequilibrio tra domanda e offerta si è in buona parte spostato nel corso del terzo trimestre dagli stoccaggi europei alla contrazione delle esportazioni di GNL da parte degli Stati Uniti. Per quanto concerne i primi (Figura 2-5), ciò è testimoniato dal graduale riassorbimento degli eccessi di stoccaggio che ancora si registravano alla fine del secondo trimestre (circa il 10% in più rispetto al livello già elevato del corrispondente periodo del 2019). Mentre nel terzo trimestre del 2019 si era passati dal 66,7 al 94,8%, nel terzo trimestre del 2020 si è passati dal 76,7 al 93,3%, riassorbendo dunque l'intero eccesso ed anzi portandosi in ottobre su livelli più bassi rispetto a 12 mesi prima (95% vs. 97,4). Si resta in ogni caso su livelli comunque superiori in confronto ai range di stoccaggio delle precedenti stagioni.

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



Prezzi sul mercato ETS su nuovi massimi storici

Nel terzo trimestre i prezzi dei diritti di emissione (ETS) hanno nel complesso consolidato i forti e sorprendenti progressi realizzati nella seconda parte di quello precedente, dopo la notevole caduta sperimentata in primavera (Figura 2-6). Dopo un andamento iniziale fortemente rialzista sulla scia del trend di giugno (sfiorando i 30 €/tCO_2 intorno a metà luglio), si sono poi inoltrati per circa due mesi in un range con base inferiore collocata intorno ai 25 €, risalendo quindi a un nuovo massimo oltre i 30 € a metà settembre (livello mai toccato dal 2006) prima di chiudere il trimestre in discesa, proseguita fino a fine ottobre con un minimo inferiore a 23 €. Infine, nel mese di novembre sono poi nuovamente rimbalzati fino ad oltre 26, rientrando così nel range precedente.

La violenta risalita dei prezzi ETS dopo il crollo post-pandemico rappresenta un fenomeno di non immediata spiegazione alla luce di tutte le variabili a cui essi sono direttamente o indirettamente correlati: sia la diminuzione della domanda di energia conseguente alla crisi Covid 19, sia il rallentamento delle attività produttive, sia i consistenti ribassi delle materie prime energetiche, a cominciare dal gas. In altri termini, i prezzi dei diritti di emissione appaiono essersi mossi in controtendenza rispetto ai fondamentali del mercato: il PIL, la produzione industriale, ed anche il trasporto aereo che rappresenta – in particolare – il secondo settore per domanda di permessi di carbonio e, nelle proiezioni, la fonte di domanda di permessi con il più elevato tasso di crescita al 2030: ma che invece, a metà giugno 2020, si è trovato a subire un collasso dell'80% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

I prezzi dei titoli di emissione di CO_2 non appaiono coerenti, dal punto di vista teorico, neanche con le prospettive della domanda degli stessi titoli. Questa, infatti, viene mediamente stimata in riduzione del 13% nel 2020, il calo annuale più pesante mai registrato (maggiore anche del -11% causato dalla crisi del 2009), creando potenzialmente un eccesso di offerta su un mercato dei permessi che già nel 2019 ha mostrato un surplus di 1,4 miliardi di tonnellate.

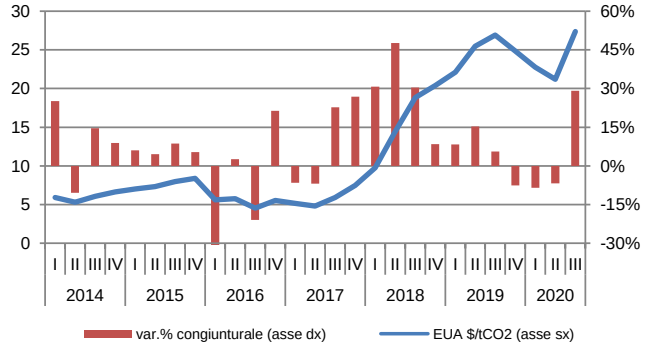
Tra le ipotesi alla base dell'aumento dei prezzi, trovano posto le manovre speculative di tipo finanziario - in particolare da parte degli hedge funds – ed i meccanismi di trading basati su algoritmi finalizzati all'aumento dei prezzi. Altri fattori evidenziati dagli analisti riguardano le stime al ribasso della produzione di energia eolica per i prossimi mesi sostenute dalle previsioni meteorologiche, con il conseguente aumento della domanda di energia da centrali elettriche. È possibile altresì che abbia inciso un trigger di tipo genericamente politico, come l'impegno rimarcato da parte delle Istituzioni europee (dalla Commissione al Parlamento) di promuovere una ripresa economica verde, oltre che della Banca centrale europea che sta analizzando un aggiustamento ecologico delle sue operazioni.

Vi è poi una spiegazione per la quale, definiti gli obiettivi di decarbonizzazione di medio e lungo termine, i mercati autoregolerebbero in anticipo i livelli di prezzo dei diritti di emissione necessari per incentivare – dal punto di vista strettamente economico – le riduzioni che dovrebbero essere raggiunte, attraverso un processo autorealizzativo. In questo senso, si prevede che la tendenza all'aumento sia prolungata e strutturale, fino ad attestarsi intorno ai 32 euro come prezzo medio per il prossimo decennio.

La Commissione ha diversi mezzi per intervenire sull'offerta di permessi, su tutti la MSR (Market Stability Reserve) che ritira il 24% di permessi l'anno, ma l'obiettivo europeo di accelerare la transizione ecologica non consente un indebolimento del mercato ETS. A maggior ragione considerando che l'offerta di titoli aumenterà da un altro canale: nel 2020 verranno messi in vendita 50 milioni di diritti in più per finanziare il Fondo per l'innovazione, finalizzato allo sviluppo di tecnologie verdi.

Nel complesso, in quanto previsto dal Green Deal europeo, entro il mese di giugno 2021 la Commissione riesaminerà tutti gli strumenti pertinenti della politica in materia di clima, tra cui il sistema ETS che sarà rivisto anche nell'estensione a nuovi settori, con l'inclusione probabile del comparto della navigazione.

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 III trimestre forte rimbalzo congiunturale delle principali variabili guida dei consumi energetici (+17%), ma su base tendenziale sono ancora in calo del 4%

Nel III trimestre il rimbalzo dell'attività economica dopo il crollo della prima parte dell'anno ha fornito un deciso impulso alla ripresa della domanda di energia rispetto al trimestre precedente. Il *superindice ENEA*, che sintetizza l'evoluzione dei principali driver dei consumi energetici, risulta infatti in aumento del 17% su base congiunturale.
Nel confronto con lo stesso periodo dello scorso anno il superindice ENEA resta però ancora in calo del 4%, mentre nel complesso dei primi nove mesi dell'anno risulta in calo di circa il 10%. Su tale risultato gravano evidentemente le misure di contenimento dell'emergenza sanitaria e la conseguente riduzione dell'attività economica che ha riguardato il mondo intero, cui si aggiungono le misure di contenimento della mobilità che hanno un rilievo particolare per i consumi energetici. Nel primo semestre il superindice ENEA si era infatti contratto del 12% rispetto allo stesso periodo del 2019, a causa in particolare del crollo del II trimestre, durante il quale si era ridotto di quasi un quinto (Figura 2-7).
Una modesta spinta al calo della domanda di energia è arrivata anche dai fattori climatici, per le temperature dei mesi estivi mediamente meno elevate rispetto al 2019.
Infine un modesto impulso all'aumento dei consumi è invece venuto dalla riduzione dei prezzi dell'energia.

Quadro globale e prospettive di medio periodo

Secondo l'ISTAT (Nota mensile, ottobre 2020), "negli ultimi mesi lo scenario internazionale è stato caratterizzato da un recupero generalizzato dell'attività economica e degli scambi commerciali. (…) Ad agosto, il commercio internazionale di merci in volume ha segnato un ulteriore incremento", anche se "gli scambi mondiali si trovano ancora sotto i livelli pre-Covid (-7,9% la variazione tendenziale media del periodo gennaio-agosto). In Cina il PIL è in accelerazione (+4,9% la variazione congiunturale) dopo il + 3% del II trimestre, mentre negli Stati Uniti è cresciuto del 7,4% rispetto al trimestre precedente dopo il -9,0% del II trimestre. Nell'area euro, dove nel II trimestre la contrazione congiunturale del PIL era stata più marcata (-11,8%) è stato più marcato anche il rimbalzo del III trimestre (+12,7%).
Secondo la Banca d'Italia la ripresa dell'economia globale è tuttavia "ancora largamente dipendente dalle eccezionali misure di stimolo introdotte in tutte le principali economie", e le sue prospettive restano condizionate dall'incertezza circa l'evoluzione della pandemia. la cui recrudescenza ha iniziato già dal mese di ottobre a frenare la ripresa economica e peggiorare le aspettative per i prossimi mesi. D'altra parte, secondo alcune valutazioni autorevoli i costi economici della seconda ondata della pandemia potrebbero essere inferiori a quelli della prima, perché il livello di attività rimane più elevato.
In Italia, anche grazie alle misure di stimolo della domanda, l'incremento del prodotto nel III trimestre è stato superiore alle previsioni di luglio, sospinto soprattutto dal forte recupero dell'industria. Ma "restano più incerte le prospettive dei servizi ed elevata la propensione al risparmio precauzionale delle famiglie" (Bollettino Economico 4/2020). La Nota di aggiornamento al Documento di economia e finanza (Nadef) 2020 approvata dal Consiglio dei Ministri a ottobre prevede un calo del PIL pari al 9% nel 2020, mentre per il 2021 è attesa una crescita programmatica pari al 6% (rispetto ad una crescita tendenziale del 5,1%), che nel 2022 e nel 2023 si attesterebbe, rispettivamente, al 3,8% ed al 2,5%. Questo scenario prevede per il 2022 il recupero del livello del PIL registrato nell'anno precedente la pandemia.

In Italia nel III trimestre robusta ripresa dell'economia (PIL +16%), ma il dato parziale del 2020 vede il PIL in calo di quasi il 10% su base tendenziale

Secondo la stima preliminare dell'ISTAT (Nota mensile, ottobre 2020) nel terzo trimestre il PIL italiano ha segnato un recupero molto robusto (+16% la variazione congiunturale, dopo le contrazioni del 5,5% nel I trimestre e del 13% nel II). Contributi positivi sono venuti sia dalla domanda nazionale sia dalla componente estera netta, e la crescita è stata diffusa a tutti i settori economici.
Il dato del III trimestre risulta tuttavia ancora inferiore rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, di quasi il 5% (dati grezzi), ma in decisa attenuazione rispetto al "drammatico" calo del precedente trimestre, quando nei mesi di lockdown il ridimensionamento delle attività economiche e produttive aveva portato ad un calo tendenziale del 18%. Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno in corso il PIL è quindi stimato in riduzione di quasi il 10% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (Figura 2-8).
Nonostante la ripresa congiunturale, dopo il crollo della prima metà del 2020 il PIL italiano si trova alla fine del III trimestre su livelli inferiori al minimo raggiunto (nel 2013) dopo la crisi economica del 2009 e su livelli inferiori di oltre il 10% rispetto al livello del 2008.

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

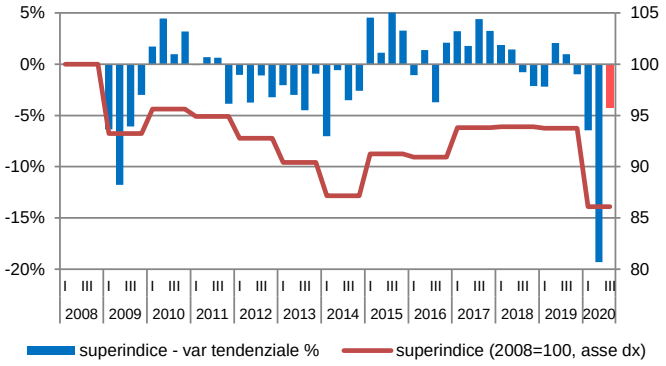
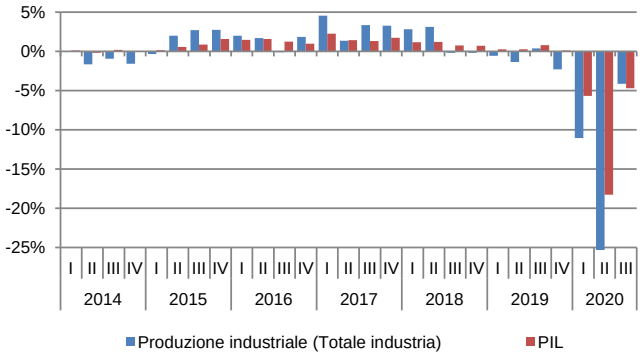


Figura 2-8 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)



Nel III trimestre produzione industriale in ripresa (+19% la variazione congiunturale), ma su livelli ancora inferiori rispetto a quelli dello scorso anno (-4%); nei nove mesi il calo tendenziale è del 14%

Il progressivo allentamento delle misure di contenimento della pandemia ha portato nei mesi estivi a una progressiva forte ripresa dell'attività industriale rispetto ai livelli minimi del precedente trimestre. Nella media giugno-agosto la produzione ha registrato un incremento congiunturale del 35% sui tre mesi precedenti, con una crescita anche più marcata dei beni di consumo durevoli e di quelli strumentali. Nel III trimestre dell'anno la ripresa congiunturale della produzione industriale è stata del 29% (dati destagionalizzati), ma rispetto al III trimestre 2019 la produzione è rimasta ancora inferiore del 4% circa, e nel complesso dei primi nove mesi dell'anno risulta in calo di quasi il 14% rispetto allo stesso periodo 2019 (con un calo anche più deciso per i soli beni intermedi, -16%).
In un'ottica di più lungo periodo, 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 segnare variazioni negative a partire dalla seconda metà del 2018 e nel 2019 è risultata in calo dell'1% (-2,7% la riduzione dei soli beni intermedi). A fine 2019 la produzione industriale italiana risultava ancora ben al di sotto dei livelli del 2008 (-16% la produzione del totale industria, quasi un terzo in meno nel caso dei beni intermedi. Il nuovo deciso calo della prima metà del 2020 ha portato la produzione industriale su livelli inferiori di quasi il 30% rispetto ai livelli pre-crisi.
Secondo l'ultima Indagine rapida del Centro Studi Confindustria, l'andamento della produzione industriale nel bimestre settembre ottobre "*evidenzia un rallentamento della crescita dopo il recupero nei mesi estivi. Lato domanda, il freno è venuto dalla componente estera. Ad ottobre gli imprenditori manifatturieri hanno espresso una maggiore preoccupazione su ordini e produzione a tre mesi, in linea con il peggioramento della crisi sanitaria, non solo in Italia ma anche nei principali partner commerciali europei*".

Dal fattore climatico nei nove mesi decisa spinta alla riduzione della domanda di energia

Con riferimento alla componente climatica del superindice ENEA, i mesi estivi del 2020 sono risultati mediamente meno caldi rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. In particolare il mese di luglio ha fatto segnare temperature di circa un grado inferiori rispetto al luglio 2019, mentre agosto è risultato sostanzialmente allineato allo scorso anno (in ogni caso più caldo della media decennale). Pur a fronte di un settembre lievemente più caldo dell'analogo 2019, nel trimestre complessivamente il fattore climatico ha quindi favorito il calo della domanda di raffrescamento.
La spinta negativa sui consumi di energia proveniente dalla componente climatica è anche maggiore con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, per effetto delle temperature mediamente più miti di gennaio e febbraio (rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente) che hanno inciso sul calo della domanda di riscaldamento (solo in parte compensata dal marzo più rigido del 2019). Anche nel II trimestre le temperature più miti di aprile e soprattutto di maggio (+3° rispetto al maggio 2019, particolarmente rigido) avevano dato un impulso alla riduzione dei consumi termici (Figura 2-10).

Dal calo dei prezzi un impulso all'aumento dei consumi

I prezzi delle commodity energetiche nei primi nove mesi dell'anno in corso hanno invece fornito una spinta all'aumento dei consumi energetici, sebbene di entità marginale rispetto a quella negativa proveniente dalle variabili economiche e climatiche. Anche nel III trimestre la componente prezzi del superindice ENEA risulta in aumento del 2% sul trimestre precedente, dell'8% rispetto al III trimestre 2019.
Il trimestre ha registrato per i consumatori domestici un nuovo calo congiunturale del 7% per i prezzi del gas, una leggera risalita per i prezzi dell'elettricità (+3%). Ma nel confronto con il III trimestre 2019 entrambi i prezzi sono in forte riduzione, rispettivamente del 15% e del 18%.
Nel caso del gasolio, in marginale aumento congiunturale nel trimestre, il calo tendenziale è anch'esso a doppia cifra (-13% rispetto al III trimestre 2019, Figura 2-11).
In un'ottica più ampia i prezzi dell'energia sono su un trend di riduzione a partire dalla seconda metà del 2019, dopo una fase di aumenti iniziata nel 2016, che seguiva a sua volta un periodo di forti cali iniziato nel 2011. Il dato parziale del 2020, fortemente condizionato dalla crisi economica e sanitaria, ha fornito una decisa accelerazione al trend di riduzione.

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

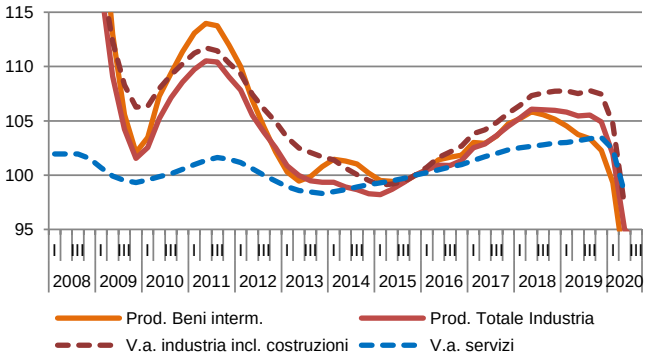


Figura 2-10 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2020 e del 2019 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)

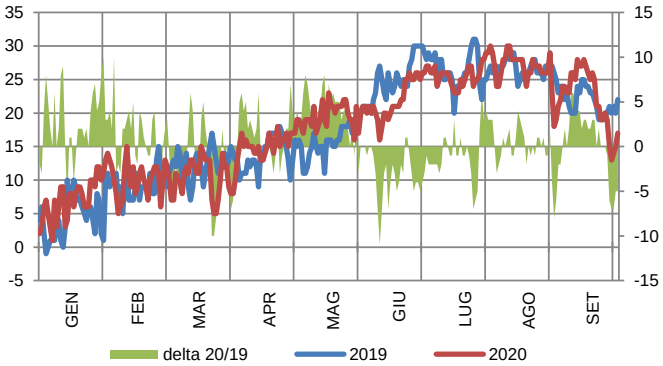
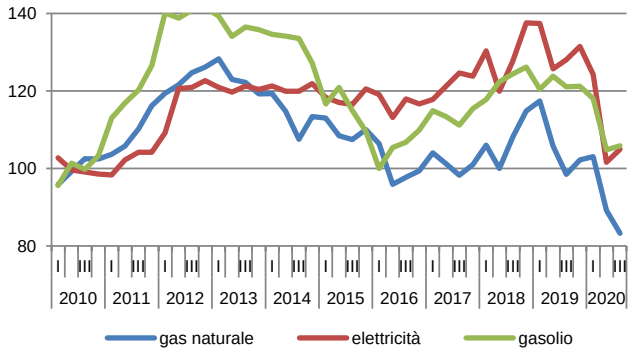


Figura 2-11 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)



3. Quadro di sintesi dei consumi di energia

3.1. Consumi di energia primaria

Rimbalzo congiunturale dell'energia primaria nel III trimestre. Il calo tendenziale è del 7%, nei nove mesi -12%

Secondo le stime ENEA nel III trimestre 2020 si è verificato un forte rimbalzo dei consumi di energia primaria, con una crescita del 18% rispetto al II trimestre dell'anno (laddove la variazione congiunturale dei consumi di energia tra il II e il III trimestre dell'anno è oscilla normalmente intorno allo zero). Nel trimestre i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 35 Mtep, comunque ancora significativamente inferiori (-7%) a quelli del III trimestre 2019 (Figura 3-1; N.B.: la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica). Il rimbalzo dei consumi di energia rispetto ai mesi del lockdown, quando il fabbisogno si era ridotto di oltre un quinto rispetto all'anno precedente, ha fatto sì che nel corso del trimestre i cali su base tendenziale siano andati progressivamente attenuandosi. Circa la metà del calo è maturato a luglio, quando i consumi sono diminuiti di oltre 1 Mtep (vedi Box più avanti).
Anche in virtù del risultato del I trimestre (-7% tendenziale, per il calo di marzo), complessivamente nei primi nove mesi dell'anno il fabbisogno di energia primaria è stimato in riduzione di circa il 12% rispetto allo stesso periodo del 2019, corrispondente ad oltre 14 Mtep in meno in termini assoluti.
In un orizzonte di più ampio respiro (Figura 3-1), dopo il lungo periodo di variazioni negative dal 2009 fino ai livelli minimi del 2014 (-2% meno annuo) e la successiva ripresa degli anni 2015-2018 (circa l'1% medio annuo) per la ripresa dell'economia italiana, i consumi energetici sono quindi tornati a calare già nel 2019 (-1% rispetto al 2018), per poi crollare nel 2020. Il dato parziale dell'anno in corso vede la domanda di energia primaria inferiore di oltre il 10% rispetto ai livelli minimi del 2014 e di circa un quarto rispetto ai livelli precedenti alla crisi del 2009.

Nel corso del 2020 andamento della domanda di energia in linea con l'evoluzione dei principali driver

Nel corso del 2020 i consumi di energia si sono mossi di pari passo con l'andamento dei loro principali driver, rappresentato sinteticamente nel superindice ENEA delle variabili guida (Figura 3-2). Il rimbalzo dei consumi del III trimestre (+18%) è infatti coerente con la variazione del superindice ENEA nello stesso periodo (+17%; (N.B.: negli ultimi dieci anni la variazione congiunturale dei consumi di energia tra il II e il III trimestre dell'anno ha oscillato intorno allo zero; la variazione congiunturale tra I e II trimestre tra il -17% e il -20%). Anche il crollo dei consumi del II trimestre (-30% congiunturale) era avvenuto in parallelo con un forte calo del superindice, ma il calo della mobilità (NB: indicatore rappresentato solo in modo indiretto nel superindice ENEA), maggiore di quello dell'attività economica, aveva portato a una riduzione dei consumi di energia maggiore di quella del superindice. Per lo stesso motivo nell'insieme dei primi nove mesi del 2020 la riduzione dei consumi di energia (-12%) è leggermente maggiore di quella dei driver (-10%). Ma nel complesso questi dati sembrano confermare la correlazione positiva tra economia ed energia, sebbene con la novità che resta da valutare la possibilità che l'impatto della crisi sanitaria sulla mobilità abbia un carattere in parte "strutturale".

Nel III trimestre ancora in deciso calo consumi di petrolio, importazioni elettriche e solidi; in lieve crescita le FER

In termini di fonti, il calo dei consumi del III trimestre 2020, quasi 3 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019, è da ricercare per quasi 2/3 nella riduzione della domanda di petrolio, e per circa 1 Mtep nel calo complessivo di solidi ed importazioni; in lieve calo anche la domanda di gas. Nel trimestre solo le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) hanno fatto registrare un risultato positivo. Nel dettaglio (Figura 3-3):

- i consumi di petrolio sono in calo di circa 1,8 Mtep in termini tendenziali (-12%), perché perdura il rallentamento del traffico veicolare e del trasporto aereo, seppur a ritmi meno sostenuti rispetto al trimestre precedente;
- la domanda di gas è in marginale riduzione (-1% circa), per la minore richiesta soprattutto nella termoelettrica (-2%);
- è proseguito il calo delle importazioni di elettricità, sebbene in misura minore che nel trimestre precedente; nel III trimestre sono state inferiore di oltre un quinto rispetto allo stesso periodo dello scorso anno;
- i consumi di solidi sono stimati in riduzione di circa il 30%;
- solo le FER mostrano un lieve incremento rispetto ai livelli del III trimestre 2019, circa il 2% in più, grazie al risultato positivo della produzione da fonti intermittenti.

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

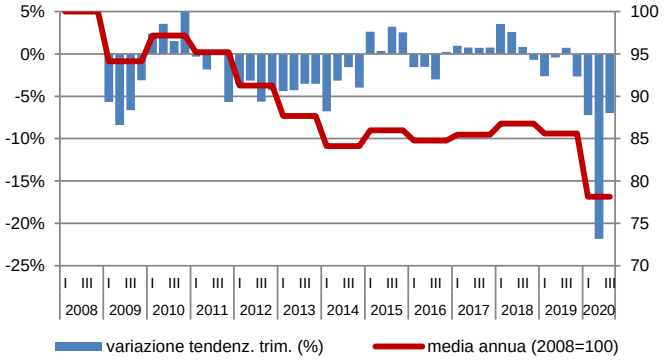


Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

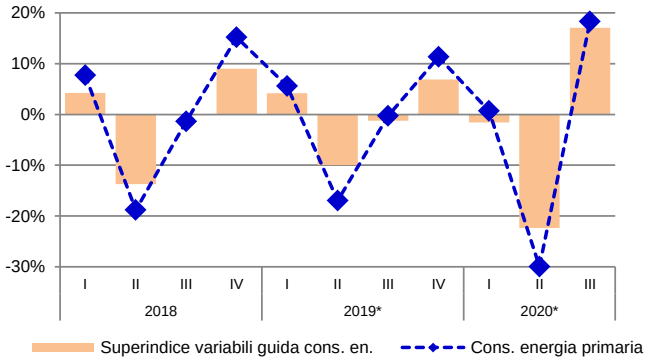
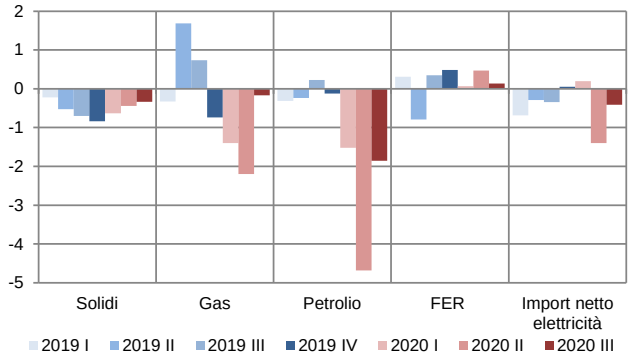


Figura 3-3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)



Nei primi nove mesi circa metà della riduzione dei consumi riguarda il petrolio (-8 Mtep), un quarto il gas naturale. Lieve aumento per le FER

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, più della metà della riduzione complessiva del fabbisogno energetico (oltre 14 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2019) è imputabile al calo dei consumi di petrolio, diminuiti di circa il 18% (-8 Mtep). La minore domanda di gas (-3,7 Mtep, -8%) rappresenta circa un quarto della riduzione complessiva della domanda di energia. Altre contrazioni di rilievo, pari complessivamente a oltre 3 Mtep rispetto all'anno precedente, hanno riguardato i solidi (in calo tendenziale di circa il 30%) e le importazioni nette di elettricità (-26%). In controtendenza il risultato delle FER, stimate in lieve aumento nei primi tre trimestri, circa mezzo Mtep in più (+3%).
In una prospettiva di più lungo periodo, il forte calo dei consumi di petrolio del 2020 ha fatto seguito alla più modesta riduzione del 2019 (-1%) e alla ripresa del 2018. Ancora più indietro nel tempo, nel triennio 2015-2017 si erano invece registrate variazioni complessivamente marginali, dopo le forti contrazioni della prima metà del decennio (-5% medio annuo, in concomitanza con la lunga recessione di quegli anni).
Il calo dei consumi di gas nel dato parziale 2020 fa invece seguito all'aumento del 2019 (+2%, legato al maggiore ricorso nella generazione termoelettrica), che aveva riportato il gas sul trend di crescita iniziato nel 2015 ed interrotto solo nel 2018.
La crescita delle FER nei nove mesi 2020 porta avanti il trend positivo del precedente biennio 2018-19, restando tuttavia molto legato all'idraulicità.
La riduzione dei consumi di carbone (-30%) prosegue inoltre nel 2020 ad un ritmo anche più sostenuto rispetto al 2019 (-20% sul 2018) ed al triennio ancora precedente (-10%).

Nei primi nove mesi dell'anno circa 2 Mtep in meno per le fonti primarie per la generazione elettrica (-5%)

Nel corso del III trimestre la richiesta di energia elettrica sulla rete è diminuita di circa il 3% rispetto allo stesso periodo del 2019, un calo molto più contenuto rispetto alla decisa riduzione del trimestre precedente (-14%). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la domanda elettrica è stata pari a 225 TWh, 16 TWh in meno dello stesso periodo del 2019.
Nel III trimestre anche la generazione elettrica nazionale risulta in calo rispetto allo stesso trimestre 2019, di circa l'1%, meno del calo della domanda sulla rete, perché l'importante calo delle importazioni nette (-1,8 TWh).
Il calo della produzione del III trimestre risulta decisamente meno sostenuto rispetto al trimestre precedente. Nei primi nove mesi del 2020 la riduzione è superiore ai 9 TWh (-4% tendenziale).
In termini di fonti primarie destinate alla produzione elettrica (Figura 3-4), nel III trimestre il minore ricorso a gas naturale, solidi e prodotti petroliferi (complessivamente circa 0,5 Mtep in meno rispetto ai livelli del III trimestre 2019) è stato solo in minima parte compensato dalla crescita delle FER.
Con riferimento ai primi nove mesi, le fonti primarie utilizzate per la produzione elettrica sono stimate in riduzione di circa 2 Mtep rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-5%). Più nel dettaglio, i consumi di gas per la termoelettrica sono diminuiti di oltre 1,5 Mtep rispetto ai primi nove mesi del 2019 (-9%): dopo la decisa contrazione del I semestre (-13% tendenziale), i consumi di gas risultano in calo tendenziale anche nel corso del III trimestre, seppur in misura più contenuta (-2% rispetto al III trimestre 2019).
Prosegue la contrazione della produzione elettrica da solidi, di circa il 35% nei primi nove mesi del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019 (dato riferito alle centrali Enel).
La generazione da prodotti petroliferi, sebbene ormai residuale, ha avuto un incremento tendenziale nel I semestre dell'anno, ma è poi tornata a una forte contrazione nel III trimestre, per cui nel complesso dei nove mesi risulta In lieve riduzione.
Quanto alle rinnovabili, dopo la crescita del 2018 legata alla risalita della produzione idroelettrica dai minimi del 2017 (Figura 3-5) e il dato positivo del 2019 (oltre l'1% in più sul 2018), anche per i primi nove mesi del 2020 si stima un incremento tendenziale (circa 0,5 Mtep, +3%).

Nei primi nove mesi crescono la generazione idroelettrica e solare, in calo l'eolica

Complessivamente nei primi nove mesi del 2020 la generazione elettrica da FER, pari a 90 TWh, risulta in aumento di quasi 3 TWh rispetto allo stesso periodo del 2019, principalmente per la maggiore produzione idroelettrica. Nonostante il risultato lievemente negativo del III trimestre (-0,3 TWh tendenziale), nel periodo gennaio-settembre la produzione idroelettrica è comunque in aumento del 4% (+1,7 TWh) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, grazie alla crescita del I semestre.
Anche la produzione da fonti intermittenti risulta complessivamente in aumento rispetto ai primi nove mesi del 2019 (+1,3 TWh, di cui quasi 1 TWh nel solo III trimestre). Nel dettaglio si registra un risultato particolarmente positivo per il solare, in aumento di oltre 1,7 TWh (+8%). Dopo il risultato positivo del II trimestre (+15% tendenziale), la produzione solare è cresciuta anche nel III trimestre (+6%).
Nonostante una buona ripresa nel III trimestre (+13% tendenziale), nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la produzione eolica resta ancora inferiore al livello dei primi nove mesi del 2019 (-2%), a causa della forte contrazione registrata nel I trimestre (-17%).

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

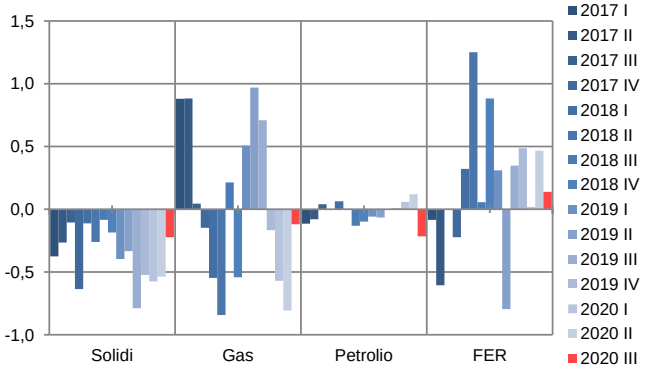
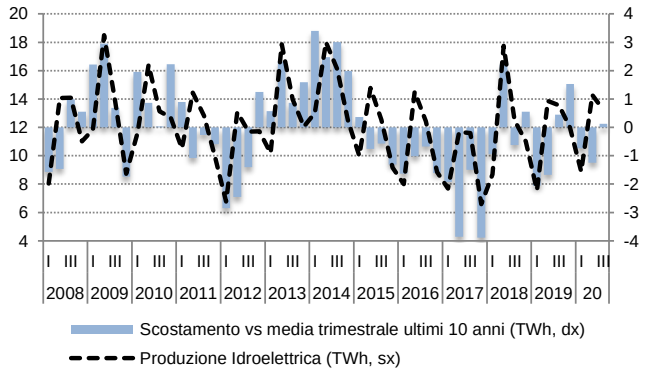


Figura 3-5 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dalla media trimestrale 2009-2019 (TWh, adx)



BOX – I consumi di energia nei mesi della crisi sanitaria

Per effetto delle misure volte al contenimento della emergenza sanitaria, la produzione industriale nel nostro Paese è diminuita tra marzo e settembre di circa il 17% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Il punto di minimo si è registrasto ad aprile (-42%), poi a partire da maggio la riduzione è andata progressivamente attenuandosi: il calo tendenziale è risultato ancora importante a maggio (-25%), ma più che dimezzato già a giugno (-11%), a luglio è sceso all'8% per azzerarsi infine agosto. Secondo le stime preliminari del Centro Studi Confindustria (*Indagine rapida sulla produzione industriale*, 30 ottobre 2020) a settembre la produizione avrebbe registrato un calo tendenziale dell'1%, per cui nell'insieme del III trimestre la produzione industriale sarebbe stata inferiore del 2% circa rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre del 2019, ultimo trimestre non condizionato dalla crisi sanitaria

Riguardo al PIL, dopo il crollo del II trimestre (-18% rispetto allo stesso trimestre del 2019), la stima preliminare dell'ISTAT indica per il III trimestre una forte ripresa congiunturale (pari a circa il 16%), ma il PIL del III trimestre è rimasto comunque ben di sotto del

Infine, gli indicatori di mobilità elaborati dall'ANAS mostrano una tendenza verso un ritorno alla normalità, avendo registrato una progressiva risalita della mobilità durante i mesi estivi. Tuttavia a fine settembre l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) è ancora inferiore di oltre il 10% rispetto ai livelli dell'ultimo trimestre 2019, principalmente per i decisi crolli di aprile e maggio (Figura A).

Figura A – Driver della domanda di energia (IV trimestre 2019=100)

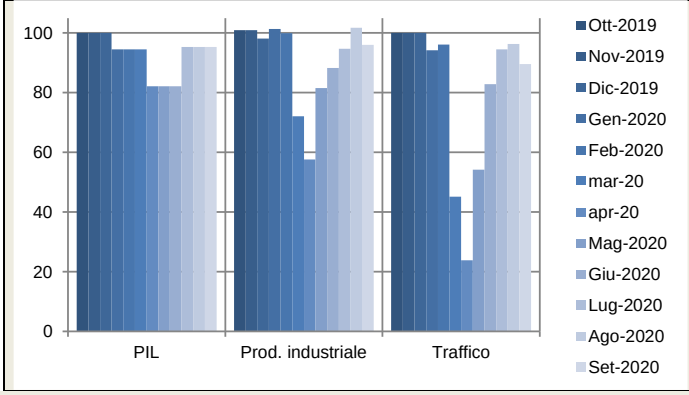
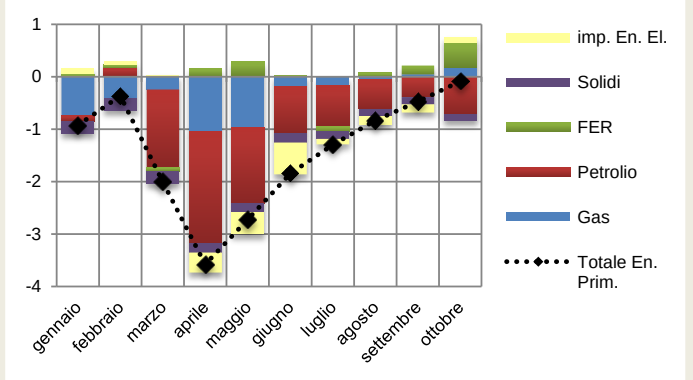


Figura B – Var. tendenziale del fabbisogno di energia primaria in Italia nei primi sette mesi del 2020 (Mtep)



Dopo il crollo di aprile (-30%) calo dei consumi in progressiva attenuazione fino a settembre (-4%); per ottobre la riduzione potrebbe ulteriormenete ridursi (-1%), ma principalmente per ragiorni di natura climatica

Secondo le stime ENEA (par. 3.1), nei primi nove mesi del 2020 i consumi di energia primaria si sono ridotti di circa 14 Mtep rispetto allo stesso periodo del 2019 (-12%), ma quasi la metà di tale riduzione è maturata nei mesi di aprile e maggio, durante i quali il fabbisogno di energia è calato rispettivamente del 30% e 21% (variazioni tendenziali). Dalla Figura B emerge anche come un primo crollo dei consumi si fosse già registrato a marzo (-14%), per effetto delle limitazioni alla mobilità di persone e merci in conseguenza delle prime misure di contenimento della crisi sanitaria. Dopo il crollo di aprile e maggio il calo dei consumi è poi proseguito nel mese giugno (-15%), seppur in maniera meno sostenuta. Il progressivo allentamento delle misure di contenimento della pandemia nei mesi estivi ha quindi determinato un'ulteriore attenuazione dei cali tendenziali: la domanda di energia si è ridotta del 10% a luglio, del 7% ad agosto, di appena il 4% a settembre.
La stima preliminare relativa al mese di ottobre vede un'ulteriore ripresa dei consumi, che potrebbero risultare solo lievemente inferiori rispetto ai livelli di ottobre 2019 (-1% circa). Su tale risultato incide tuttavia in maniera decisiva l'aumento della domanda di gas per il riscaldamento degli ambienti (+0,5 Mtep), conseguenza di un ottobre assai più rigido rispetto a quello 2019 (-2° in media). Nello stesso mese, d'altro canto, sono stimati in calo sia la domanda di elettricità sulla rete (-1,3%) che, soprattutto, i consumi di petrolio, in riduzione di oltre il 13% rispetto allo stesso mese del 2019 (dati MISE). Le nuove misure di contenimento della pandemia hanno infatti portato a nuove riduzioni degli spostamenti, specie quelli relativi alle persone: secondo i dati ANAS, ad ottobre i volumi di traffico sulle strade di propria competenza si sono ridotti di circa il 14% rispetto ad ottobre 2019. Depurando la stima del mese di ottobre dal fattore climatico (ipotizzando quindi consumi di gas sulle reti di distribuzione uguali a quelli di ottobre 2019), il fabbisogno energetico (in termini di energia primaria) risulterebbe ad ottobre 2020 inferiore di circa il 5% rispetto ai livelli di consumo dell'ottobre 2019, sostanzialmente in linea con il calo tendenziale di settembre, interrompendo quindi il lungo

Da marzo a settembre consumi di prodotti petroliferi in calo del 22%. Carboturbo quasi azzerato tra aprile e giugno, stenta a

Con riferimento al solo periodo marzo-settembre, i consumi petroliferi sono quelli che hanno fatto segnare il calo tendenziale più marcato (in termini assoluti): quasi 8 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-22%), circa il 60% del calo complessivo del fabbisogno di energia negli stessi mesi. Come emerge dalla Figura B, la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi era stata decisa già a marzo (-30% rispetto al marzo 2019), nonostante le misure per il contenimento della pandemia fossero state adottate a mese in corso. Il calo è poi proseguito in modo più marcato ad aprile (-45%).
Con la parziale riapertura delle attività produttive e del traffico veicolare, a maggio il calo si è poi ridimensionato (-29%); il trend di attenuazione è quindi proseguito a giugno (-18%) e ancor più nei mesi estivi: -14% a luglio, -11% ad agosto, -7% a settembre

In termini di prodotti (Figura C), da marzo a settembre i principali carburanti per autotrazione (gasolio motori e benzina) complessivamente sono stati inferiori del 23% rispetto allo stesso periodo del 2019, con riduzioni delle vendite di benzina del 27%, più marcate di quelle del gasolio (-22% rispetto ai livelli del periodo marzo-settembre 2019).
Il calo dei consumi petroliferi è coerente con la riduzione della mobilità. Secondo i dati ANAS, il traffico veicolare sulla rete stradale e autostradale di propria competenza è risultato in forte riduzione nei mesi della pandemia, sia per le limitazioni agli spostamenti che per le restrizioni alle attività produttive e l'ampia adesione a forme di lavoro a distanza (Figura D). Già a marzo l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) è risultato in calo del 55% rispetto allo stesso periodo del 2019, mentre ad aprile il calo è arrivato addirittura al 75% (-40% per i veicoli pesanti). Il traffico è poi lievemente ripreso a maggio (-43% tendenziale, -23% per i soli veicoli pesanti) e giugno (-18%), ma più ancora nei mesi estivi (-10% a luglio, -7% ad agosto e settembre), con riduzioni tendenziali decisamente più contenute per i veicoli pesanti (-3% a luglio, -1% ad agosto, nulle a settembre).
In termini relativi sono i consumi di carboturbo a far segnare il calo tendenziale più marcato nel periodo di analisi (-73% tendenziale). Le vendite di carboturbo destinate al trasporto aereo, dopo il crollo dei mesi di marzo, aprile e maggio (-80% in media), anche nei mesi estivi hanno fatto segnare riduzioni importanti (oltre il 60% in meno).

Figura C – Vendite dei principali prodotti petroliferi nei primi sei mesi dell'anno (var. tendenziale, kt)

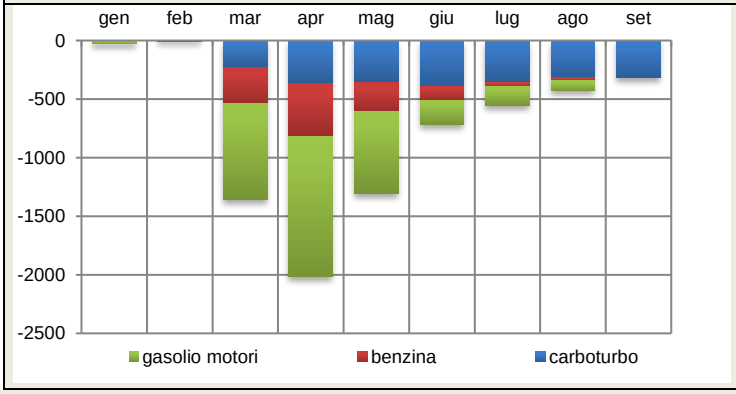
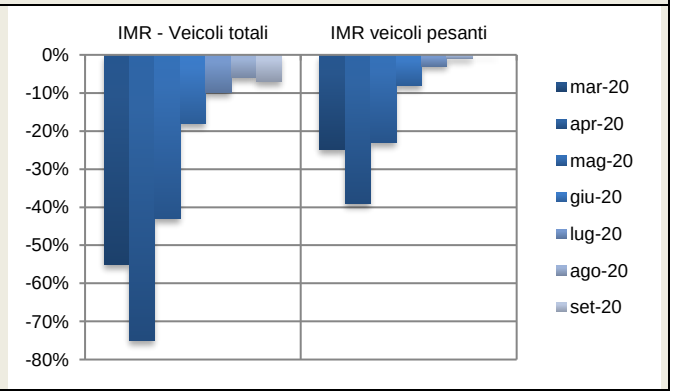


Figura D – Traffico veicoli totali e solo pesanti su rete Anas (var.% tendenziale)



Da marzo a settembre domanda di gas in calo dell'8% tendenziale; decise riduzioni per industria e teromoelttrico

Da marzo a settembre 2020 i consumi di gas sono stati complessivamente pari a circa 32,3 miliardi di SM^3, in calo di oltre l'8% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-2,9 miliardi di SM^3, corrispondenti a circa 2,5 Mtep). Tale risultato è maturato quasi esclusivamente nel corso del bimestre aprile–maggio, quando si sono registrati cali tendenziali rispettivamente del 23% e del 24% (rispetto agli stessi mesi del 2019), mentre a marzo, giugno e luglio i cali sono stati inferiori al 5% (sempre in termini tendenziali). Ad agosto e settembre si sono registrati addirittura degli incrementi rispetto allo stesso bimestre 2019, seppur di lieve entità sia assoluta che relativa (in tutto +157 milioni di SM^3, +1,8%). Oltre la metà del calo della domanda di gas nei sette mesi di indagine è da ricercare nella minore richiesta per la termoelettrica, circa il 30% per gli usi industriali.
Nel periodo marzo-settembre 2020 la domanda di gas per **usi termoelettrici** è stata pari a circa 13,5 miliardi di SM^3, il 10% in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Nello stesso periodo il calo della domanda elettrica è lievemente inferiore (-7% tendenziale). Oltre i ¾ del calo complessivo della domanda di gas per usi termoelettrici nel periodo di analisi è maturato nel trimestre marzo-maggio, durante il quale si sono registrati cali tendenziali del 30% ad aprile, del 17% a marzo e a maggio. Nei successivi mesi di giugno e luglio il calo tendenziale dei consumi è proseguito a ritmi inferiori (-11% e – 8% rispettivamente). Ad agosto e settembre il ricorso al gas nella termoelettrica è poi risultato addirittura in aumento rispetto ai livelli dello stesso bimestre 2019 (+1%), in concomitanza con la ripresa della domanda elettrica.
Nello stesso periodo di analisi anche i consumi di gas per **usi industriali** si sono ridotti del 10% rispetto al periodo marzo-settembre 2019 (-800 milioni di SM^3). Circa l'85% di tale risultato è maturato nei mesi di marzo, aprile e maggio, quando si sono registrate riduzioni tendenziali rispettivamente del 15%, 23% e 17%. Con la progressiva ripresa delle attività produttive le variazioni tendenziali della domanda di gas per usi industriali si sono ridotte al -9% a giugno e al -4% a luglio, a zero ad agosto, per arrivare infine in territorio positivo a settembre (+2% tendenziale).
I consumi di gas naturale sulle **reti di distribuzione** risultano in calo di 434 milioni di SM^3 nel periodo qui analizzato (-4%). L'incremento del mese di marzo (+437 milioni di SM^3, +13%), è stato infatti più che compensato dai cali di aprile (-369, -17%) e maggio (-557 milioni di SM^3, -33%), tutti dati coerenti con le temperature mediamente più rigide a marzo e decisamente più miti di aprile e maggio (rispetto agli stessi mesi 2019). Da giugno a settembre la variazione è risulta complessivamente trascurabile, complessivamente -55 milioni di SM^3.

Riduzione della richiesta elettrica in progressiva attenuazione: dai minimi di aprile (-17%) a settembre si è tornati sui livelli del 2019

Tra marzo e settembre 2020 la domanda di elettricità sulla rete è stata complessivamente pari a circa 172 TWh, in calo di circa 16 TWh rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019 (-8%). Anche per la domanda elettrica si sono registrati cali importanti a partire già dl mese di marzo (-10% tendenziale), ulteriormente accentuati ad aprile (-17% tendenziale). A maggio il calo si è poi notevolmente ridotto (-10%), in parte sicuramente per la ripresa delle attività produttive, in parte anche per le temperature mediamente più elevate rispetto a maggio 2019, che hanno probabilmente spinto la domanda di raffrescamento. Nel mese di giugno la componente climatica ha invece agito in maniera opposta (il mese è stato decisamente meno caldo di giugno 2019): il calo dei consumi è infatti tornato ad aumentare (-13%). A luglio il calo si è poi drasticamente ridotto, -7% tendenziale: pur in presenza di temperature assai più miti del luglio 2019, la ripresa delle attività industriali ha inciso sulla ripresa dei consumi elettrici. Il trend di attenuazione è

3.2. Consumi finali di energia

Nel III trimestre consumi finali di energia in riduzione del 7% rispetto allo stesso periodo 2019, del 13% nei primi nove mesi dell'anno

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia del III trimestre 2020 sono in calo del 7% rispetto ai livelli del corrispondente trimestre del 2019, di circa l'8% (circa 2 Mtep in meno, N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Questo calo segue il calo più deciso del II trimestre, quando i consumi si erano ridotti di quasi ¼ rispetto al 2019 (per i decisi cali di aprile e maggio, si veda Box nel par.3.1).
Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la richiesta di energia proveniente dai settori di impego finale è stimata inferiore ai 77 Mtep, in calo del 13% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-12 Mtep, Figura 3-6). Oltre i 2/3 della riduzione tendenziale complessiva dei consumi finali nei primi nove mesi 2020 è imputabile al calo dei prodotti petroliferi, quasi 8 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo 2019 (-20%). Dopo il deciso calo del II trimestre (-35%), anche nel III trimestre le vendite di prodotti petroliferi sono in contrazione, seppur in misura minore (-11%).
In decisa riduzione anche la domanda di gas naturale per usi diretti, circa 2 Mtep in meno rispetto ai primi nove mesi 2019 (-8%), maturati tutti nella prima metà dell'anno (in buona parte nel II trimestre, -1,2 Mtep, -18%). Nel III trimestre il gas è invece risultato sugli stessi livelli dello scorso anno.
La domanda elettrica è inferiore di circa 1,3 Mtep rispetto ai primi nove mesi 2019 (-7%): dopo il -13% tendenziale del II trimestre, nei mesi estivi i consumi elettrici sono diminuiti di appena il 3%.
È proseguito anche nel III trimestre il calo dei solidi, che nell'insieme dei primi nove mesi sono inferiori di circa un terzo rispetto all'anno precedente.
In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3-6), la domanda di energia proveniente dai settori di impiego finale, dai livelli minimi del 2014 ha poi proseguito nei successivi quattro anni su una traiettoria di crescita quasi costante (+1% medio annuo), spinta dalla seppur modesta ripresa dell'economia. La crescita si è poi fermata nel 2019 (-1%), in concomitanza con la frenata dell'attività industriale ed un clima più mite. Dopo il calo senza precedenti dei primi nove mesi del 2020 i consumi di energia sono ora ben al di sotto del corrispondente periodo 2014 (-7 Mtep, -8%).
In termini di contributi settoriali (Figura 3-7), il deciso calo tendenziale dei primi tre trimestri dell'anno è da ricercare in larga parte nel calo dei consumi dei trasporti, diminuiti di circa ¼ rispetto allo stesso periodo del 2019 (oltre 7 Mtep in meno); anche nel settore industriale e civile si stimano cali tendenziali importanti, ma complessivamente quantificabili in circa 4 Mtep (rispetto ai primi nove mesi del 2019).

Consumi elettrici in deciso calo nei nove mesi ma aumenta l'elettrificazione del sistema

Nel III trimestre 2020 i consumi di elettricità sono stati pari quasi a 82 TWh, in calo rispetto allo stesso periodo del 2019 di circa 2,6 TWh (-3%). Tale risultato, sebbene segni una riduzione tendenziale non marginale, risulta comunque in attenuazione rispetto al deciso calo del procedente trimestre, quando la domanda si era ridotta di oltre 10 TWh (-14% tendenziale), di cui 4 TWh solo ad aprile (per il dettaglio mensile si veda box par. 3.1). Complessivamente nei primi nove mesi del 2020 la domanda elettrica risulta quindi in riduzione, rispetto allo stesso periodo del 2019, di quasi 17 TWh (-7%).
In una ottica di più lungo periodo (Figura 3-8), dopo il trend di riduzione fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, la domanda elettrica è cresciuta nel 2017 (+2%), ha rallentato nel 2018 (+0,4%) ed era tornata a diminuire già nel 2019 (-0,6% sul 2018), prima del crollo della prima metà del 2020. Nei primi nove mesi del 2020 i consumi elettrici sono inferiori di ben 8 TWh rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2014.
Nei primi nove mesi del 2020 il calo pur importante dei consumi elettrici è stato comunque molto inferiore a quello dei consumi finali totali di energia (-13%), perché buona parte della riduzione complessiva dei consumi energetici è imputabile al calo dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti (-8 Mtep), e in misura minore del gas nel settore civile e industriale (-2 Mtep). L'elettrificazione del sistema nel 2020 risulta quindi in deciso aumento, circa un punto e mezzo percentuale in più. Questo dato, più che il risultato di una larga diffusione di tecnologie chiave per l'efficienza energetica (nel campo dalla riqualificazione degli edifici, dell'industria e nei trasporti), è dunque da ricercare principalmente nel calo della mobilità, alla ripresa della quale (superata l'emergenza) è plausibile invece un ritorno dell'elettrificazione sui livelli degli scorsi anni, nei quali peraltro l'elettrificazione si è mossa su una traiettoria sostanzialmente costante (Figura 3-8)

Figura 3-6 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e var. tend.. (asse sx, Mtep)

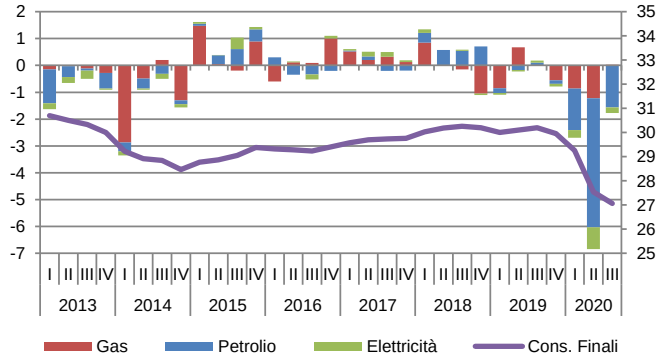


Figura 3-7 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

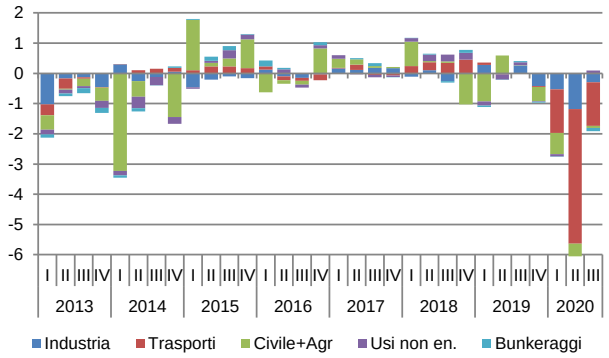
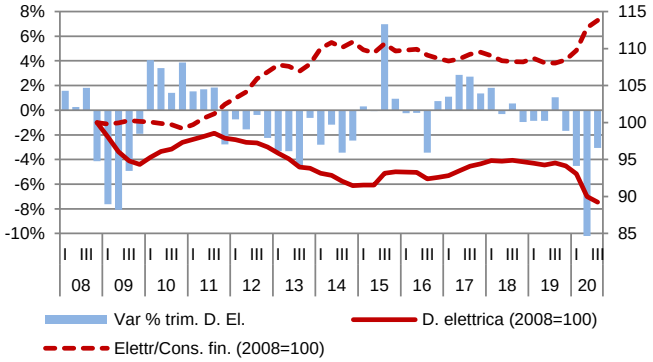


Figura 3-8 - Consumi elettrici (var. % tend., asse sx), consumi elettrici e % elettricità sui consumi finali (2008=100, asse dx)



Nel III trimestre 2020 in ripresa il trasporto stradale, ma ancora molto inferiore al 2019 (-20% il calo tendenziale)

Nel III trimestre dell'anno in corso i consumi energetici del settore trasporti sono stimati pari a circa 9 Mtep, in riduzione del 14% rispetto allo stesso periodo del 2019. Rispetto a quanto rilevato nel precedente trimestre (si veda Analisi Trimestrale 2/2020), quando i consumi si erano quasi dimezzati rispetto ai livelli di un anno prima, il risultato del III trimestre delinea pertanto un'attenuazione del calo, grazie al progressivo allentamento delle limitazioni agli spostamenti. Rispetto ai minimi di aprile e maggio (carburanti per autotrazione e carboturbo complessivamente dimezzati), già a giugno i cali tendenziali erano stati meno decisi; il trend di attenuazione è proseguito quindi nei mesi estivi arrivando a settembre ad un calo tendenziale del 7% (per il dettaglio mensile si veda box par. 3.1).
Per i primi nove mesi dell'anno in corso i consumi del settore sono quindi stimati complessivamente in riduzione di circa il 25% rispetto al periodo gennaio-settembre 2019 (-7 Mtep).
In termini di carburanti, il calo relativo più deciso è stato quello del carboturbo destinato all'aviazione, in riduzione nei primi nove mesi dell'anno di 2/3 rispetto allo stesso periodo del 2019 (-2,5 Mtep): dopo il risultato negativo del I trimestre (-25% tendenziale) ed il crollo del II trimestre (-90%, traffico aereo di fatti fermo), nel III trimestre il settore ha continuato a far segnare riduzioni dell'ordine del 70% tendenziale. Il crollo del 2020 si registra a valle della crescita del 2019 (+4%), in rallentamento rispetto al triennio '16-'18 di costanti variazioni positive più decise (+7% in media).
I consumi per il trasporto stradale sono stimati in calo di quasi il 20% nei primi nove mesi dell'anno: dopo il calo del I semestre (di circa ¼ rispetto allo stesso periodo del 2019) nel III trimestre si registra un calo decisamente meno sostenuto, -4% (Figura 3-9). Come emerge dalla Figura 3-10, tale risultato è sostanzialmente in linea con l'andamento del traffico veicolare: secondo i dati ANAS, l'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) nel corso del III trimestre si è ridotto mediamente di circa l'8% rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019, dopo essersi più che dimezzati nel periodo marzo-maggio, quello più colpito dalla emergenza sanitaria.
Riguardo ai carburanti per autotrazione le vendite di gasolio motori, in calo tendenziale nel II trimestre addirittura del 36%, nel III trimestre hanno avuto una forte ripresa congiunturale (+50% sul trimestre precedente), ma rimanendo ancora su livelli inferiori rispetto allo stesso trimestre 2019 (-4%). Complessivamente nei primi nove mesi del 2020 la riduzione è pari a circa 3 Mtep (-18%). È anche maggiore (in termini relativi) il calo delle vendite di benzina: dopo il risultato dei primi sei mesi dell'anno, oltre 1 Mtep in meno rispetto al 2019, per il crollo del II trimestre (-44%), nel III trimestre il calo tendenziale è stato del 4%; la riduzione complessiva nei nove mesi è del 21%. Infine, nei primi nove mesi le vendite di GPL per autotrazione sono inferiori di circa 1/5.

Consumi dell'industria in ripresa nel III trimestre, in calo di quasi il 10% nei primi nove mesi dell'anno

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nei primi nove mesi del 2020 sono stati complessivamente inferiori di circa il 10% rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno. Dopo la decisa riduzione del II trimestre (quasi un quinto in meno rispetto ai livelli dello scorso anno) nei mesi estivi i consumi settoriali hanno fatto segnare un aumento congiunturale a due cifre (+14%), ma restando comunque ancora al di sotto rispetto ai livelli di un dello stesso periodo del 2019 (-6%).
Buona parte della riduzione dei consumi settoriali stimata per il periodo gennaio-settembre è da ricercare nella minore domanda di gas naturale, ridottasi di circa il 9% rispetto allo stesso periodo del 2019: dopo il calo del 9% nel I trimestre e del 16% nel II, nel III trimestre i consumi i gas settoriali sono stati solo lievemente inferiori al livello del 2019.Anche la richiesta di energia elettrica del settore è stimata in calo tendenziale nel trimestre in esame, seppure in ripresa congiunturale: secondo le stime Terna basate sull'indice settimanale IMCEI[1] nel III trimestre si è registrato un rimbalzo del 15% rispetto al precedente trimestre. Ma nell'insieme dei primi nove mesi i consumi elettrici dei clienti connessi alla rete in Alta Tensione si sono ridotti di oltre l'11%.
La Figura 3-11 mostra come il calo dei consumi industriali nel 2020 corrisponda al crollo della produzione industriale (-14% rispetto ai primi nove mesi 2019), che segue peraltro un trend tornato negativo nel corso del 2019 (-1% rispetto al 2018) dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni tendenziali positive.
Dalla Figura si osserva 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, e i dati del 2020, pur molto parziali e ancora di difficile interpretazione, sembrano confermare tale tendenza.

Figura 3-9 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

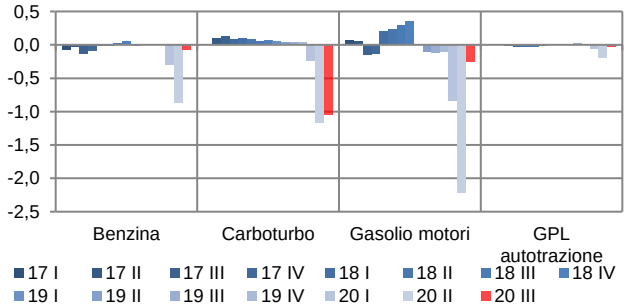


Figura 3-10 - Consumi energetici trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata nei primi 9 mesi 2020 (var. % tend. i)

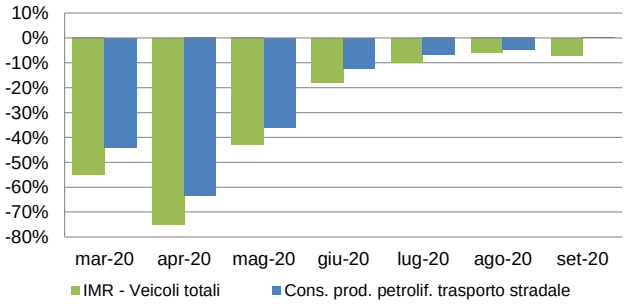
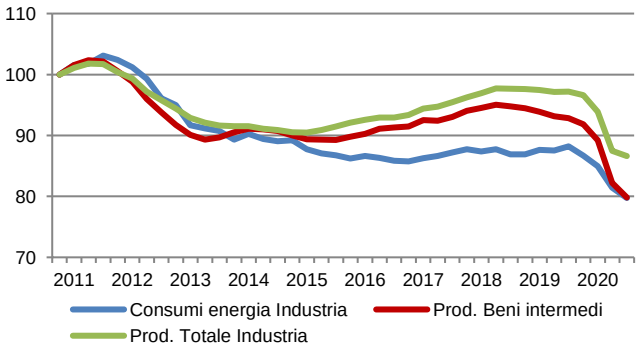


Figura 3-11 - Consumi energetici industria e indici della produzione industriale (media mobile 4 trimestri, 2010=100)



[1] L'indice Imcei monitora maniera diretta i consumi industriali di circa 530 clienti energivori connessi alla rete di trasmissione elettrica nazionale, nei settori 'cemento, calce e gesso', 'siderurgia', 'chimica', 'meccanica', 'mezzi di trasporto', 'alimentari', 'cartaria', 'ceramica e vetraria', 'metalli non ferrosi'.

Nei primi nove mesi dell'anno consumi del settore civile in calo inferiore rispetto agli altri settori

Diversamente da quanto rilevato per i settori dei trasporti e dell'industria, nel III trimestre del 2020 la richiesta di energia proveniente dal settore civile è stimata sostanzialmente sugli stessi livelli dello stesso periodo dello scorso anno. Nel trimestre estivo, infatti, a fronte di un modesto incremento della domanda di gas naturale (+2% rispetto allo stesso periodo del 2019), sono in riduzione i consumi elettrici (di circa il 3%).

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno il fabbisogno energetico settoriale è tuttavia inferiore di circa il 7% rispetto allo stesso periodo del 2019 (2 Mtep in meno) dal momento che sia nei primi tre mesi dell'anno che nel II trimestre i consumi erano stimati in riduzione (-5% e -16% rispettivamente le variazioni tendenziali).

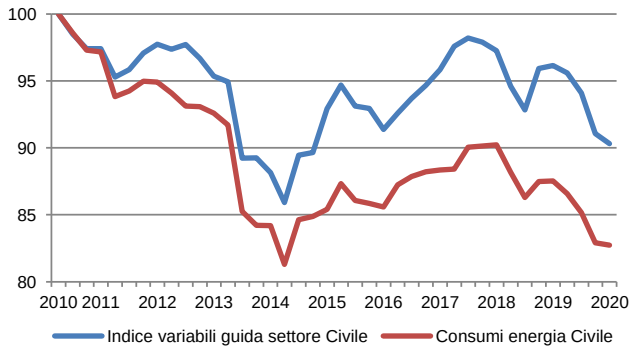
Circa la metà della riduzione tendenziale dei nove mesi è da ricercare nella minore domanda di gas naturale, complessivamente diminuita del 7% in termini tendenziali: il modesto aumento dei consumi del III trimestre (+ 50 mila Smc), non ha infatti compensato i decisi cali dei primi sei mesi dell'anno. Nel I trimestre il calo tendenziale (-700 mila Smc), era stato favorito da una temperatura mediamente più mite a gennaio e febbraio, solo in parte ridimensionato dall'aumento di marzo (più rigido del marzo 2019).

Nel II trimestre il calo era stato addirittura del 20%, per i decisi cali di aprile e maggio, durante i quali la domanda è calata di oltre 900 mila Smc (rispetto allo stesso bimestre 2019). In tali mesi la temperatura era risultata decisamente più mite rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (in particolare a maggio, oltre 3° in più rispetto al magio 2019).

L'andamento dei consumi nei primi nove mesi dell'anno in corso risulta complessivamente coerente con l'evoluzione dell'indice sintetico delle variabili guida del settore Civile, che hanno fornito un deciso impulso al calo dei consumi (Figura 3-12). Sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi energetici del settore agisce principalmente il fattore climatico, che anche nei mesi estivi ha favorito il calo dei consumi elettrici, data la temperatura mediamente meno elevata rispetto all'estate scorsa (in particolare a luglio).

Ma ovviamente, oltre al fattore cima, un ruolo decisivo per la contrazione dei consumi lo hanno avuto la crisi economica e la forte riduzione del valore aggiunto del settore dei servizi, bilanciate solo in misura marginale dal calo dei prezzi dell'energia.

Figura 3-12 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



4. Decarbonizzazione

Nel III trimestre rimbalzo congiunturale delle emissioni di CO_2, ma ancora in forte calo tendenziale (-8%)

Nel III trimestre le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano hanno seguito l'andamento dei consumi di energia, con un forte rimbalzo rispetto al trimestre precedente (+20%), ma comunque ancora in calo di circa il 7% rispetto al III trimestre dello scorso anno. Tale risultato avviene a valle del calo decisamente più sostenuto del periodo aprile-giugno, durante il quale le emissioni si erano ridotte di circa il 25% rispetto allo stesso periodo del 2019 (Figura 4-1).
Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno il calo stimato rispetto allo stesso periodo del 2019 è del 14% (equivalente a circa 33 $MtCO_2$ in meno), leggermente maggiore della riduzione dei consumi delle fonti fossili contabilizzate per la stima delle emissioni (-13%), perché buona parte della riduzione del fabbisogno energetico ha riguardato il carbone (soprattutto nella termoelettrica) e il petrolio (in particolare i prodotti petroliferi nei trasporti), cioè le fonti fossili più carbon intensive, mentre il gas ha subito riduzioni più contenute.
Oltre la metà della riduzione complessiva delle emissioni nei primi nove mesi del 2020 è maturata nel II trimestre, mentre i primi tre mesi hanno contribuito per circa il 30%, sia per il calo dei consumi a marzo (per le misure di contenimento della pandemia) sia per le temperature particolarmente miti dei mesi invernali.
Il deciso calo del 2020 riporta le emissioni su una traiettoria discendente dopo cinque anni di sostanziale stazionarietà, seguiti alle forti riduzioni degli anni della crisi economica (Figura 4-1). Il dato (parziale) del 2020 colloca le emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano a un livello inferiore del 37% rispetto al 2005, con un balzo di sette punti percentuali rispetto al 2019, quando il calo rispetto al 2015 era del 30%, appena un punto percentuale in meno rispetto all'anno prima (Figura 4-2). È interessante che nel 2020 il calo delle emissioni sia stato simile per i due settori ETS e ESD: nel caso dei settori ETS la riduzione rispetto al 2005 passa dal -38% del 2019 al -45%, nel caso dei settori ESD dal -25% del 2019 al -33% del 2020.
Il ruolo ampiamente preponderante avuto in questi cali dal crollo dei livelli di attività e degli spostamenti conseguente alle misure di contenimento dell'emergenza sanitaria impone comunque di tenere conto che una parte di questi cali sarà probabilmente riassorbito con l'auspicabile ripresa delle attività. Per di più, in particolare sul risultato del I trimestre hanno avuto un ruolo anche le temperature particolarmente miti dei mesi invernali, che hanno contribuito a mitigare i consumi.

Nei nove mesi del 2020 le emissioni nei settori ETS ed ESD mostrano traiettorie simili, con cali tendenziali del 14%

In termini di contributi settoriali, la riduzione delle emissioni nei primi nove mesi dell'anno in corso è da ricercare per circa i 2/3 nel risultato nei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora), nei quali si stima un calo della CO_2 di circa il 14% in termini tendenziali. Dopo il deciso calo del II trimestre (-30% la variazione tendenziale, Figura 4-3), che aveva fatto seguito al -9% dei primi tre mesi dell'anno, nel III trimestre si stima una riduzione meno decisa, pari al -6% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il dato parziale del 2020 interrompe quindi il lungo periodo 2016-2019 di variazioni complessivamente marginali, seguite ai cali più decisi della prima metà del decennio (quasi -3% in media).
Nei settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, dunque industria energivora e generazione elettrica) il calo delle emissioni stimato per il periodo gennaio-settembre 2020 risulta simile, in termini relativi, al risultato del comparto ESD: quasi il 14% in meno rispetto allo stesso periodo del 2019. Buona parte di tale riduzione (oltre il 70%) è maturata nel corso della prima metà dell'anno; nel corso del III trimestre la riduzione, seppur importante, risulta meno sostenuta, pari al 10% rispetto allo stesso trimestre dello scorso anno (Figura 4-3). In questo segmento il calo dovuto alle conseguenze della crisi sanitaria si è combinato con l'accelerazione del phase out del carbone.
La Figura 4-4 evidenzia infine come circa la metà della riduzione tendenziale delle emissioni dei primi nove mesi del 2020 sia imputabile al calo stimato nel settore dei trasporti (la quota sale a quasi il 60% nel II trimestre, pari a circa un terzo negli altri due), per il 30% circa a quello della trasformazione dell'energia, il resto ad industria e civile.

Figura 4-1 - Emissioni trimestrali di CO_2 (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO_2) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

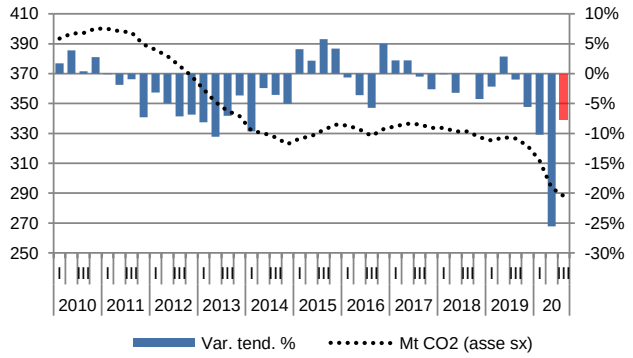


Figura 4-2 - Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO_2eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

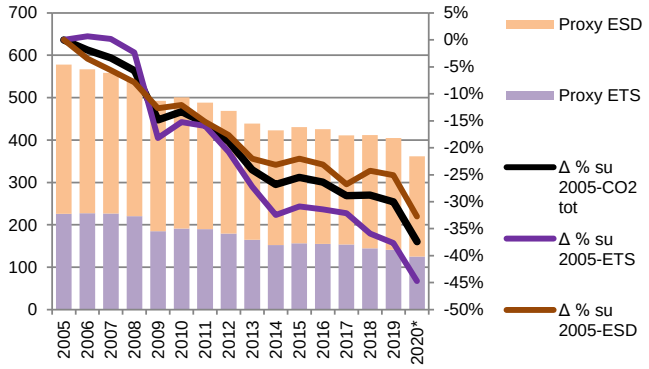
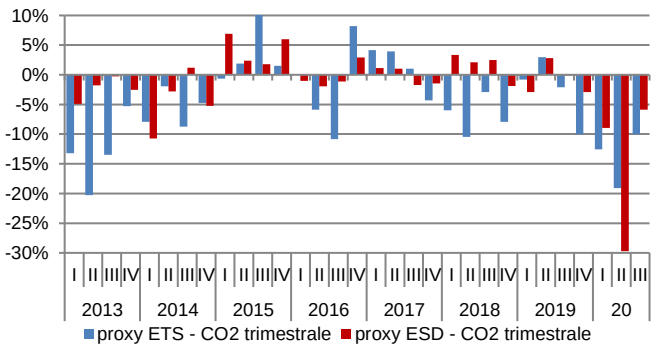


Figura 4-3 - Emissioni trimestrali di CO_2 nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)



Nel III trimestre emissioni di CO_2 per la generazione elettrica in rimbalzo congiunturale (+26%), ma ancora forte nei nove mesi (-15%)

Nel III trimestre le emissioni di CO_2 del settore della generazione elettrica hanno registrato un notevole rimbalzo congiunturale (+26%), in concomitanza con la forte ripresa della produzione elettrica nazionale, ma sono rimaste comunque su livelli molto inferiori rispetto allo stesso periodo del 2019 (-9% il calo tendenziale). Nell'insieme dei primi tre trimestri dell'anno le emissioni del settore sono stimate in calo di circa il 15% rispetto allo stesso periodo del 2019.
Il deciso calo del 2020 accentua il trend del periodo 2016-19, durante il quale la riduzione tendenziale annua era stata mediamente del 4%. Per analizzare nel dettaglio l'andamento delle emissioni settoriali, in Figura 4-5 la variazione tendenziale trimestrale 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. Tutte e tre le componenti in questione hanno contribuito al calo delle emissioni settoriali nei primi nove mesi del 2020, risultando tuttavia in attenuazione nel III trimestre. Nel dettaglio:

- La produzione nazionale nel periodo gennaio-settembre è in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2019, di 9 TWh (-4%), un calo però meno deciso rispetto a quello della domanda elettrica (-7%), perché è fortemente diminuito l'import netto di elettricità (-7 TWh, -26%). Nei primi sei mesi dell'anno la riduzione della produzione nazionale ha contribuito a ridurre le emissioni della generazione elettrica del 6% circa, nel III trimestre di appena l'1% (si veda par. 3.2). Nella media dei primi nove mesi la riduzione della quota di produzione nazionale ha quindi contribuito a una riduzione delle emissioni del settore del 5% circa, mentre nel 2019 questa componente aveva invece fornito un impulso all'aumento delle emissioni del settore, perché la produzione nazionale era aumentata per compensare la decisa riduzione delle importazioni.
- Nei tre trimestri la quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale ha contribuito a un calo delle emissioni settoriali compreso tra un minimo del 2% nel III trimestre e un massimo del 10% nel II trimestre, per il risultato complessivamente positivo della produzione da FER (+3% nei nove mesi, ma concentrato in particolare nel II trimestre. Anche questa componente nel 2019 aveva invece fornito un impulso all'aumento delle emissioni settoriali: nonostante la generazione da FER in lieve aumento e la domanda elettrica in lieve flessione, la produzione termica era cresciuta per compensare il calo delle importazioni.
- In linea con quanto osservato nel 2019, l'intensità carbonica della produzione termica (gCO_2 per kWh_{el} prodotto) è stimata in deciso calo anche nel corso dei primi nove mesi del 2020. Questa componente ha contribuito a un calo delle emissioni settoriali dell'8% circa in ciascuno dei tre trimestri. Nel periodo di analisi, a fronte del perdurare della contrazione della produzione da solidi, di circa un terzo rispetto allo stesso periodo del 2019, la riduzione dei consumi di gas naturale, a minore intensità carbonica, è stata infatti decisamente più modesta (-9%). Il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano pare quindi proseguire anche nel 2020 lungo la traiettoria intrapresa già a partire dalla seconda metà dell'ultimo decennio.

Figura 4-4 - Emissioni trimestrali di CO_2 per settore (variazioni tendenziali, kt CO_2)

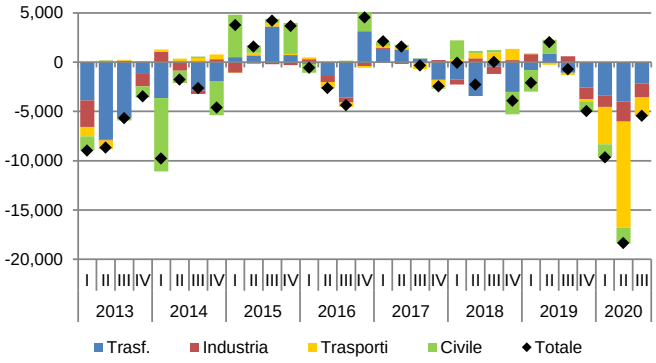


Figura 4-5 - Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale

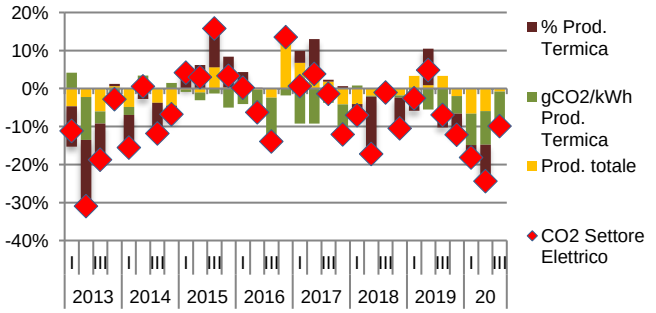


Figura 4-6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

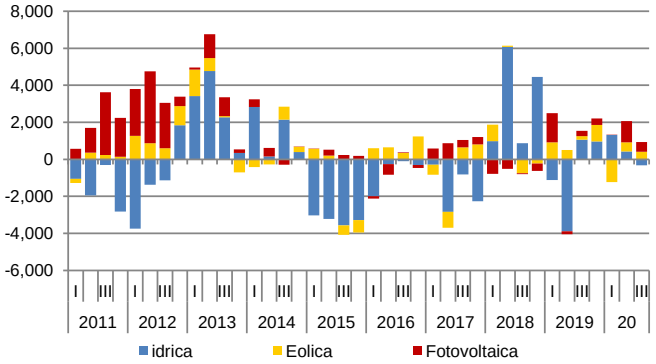
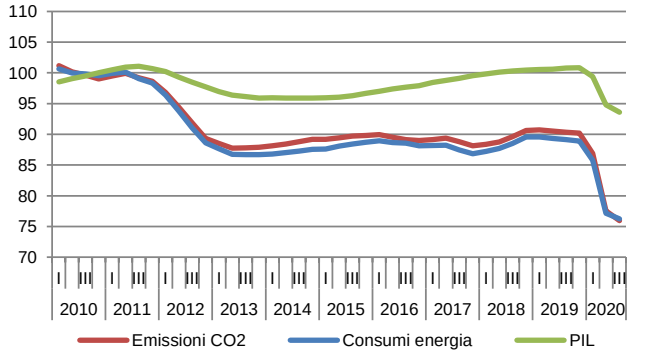


Figura 4-7 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Nel III trimestre riprende il mercato dell'auto (-1% il calo tendenziale) ma nei nove mesi oltre 500 mila vetture vendute in meno

Un fattore di grande rilievo per la decarbonizzazione del settore è rappresentato dal rinnovo del parco veicolare. Dopo che nel 2019 i volumi di vendita delle nuove autovetture si erano assestati sugli stessi livelli dell'anno precedente (+0,3%), successivo al calo del 2018 (-3% rispetto al 2017), nei primi nove mesi del 2020 il mercato delle nuove immatricolazioni ha subito infatti un crollo senza precedenti, per effetto della crisi economica e sanitaria.
Nei primi nove mesi dell'anno il numero di nuove immatricolazioni si è infatti ridotto di oltre un terzo rispetto ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno (oltre 500 mila vetture immatricolate in meno), in larghissima parte per i risultati dei mesi di marzo ed aprile (-85% e del 98% rispetto agli stessi mesi del 2019). Con il progressivo allentamento delle misure di contenimento della pandemia già nei mesi di maggio e giugno le riduzioni sono state più contenute (-50% e -23%). Il trend di progressiva ripresa ha proseguito nei mesi estivi, durante i quali il calo è stato complessivamente inferiore all'1% rispetto ai livelli di vendite del III trimestre 2019: dopo il -11% di luglio, ad agosto le vendite sono tornate sui livelli di un anno fa, per far segnare infine un risultato positivo a settembre (+10% su settembre 2019).
In riferimento alla composizione delle nuove immatricolazioni (Figura 4-9), si segnala il perdurare della crisi del diesel, in calo nei nove mesi del 45% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (quasi 270 mila vetture in meno); nel III trimestre il calo è stato decisamente meno sostenuto rispetto alla prima metà dell'anno (-8%).
Si è arrestato nel 2020 anche l'aumento delle vendite di autovetture a benzina, nei primi nove mesi del 2020 in calo del 39% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-252 mila vetture); anche in questo caso il risultato del III trimestre (-20%) è in attenuazione rispetto al parziale del I semestre, ma comunque più deciso rispetto a quello del diesel.
Il risultato delle vetture a benzina deve tuttavia essere letto alla luce di quello relativo alle immatricolazioni ibride, per le quali il mercato è in continua crescita. Nonostante la frenata dei mesi più colpiti dalla pandemia (-15 mila vetture tra marzo ed aprile rispetto allo stesso bimestre 2019), il risultato della prima metà dell'anno è stato comunque positivo: 10 mila vetture in più rispetto allo stesso periodo 2019. Nel III trimestre le nuove immatricolazioni di vetture ibride sono state quasi 70 mila (quasi 3 volte i livelli dello stesso periodo di un anno fa), portando il risultato complessivo dei primi nove mesi a 137 mila vetture (+67% rispetto allo stesso periodo del 2019).
Anche le vendite di auto elettriche sono in deciso aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno: 17.500 vetture immatricolate nei nove mesi del 2020 (di cui oltre 7.500 solo nel III trimestre), contro le quasi 7.800 immatricolazioni dello stesso periodo del 2019.
In calo invece le vendite di auto a GPL e a metano, rispettivamente del 40% e 12% rispetto al periodo gennaio-settembre 2019.

Tornano a scendere le emissioni medie del nuovo immatricolato (-7% rispetto ai primi nove mesi 2019)

Nel corso del III trimestre dell'anno le emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione sono state pari a circa 109 gCO_2/km, sostanzialmente sugli stessi livelli del trimestre precedente, e in calo dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2019.
In riferimento al dato medio dei primi nove mesi del 2020, le emissioni medie, pari a 111 gCO_2/km, risultano in deciso calo rispetto ai livelli dello stesso periodo 2019 di oltre il 7%, ma ancora decisamente lontani dal target di 95 CO_2/km del 2021.

Come emerge dalla Figura 4-8, le emissioni nel 2020 sono tornate a scendere dopo il biennio 2018-19 di variazioni positive (+3% medio annuo), riprendendo così il lungo periodo di riduzioni osservato dal 2013 al 2017.

Figura 4-8 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO_2 (gCO_2/km, asse dx)

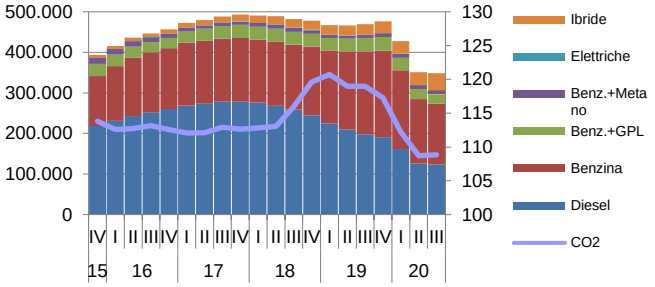
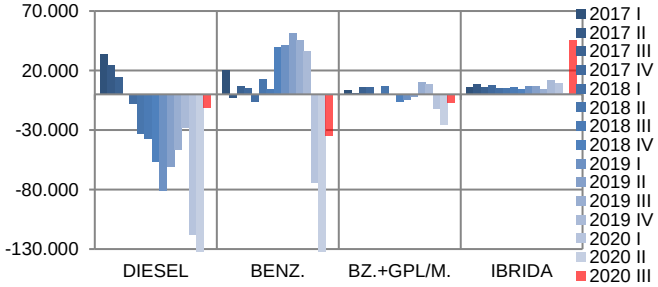


Figura 4-9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Il calo del PIL fattore di gran lunga preponderante per la riduzione delle emissioni del III trimestre 2020

Allo scopo di analizzare meglio l'andamento delle emissioni di CO_2 dell'intero sistema energetico nazionale è utile scomporre le emissioni nelle componenti dell'identità di Kaya (vedi nota metodologica): in Figura 4-11 ogni istogramma rappresenta il contributo di ogni componente alla variazione media annua delle emissioni nei tre anni precedenti (NB: la somma delle variazioni delle cinque componenti dell'identità di Kaya corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO_2).Per analizzare l'impatto della crisi sanitaria e del conseguente shock di domanda sulla dinamica delle emissioni di CO_2, la Figura 4-11 mostra il risultato della scomposizione di Kaya applicata a tre periodi diversi:

1. *Dal 2016 al 2019* (il triennio precedente alla crisi) le emissioni di CO_2 si erano ridotte a un tasso medio annuo dell'1%. Le riduzioni dell'intensità energetica (energia primaria/PIL), della quota di energia fossile sull'energia primaria e dell'intensità carbonica dell'energia fossili sono infatti state compensate solo in parte dalla crescita del PIL (+1% m.a.).
2. *Nei quattro trimestri del 2019*, si è poi registrata un'accelerazione del calo delle emissioni (-1,5% rispetto al 2018), per effetto della riduzione dell'intensità energetica e dell'intensità carbonica dell'energia fossile (-1,5% e -0,8% rispettivamente), solo in parte compensate dalle modeste variazioni positive della quota di fossili sull'energia primaria (+0,4%) e del PIL (+0,4%).
3. *Nei quattro trimestri che vanno dal III trimestre 2019 al III 2020* il crollo delle emissioni, superiore al 12% (su base annua), è imputabile per oltre la metà al crollo del PIL pro-capite, che nei quattro trimestri in questione si è ridotto di oltre il 7% (rispetto ai livelli dell'anno precedente)[2]. Intensità energetica e quota di energia fossile hanno contribuito invece per circa il 20% ciascuna, mentre pesa meno del 10% il contributo dell'intensità carbonica delle fonti fossili.

In un'ottica di più lungo periodo dalla Figura 4-10 emerge come l'evoluzione più recente ricordi per alcuni versi quella registrata negli anni della lunga recessione (2011-2014), finita la quale il tasso di riduzione delle emissioni è andato via via riducendosi, fino a variazioni positive nel periodo 2014-2017, per poi oscillato intorno a valori marginalmente negativi negli anni successivi.
Dalla figura emerge comunque che, dopo l'accelerazione degli ultimi mesi, alla fine del III trimestre 2020 il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni negli ultimi tre anni risulta pari al 5%. Dalla Figura emerge come circa il 70% di tale risultato sia da ricercare nelle riduzioni del PIL pro-capite e della quota di fonti fossili sull'energia primaria, entrambe in riduzione media dell'1,7% annuo nell'ultimo triennio. Anche il calo dell'intensità energetica del PIL (nell'ultimo triennio in calo medio dell'1% annuo) e la riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (supportata dal phase-out del carbone) hanno contribuito alla riduzione complessiva.

Anche dalla Figura 4-12, che riporta l'andamento delle emissioni di CO_2 del sistema energetico italiano e delle cinque componenti di Kaya, emerge come a incidere in modo determinante sulla brusca modifica del trend sia stata la drammatica caduta del PIL dei primi nove mesi del 2020.[3]

Dalla Figura si può anche cogliere come alla fine del III trimestre 2020 le emissioni di CO_2 calcolate su base annua (somma degli ultimi quattro trimestri) sono inferiori di circa il 24% rispetto ai livelli 2009, mentre a fine 2019 risultavano inferiori del 17%, un valore sostanzialmente costante da metà 2014.

Figura 4-10 - Emissioni di CO_2 – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

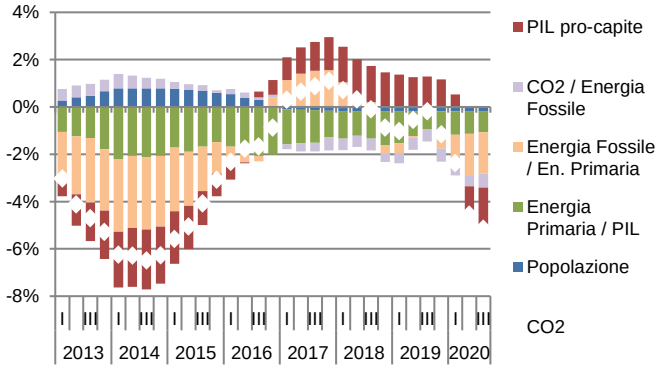


Figura 4-11 - Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue

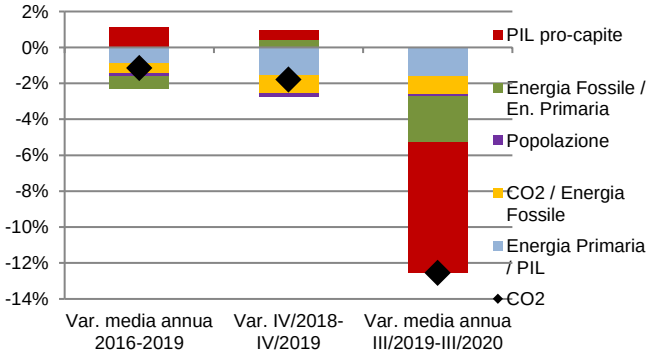
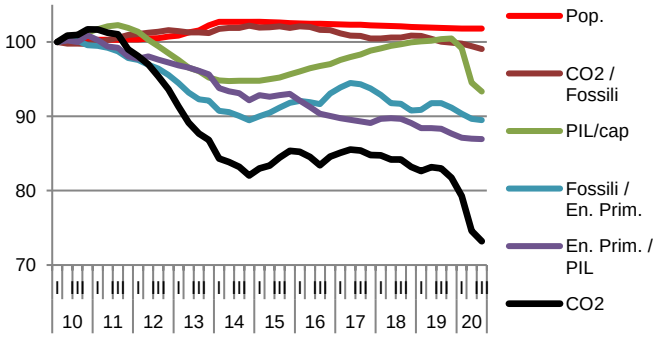


Figura 4-12 - Emissioni di CO_2 in Italia e sue componenti (somma degli ultimi 4 trimestri precedenti ad ogni periodo; 2010=100)



[2] N.B.: ogni segmento dell'istogramma rappresenta la variazione del valore di ogni componente calcolata sul cosiddetto anno scorrevole, cioè rapportando il valore della variabile nel periodo II trimestre 2019-II trimestre 2020 al periodo II trimestre 2018-I trimestre 2019.

[3] Va sottolineato che due elementi che negli ultimi mesi hanno inciso in modo determinante sulla riduzione del fabbisogno energetico, nei settori trasporti e civile in particolare, ovvero il crollo della mobilità e il clima mite, sono rappresentate solo in modo indiretto nella scomposizione di Kaya.

Negli ultimi quattro anni emissioni di CO_2 in Italia in riduzione meno sostenuta che nel resto dei principali Paesi UE, pur a fronte di una ripresa dell'economica più modesta

In Figura 4-13 si riporta la variazione media annua delle emissioni di CO_2 e la relativa scomposizione per i principali Paesi UE e per la media UE28, nel periodo 2015-2019 (elaborazioni su dati BP). Ne emerge come in Italia, nell'orizzonte di riferimento, si siano registrate riduzioni delle emissioni di circa l'1,3%, meno decise del dato medio UE (-1,7% medio annuo), pur a fronte di una ripresa della nostra economica più modesta. Dalla Figura si vede infatti come la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dalla componente PIL/cap (di colore giallo) sia più sostenuta in UE (+1,7%) rispetto l'Italia (+1,2%). Tra i Paesi analizzati solo in Spagna, nell'orizzonte di riferimento, le emissioni mostrano variazioni marginali, data la netta spinta positiva proveniente dalla componente economica (+2,3% medio annuo). Inoltre in tutti i Paesi il principale contributo alla riduzione delle emissioni è venuto dalla componente intensità energetica (colore viola), in calo di oltre il 2% medio annuo, ad un ritmo più sostenuto del risultato italiano (-1,6% medio annuo).
Anche dalle componenti fossili su energia primaria (in azzurro) ed intensità carbonica delle fonti fossili (CO_2/Fossili, in verde) è venuto un contributo alla riduzione delle emissioni complessivamente superiore all'1% medio annuo in tutti i Paesi: pur con dinamiche diverse si rileva infatti una accelerazione delle rinnovabili e una riduzione dei solidi.
In un'ottica di più ampio respiro, nel nostro Paese le emissioni si sono ridotte rispetto ai livelli del 2005 ad un ritmo del 2% medio annuo, leggermente più sostenuto rispetto alla media dei Paesi UE, ma anche in questo caso a fronte di una crescita economica assai più modesta. Annullando il contributo della componente PIL pro-capite, la riduzione media annua delle emissioni in Italia risulterebbe infatti di poco superiore al 2% medio annuo, a fronte del -3% della media dei Paesi UE.

Nei primi sei mesi 2020 la nuova potenza di impianti FER inferiore di circa 216 MW rispetto allo stesso periodo del 2019 (-40%); sul risultato pesa il comparto eolico

Secondo i dati ANIE la nuova potenza da FER connessa nella prima metà del 2020 è stata pari ad appena 339 MW, ben 216 MW in meno rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2019, corrispondente a quasi il 40% in meno. Su tale risultato ha inciso il bocco delle attività nei mesi di lock down; nel mese di aprile in particolare si sono registrate appena 7 MW di nuova capacità.
Il calo complessivo della nuova capacità installata e connessa alla rete elettrica nel primo semestre 2020 è da ricercare nel risultato decisamente negativo dell'eolico, -258 MW rispetto al I semestre 2019, con appena 42 MW di nuove installazioni nel periodo gennaio-giugno, a fronte dei quasi 300 MW installati nl I semestre dello scorso anno. Dopo il risultato positivo del I trimestre (+7% rispetto ai primi tre mesi del 2019), nel II trimestre le nuove installazioni sono state pari ad appena 9 MW, imputabili in larghissima misura all'entrata in esercizio di un impianto di grandi dimensioni (8 MW) nel mese di giugno.
Positivo invece il dato complessivo di solare e idroelettrico (rispettivamente +27 MW e +15 MW). Più nel dettaglio, la nuova capacità di impianti solari è stata pari a 259 MW nel periodo gennaio-giugno, in aumento del 12% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; tale risultato si registra nonostante nel mese di aprile la catena del FV sia rimasta sostanzialmente ferma (appena 2,7 MW installati nel mese).
In termini di variazioni relative, l'idroelettrico è il comparto a far segnare le variazioni positive più nette nel corso della prima parte del 2020, con circa 38 MW di nuova capacità, +65% rispetto alla I metà 2019.
In un'ottica di più lungo periodo (Figura 4-14), da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti FER è complessivamente pari a 5,6 GW (meno di 0,9 GW l'anno). Di questi, la metà sono impianti FV (2,8 GW), 2,2 GW sono impianti eolici (il 39%), i restanti 0,6 GW, idroelettrico (11%).
Nella Figura 4-15 si riporta il dato medio mensile di nuova capacità connessa relativa ai primi sei mesi del 2020, confrontato con i dati medi mensili dei precedenti cinque anni. Per il FV il dato parziale del 2020 mostra una frenata del trend di crescita pluriennale: circa 43 MW/mese nel 2020, contro i 51 MW/mese medi dello scorso anno.
Anche le nuove installazioni di impianti eolici nel periodo gennaio–giugno 2020 (appena 7 MW/mese) sono in netto calo rispetto ai livelli dell'anno precedente (37 MW/mese).
Discorso opposto per l'idroelettrico, 6 MW/mese di nuove connessioni nei primi sei mesi del 2020, superiore rispetto al 3,5 MW del 2019, ma inferiore rispetto al dato medio mensile del quinquennio 14-19 (8 MW/mese).
In prospettiva futura, i dati relativi alla nuova capacità da FER, solare ed eolico in particolare, mostrano quanto sia ambizioso il raggiungimento dei target al 2030, che richiederebbe ritmi di crescita significativamente più sostenuti di quelli registrati nel corso degli ultimi anni.

Figura 4-13 - Emissioni di CO_2 in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2015-2019)

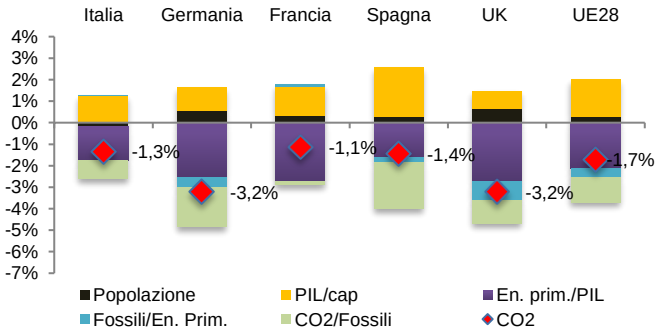


Figura 4-14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

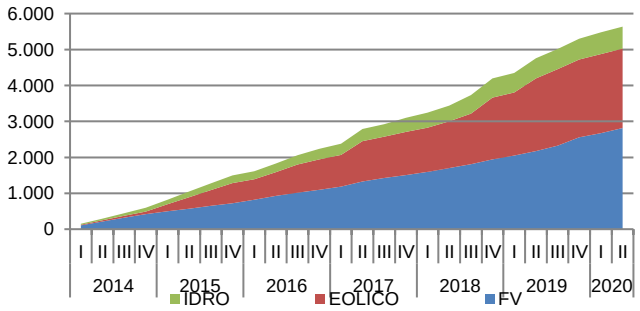
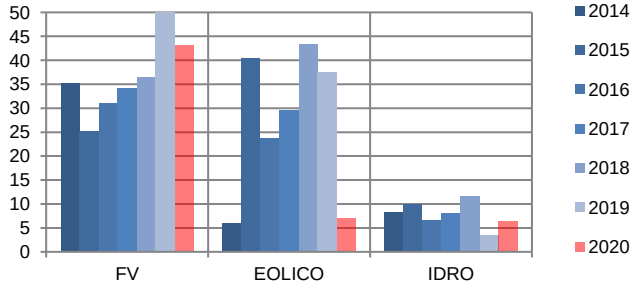


Figura 4-15 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)



5. Sicurezza del sistema energetico italiano

5.1. Sistema petrolifero

Lo shock di domanda sembra consolidare le tendenze recenti del mercato petrolifero

Lo shock di domanda prodotto dalla pandemia da Covid-19 ha avuto un effetto dirompente sull'equilibrio del mercato petrolifero. La parte maggioritaria dell'aggiustamento della produzione necessario per riportare in equilibrio il mercato è stato infatti sostenuto dai Paesi OPEC: dagli oltre 35 Mbbl/g dell'ultimo trimestre 2019 la produzione totale di greggio dell'OPEC ha infatti perso circa 2 Mbbl/g già nella media del I trimestre del 2020, per poi scendere ancora fino alla media di circa 29 Mbbl/g stimati per il II trimestre 2020. Nella media del I trimestre di quest'anno la produzione non-OPEC risultava invece ancora in crescita rispetto al trimestre precedente, mentre un brusco calo si è registrato solo nel II trimestre dell'anno, seguito già da una nuova lieve ripresa nel III trimestre. Nella media del III trimestre la produzione non-OPEC è stimata inferiore di appena il 4% rispetto a un anno prima, quella OPEC del 17%.

Anche le previsioni più recenti dell'US Energy information Administration continuano a confermare un calo limitato della produzione di greggio statunitense, che nonostante il crollo repentino di ben 2 Mbbl/g tra aprile e maggio, sembra poi essersi stabilizzata intorno ai 10,5 Mbbl/g, per cui in media d'anno è attesa collocarsi nel 2020 a 11,4 Mbbl/g ("appena" 0,8 Mbbl/g in meno del 2019). Mentre per il 2021 l'EIA prevede una media di 11 Mbbl/g. Sembra dunque che al momento non si stia realizzando l'ipotesi che dopo lo shock di domanda a fare le spese del crollo dei prezzi sarebbero state le produzioni meno economiche e più elastiche ai prezzi, e tra queste in primo luogo lo shale oil statunitense.

Finora l'effetto di breve periodo dello shock di domanda è stato quindi di accentuare ancor più le dinamiche degli ultimi anni, nel corso dei quali i Paesi OPEC, l'Arabia Saudita in primis, hanno costantemente cercato di sostenere il prezzo del petrolio in un contesto di tendenziale eccesso di offerta, al prezzo di cedere quote crescenti del mercato alla produzione OCSE, quella USA in particolare. Ora anche nel 2020 si prefigura una nuova contrazione della quota produttiva OPEC, che dal 35% del 2019 dovrebbe scendere al 33% circa della produzione globale, mentre la produzione non-OPEC raggiungerebbe i 2/3 del totale (Figura 5-1).

In termini assoluti la produzione OPEC dovrebbe collocarsi nel 2020 a circa 31 Mbbl/g, oltre 4 Mbbl/g in meno del 2019, quasi 7 Mbbl/g in meno rispetto al 2016, laddove quattro anni fa ci si aspettava invece un trend di crescita della produzione OPEC, fino a ben oltre i 40 Mbbl/g (IEA, Medium-Term Oil Market Report 2016, Figura 5-2).

Un'implicazione di rilievo di queste tendenze, potenzialmente critica per la stabilità del mercato petrolifero, è che nel 2020 i Paesi membri dell'OPEC ricaveranno circa 323 miliardi di dollari dalle esportazioni di petrolio (stima dell'EIA), il valore più basso degli ultimi 18 anni, perché la suddetta nuova contrazione della quota produttiva è avvenuta in un contesto di calo della domanda globale e dei prezzi. Nel 2019 le entrate nette dell'OPEC sono stimate a 595 miliardi di dollari, già meno della metà del massimo storico di 1,2 trilioni di dollari del 2012.

Con l'auspicata ripresa della domanda di petrolio, nel 2021 le produzioni più economiche, come quella saudita, dovrebbero risalire e tornare a guadagnare quote di mercato, ma la già dimostrata resilienza della produzione americana dovrebbe comunque contenere la quota OPEC ancora al sotto dei livelli 2019 (Figura 5-1).

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per 2020 e 2021 elaborazioni ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE)

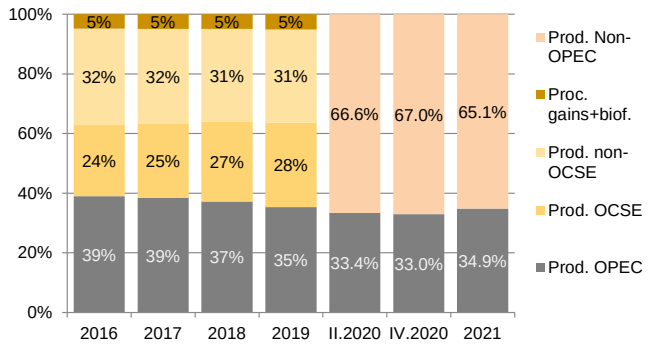
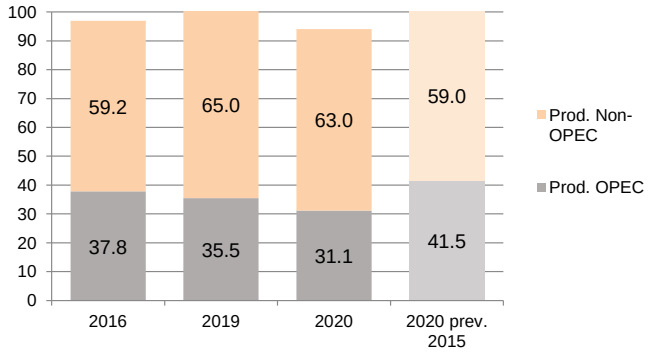


Figura 5-2 - Produzione globale di petrolio per aree, dati storici (Mbbl/g; N.B.: per il 2020 elaborazione ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE) e previsione IEA del 2016 per il 2020



In Italia ancora in forte calo le importazioni

In Italia il crollo dei consumi ha avuto un impatto fortissimo su tutto il sistema petrolifero nazionale.
In primo luogo le importazioni nette sono diminuite rispetto all'anno precedente di circa 4,5 Mt sia nel II sia nel III trimestre, con cali vicini al 30%, in linea con quello dei consumi nel II trimestre, molto superiore a quello dei consumi nel III trimestre (quando il consumo interno si è ridotto del 12%). Al contrario, nel I trimestre dell'anno la contrazione delle importazioni era stata marginale (appena 400 kt), a fronte di un calo dei consumi già consistente (circa 1,5 Mt).
Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la riduzione delle importazioni di petrolio è pari a quasi 10 Mt, il 20% in meno rispetto ai primi nove mesi del 2019. Anche nell'improbabile scenario di ritorno alla normalità nell'ultimo trimestre dell'anno, a fine 2020 le importazioni italiane tornerebbero sui livelli del 2014, quando si fermarono a circa 54 Mt, il minimo dai primi anni '60 del secolo scorso.
E' in calo anche la produzione interna (Figura 5-3), in linea con la tendenza degli ultimi anni, ma significativamente il calo di quest'ultima è inferiore a quello delle importazioni: nel III trimestre (dati parziali) la riduzione si è limitata a un -2% (circa 250 kt in meno), mentre nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno il calo è di circa il 7%, circa un milione di tonnellate in meno rispetto ai massimi decennali.
Il confronto con gli altri principali Paesi europei evidenzia che il calo delle importazioni nette italiane nei primi nove mesi dell'anno è stato in linea con la media europea, ma molto più contenuto di quello registrato in Francia (-36%), dove c'è stato un crollo delle lavorazioni delle raffinerie, e molto maggiore di quello registrato in Germania, dove invece le importazioni nette hanno subito un calo solo marginale. Dato del tutto diverso è poi quello della Gran Bretagna, dove il crollo dei consumi ha portato il Paese a divenire esportatore netto, grazie alla migliore tenuta delle esportazioni rispetto alle importazioni. Anche perché la produzione interna del Regno Unito, di gran lunga il principale produttore europeo (circa i 3/4 del totale) si è ridotta di un modesto 2%, dopo i forti incrementi registrati nel 2018 e 2019.
Nell'insieme dell'UE a 27 la produzione di greggio si è invece contratta nei nove mesi di circa il 4%, rimanendo sulla traiettoria relativamente stazionaria che ha caratterizzato l'ultimo decennio.

Tra le importazioni italiane di greggio cresce la quota del petrolio medio-orientale

È interessante analizzare in che modo lo sconvolgimento del mercato globale ha impattato sulle provenienze del greggio importato in Italia, confrontando il mix di importazioni del periodo marzo-agosto con il bimestre gennaio-febbraio, precedente all'impatto della pandemia sui consumi di petrolio (Figura 5-5). In termini di quote i due Paesi dell'Asia centrale, Azerbaijan e Kazakhstan, sono quelli che hanno perso di più (-6%), sebbene insieme continuino a rappresentare circa ¼ delle forniture estere di greggio all'Italia. È l'area del Medio Oriente ad aver guadagnato di più nei mesi della crisi pandemica, a scapito anche delle forniture dall'Africa. L'Iraq è tornato ad essere il primo Paese fornitore, superando l'Azerbaijan, mentre l'Arabia Saudita è divenuta il terzo Paese (Figura 5-6), grazie al picco di forniture registrate in particolare tra aprile e maggio.
Anche la Russia ha incrementato il suo peso nelle forniture italiane, al 13% del totale, un livello piuttosto elevato in un'ottica di lungo periodo, e avvicinandosi all'Arabia Saudita. Un balzo particolarmente rilevante è poi quello delle importazioni da Norvegia e Gran Bretagna, sebbene concentrato nei mesi di luglio e agosto, quando comunque le importazioni dal Nord Europa hanno raggiunto la ragguardevole quota dell'11% del totale, valore mai registrato nel decennio. Infine la quota del petrolio americano, pur in leggero calo rispetto ai primi due mesi dell'anno, si è consolidato su valori storicamente elevati, ben superiori al 5%, con un rimarchevole 13% nel bimestre luglio-agosto.
In valori assoluti, nell'insieme dei primi otto mesi dell'anno, a fronte di un calo complessivo delle importazioni di circa 8 Mt, l'unico tra i maggiori fornitori a registrare un incremento è stata l'Arabia Saudita, oltre 4,5 Mt kt contro 3,3 nel 2019. I maggiori decrementi in valore assoluto hanno riguardato invece i due Paesi dell'Asia centrale, che hanno complessivamente perso oltre 1,5 Mt, più che dimezzando i loro arrivi.

Figura 5-3 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

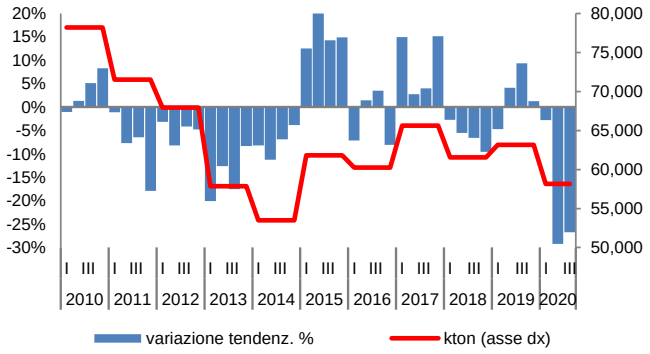


Figura 5-4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

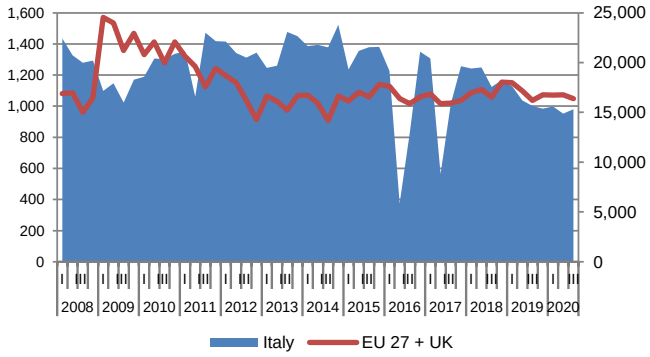
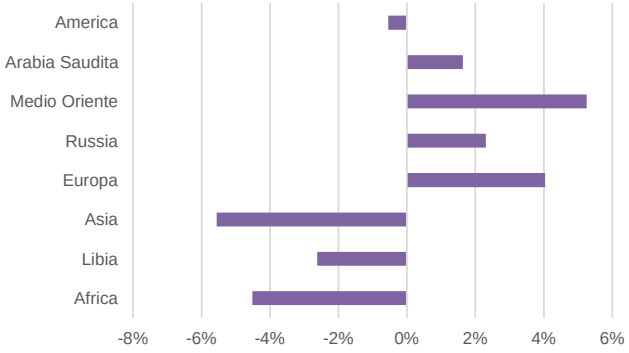


Figura 5-5 - Variazione delle importazioni di petrolio greggio per area di provenienza (marzo-agosto 2020 rispetto a gennaio-febbraio 2020)



Accelera la riduzione delle esportazioni nette dei principali prodotti pressoché

Nel III trimestre (dati parziali) si è assistito a una fortissima accelerazione della riduzione delle esportazioni nette di prodotti raffinati, perché le importazioni complessive si sono ridotte di circa 450 kt (-12% rispetto allo stesso trimestre del 2019), mentre le esportazioni complessive si sono contratte di circa 1,7 Mt (-24%). L'export netto si è dunque contratto del 37%, riducendosi nel solo III trimestre di circa 1,2 Mt.
I dati di consuntivo del II trimestre (che rettificano i dati parziali, v. *Analisi trimestrale* n. 2/2020) per un verso confermano le enormi variazioni subite tanto dalle importazioni quanto dalle esportazioni dei diversi prodotti, entrambe in calo di oltre 2,5 Mt, per un altro verso indicano che il saldo complessivo delle esportazioni nette è risultato in una leggera variazione negativa
Nell'insieme dei primi nove mesi le importazioni si sono ridotte di circa 3 Mt, le esportazioni di circa 4 Mt, per cui le esportazioni nette sono scese da circa 8,5 Mt a circa 7,5 Mt. Nel dettaglio, le variazioni più notevoli hanno riguardato la benzina, le cui esportazioni nette in ciascuno degli ultimi due trimestri si sono dimezzate, perdendo oltre 1 Mt a trimestre.
Nei nove mesi le esportazioni nette di benzina sono diminuite di oltre 2 Mt (da 6 Mt a meno di 4 Mt). Nel caso del carboturbo le importazioni si sono quasi azzerate negli ultimi due trimestri, cosicché nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno si sono ridotte a meno di 500 kt, contro le 1,7 Mt dei primi nove mesi del 2019. Infine, le importazioni di gasolio, che si erano quasi azzerate nel II trimestre, nel III trimestre sono tornate al di sopra del valore 2019, ma a fronte di un calo di 1/3 delle esportazioni. Nei nove mesi le importazioni sono diminuite di quasi 1 Mt, le esportazioni di oltre 1,4 Mt, e l'export netto è sceso a 2,6 Mt (dalle 3,1 Mt dei primi nove mesi del 2019, -15%).

Impatto drammatico della crisi sanitaria sul settore della raffinazione

La crisi dei consumi di petrolio generata dalle misure di contenimento della pandemia da Covid-19 ha avuto un impatto particolarmente drammatico sul settore della raffinazione, che ha dovuto anche far fronte al sostegno arrivato ai prezzi del greggio dai tagli produttivi dei Paesi OPEC+. Nel corso del I semestre questi due fattori avevano già progressivamente determinato un forte deterioramento dei margini di raffinazione, ma nel III trimestre si è assistito ad un ulteriore peggioramento dello scenario, in particolar modo per la raffinazione europea.
Da un lato, a causa delle ampie scorte i prezzi dei prodotti sono rimasti indietro rispetto alla ripresa dei prezzi del greggio. È scesa ai minimi la marginalità del diesel, con il crack spread sul diesel che si è dimezzato rispetto al II trimestre dell'anno (-70% rispetto a un anno prima), mentre il crack sulla benzina, pur in leggera ripresa congiunturale, è rimasto anch'esso inferiore del 70% rispetto al III trimestre 2019. I crack spread su entrambi i prodotti si sono fermati nel trimestre al di sotto dei 5 $/bbl.
Nei due trimestri centrali dell'anno, a fronte di un calo del prezzo del greggio Ural Rotterdam del 43%, il crack spread sul diesel si è ridotto di oltre il 50% rispetto a un anno prima (Figura 5-10), perché la tenuta del traffico commerciale non è stata evidentemente più sufficiente a contenere l'eccesso di offerta. Il crack sulla benzina è risultato invece inferiore di ben il 70% rispetto al 2019 (perché la contrazione del trasporto leggero è stata maggiore di quella del trasporto pesante). Infine il crack sul jet fuel, il prodotto più colpito dalla crisi dei consumi, si è praticamente azzerato nella media dei sei mesi, con valori negativi compresi tra 1 e 2 $/bbl a maggio, giugno e settembre.
Da un altro lato, i tagli produttivi dei Paesi OPEC+ hanno offerto un sostegno al prezzo del greggio, impattando per di più principalmente sui greggi medio-pesanti ad alto contenuto di zolfo (greggi "heavy sour"), e dunque penalizzando in particolare le raffinerie complesse, che dovrebbero beneficiare dalla normale quotazione a sconto di questi greggi. Dopo che nel I trimestre dell'anno il differenziale di prezzo tra greggio Brent (light sweet) e Urals (heavy sour) si era mosso su valori positivi anche elevati (intorno ai 2 $/bbl), il differenziale è tornato a restringersi a partire da maggio, fino a quotazioni a premio per i greggi pesanti.
Tra l'altro, le aspettative circa l'evoluzione dello scenario nel 2020 erano di fatto opposte ancora all'inizio dell'anno, quando si prevedeva che l'entrata in vigore della nuova normativa che restringe i limiti allo zolfo nei combustibili marini avrebbe premiato il crack spread sul gasolio e accentuato lo sconto dei greggi "sour". Si è invece mosso in direzione piuttosto univoca il differenziale WTI-Brent, che si è progressivamente ristretto, fin quasi ad azzerarsi a ottobre, cosa che non accade dal 2016. Nei due trimestri centrali dell'anno il differenziale WTI-Brent ha oscillato intorno ai 2 $/bbl.

Figura 5-6 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

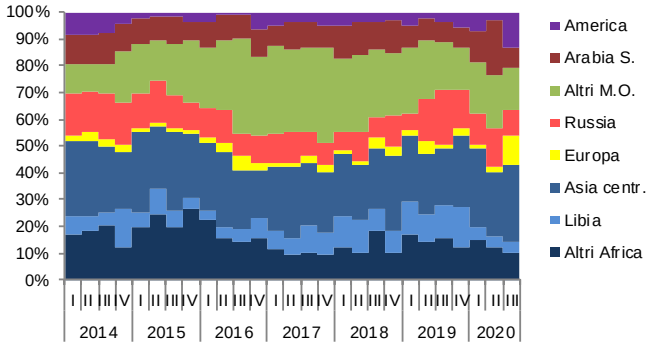


Figura 5-7 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)

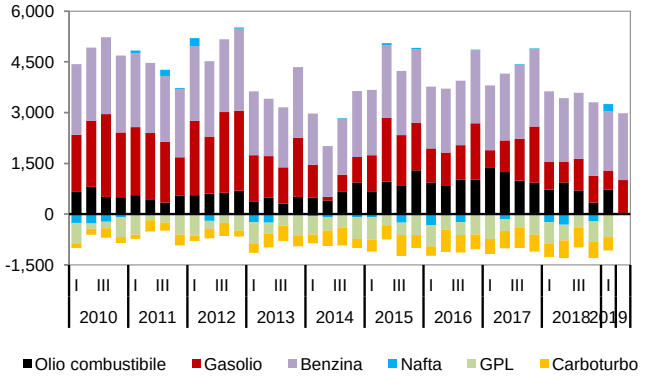
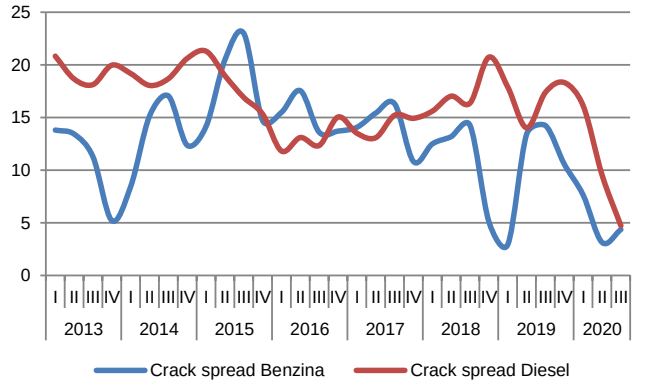


Figura 5-8 - Crack spread sulla benzina e sul diesel ($/bbl)



Margini di raffinazione ancora su valori negativi

In conseguenza dell'evoluzione suddetta delle variabili chiave del sistema petrolifero, i margini di raffinazione si sono progressivamente depressi nel corso dell'anno, perché i consumi petroliferi sono quelli che sono risaliti meno, mentre gli alti livelli di scorte frenavano la ripresa dei prezzi dei prodotti. weak middle distillate markets still weighed on refining margins and could continue to suffer pressure given the increasing indications of oversupply and rising floating storage. The stalled recovery in transportation fuel demand continues to represent a challenge to product markets,
Nell'area del Mediterraneo il margine di raffinazione *EMC Benchmark*, calcolato da Energy Market Consultants, relativo a una raffineria costiera di media complessità ubicata nel Mediterraneo (con una carica composta da 50% Brent e 50% Urals) è sceso in territorio negativo già nel II trimestre (-0,7 $/bbl, con picchi fino a -3 $/bbl a maggio e giugno), accentuando ancora la caduta nel III trimestre, chiuso a una media di -1,8 $/bbl, contro un valore medio di 3 $/bbl nel III trimestre 2019.
Inoltre, a differenza di quanto registrato di solito, si è ridotto anche il premio sull'EMC Benchmark dei margini dichiarati da ENI e Saras. Nel II trimestre il margine della raffineria di Sarroch del Gruppo Saras era riuscita a conseguire ancora un premio notevole sull'EMC Benchmark, con un margine dichiarato di 3,8 $/bbl, per cui nel I semestre il margine medio era in linea con il 2019. Nel III trimestre però il margine Saras si è contratto fino a -1,5 $/bbl, appena inferiore all'EMC benchmark, a causa del forte calo del crack spread sul diesel.
Il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) è rimasto invece su valori positivi (0,7 $/barile la media del III trimestre), ma comunque non remunerativi, in calo di quasi il 90% rispetto al 2019, anche in questo caso principalmente per la contrazione del crack spread del gasolio. Anche la media dei primi nove mesi dell'anno (2,2 $/bbl) è inferiore del 50% rispetto allo stesso periodo del 2019.
Nell'Europa nord-occidentale i margini hanno seguito nel III trimestre un andamento simile a quello italiano (Figura 5-10). La peak summer season ha invece supportato un miglioramento congiunturale dei margini in Nord America, anche grazie alle fermate della produzione legate agli uragani stagionali, e un'evoluzione simile ha riguardato il mercato asiatico, dove i margini sono tronati positivi. Uno sviluppo notevole del mercato del petrolio negli ultimi mesi è stato quello del ritmo di ripresa della domanda e della raffinazione in Cina. Da agosto i cali del I trimestre dovrebbero essere stati completamente riassorbiti, e a fine anno la Cina sarà l'unico Paese a registrare una crescita significativa su base annuale.

Leggera ripresa congiunturale delle lavorazioni di greggio, che restano però ovunque sui minimi di lungo periodo

Il crollo della domanda e dei margini ha portato a forti riduzioni delle lavorazioni delle raffinerie, in particolare per le raffinerie europee, "diesel-oriented", che hanno adottato anche strategie di anticipazioni di fermate per manutenzione.
In media trimestrale le lavorazioni nel III trimestre hanno presentato ovunque una lieve ripresa congiunturale rispetto ai minimi del II trimestre, grazie alla pur parziale ripresa della mobilità e alla stagione estiva. Ma le lavorazioni sono rimaste ancora molto lontane dai livelli dell'anno precedente: tra dicembre 2019 e Maggio 2020 le lavorazioni globali sono diminuite di 14 mb/d, e nonostante la ripresa successiva a fine anno si attende un calo su base annuale di circa 7 Mbbl/g, e nel 2021 un rimbalzo inferiore ai 5 Mbbl/g (IEA, OMR, agosto 2020). Secondo la IEA, nonostante chiusure per circa 1,7 Mbbl/g "there remains significant structural overcapacity with more than 20 Mbbl/d of crude distillation capacity idle".

In Europa nel III trimestre le lavorazioni sono risalite di circa il 10% rispetto al trimestre precedente, ma il calo tendenziale rispetto al III trimestre 2019 resta simile a quello registrato nel II trimestre (in entrambi i trimestri centrali del 2020 le lavorazioni sono diminuite del 20% circa). Stessa cosa in Italia, dove i cali sono stati leggermente più accentuati, -25% circa in entrambi i trimestri. Si segnala come nel trimestre i volumi di lavorazione bio dell'ENI siano raddoppiati sull'anno precedente, grazie al ramp-up della bioraffineria di Gela e alla migliore performance di Venezia. Nei nove mesi sono quasi triplicate, passando dalle 185 kt del 2019 alle 527 del 2020.
Pressoché tutti i Paesi europei hanno avuto riduzioni molto marcate (rispetto all'anno precedente) del greggio passato in lavorazione, con l'unica eccezione della Germania, dove nei primi otto mesi dell'anno il calo è limitato al 2% circa. All'estremo opposto, in Francia le lavorazioni si sono ridotte del 40%.

Figura 5-9 – Differenziale Brent-Ural ($/bbl)

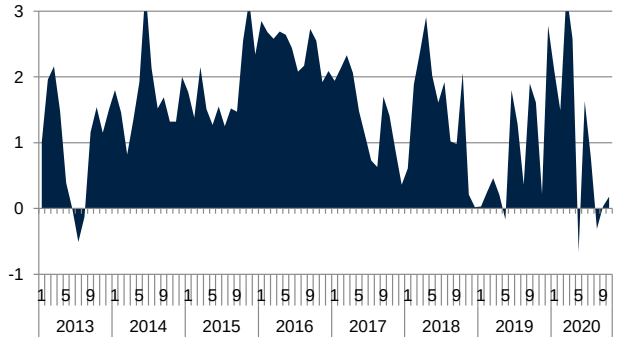


Figura 5-10 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche ($/bbl; NB: per il III trimestre dati parziali)

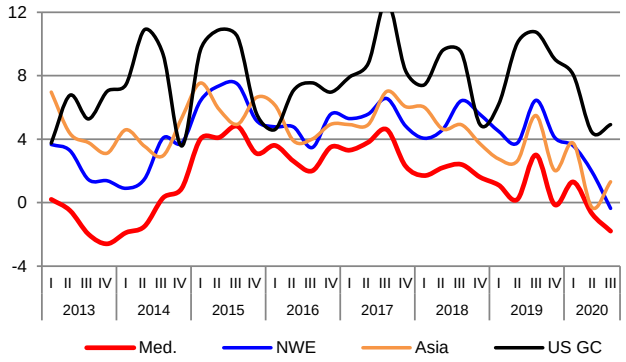
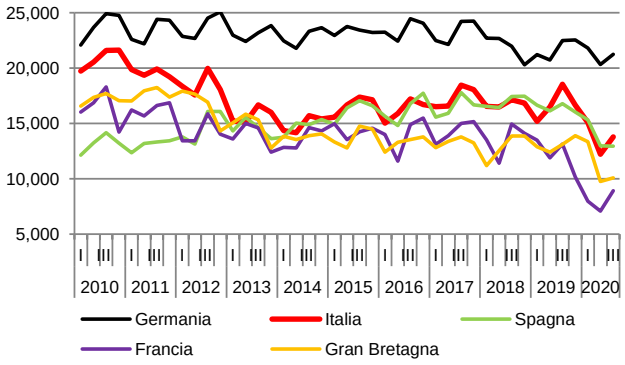


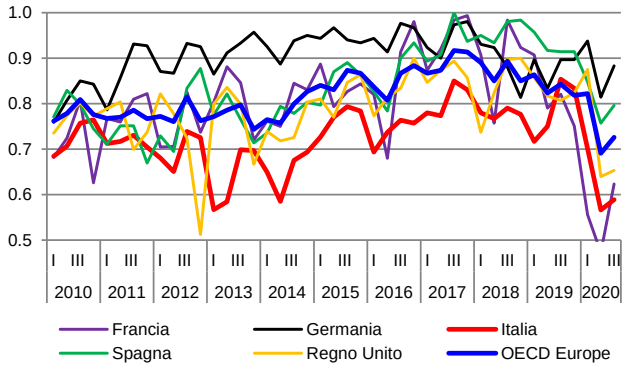
Figura 5-11 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt; NB: per il III trimestre dati parziali)



Tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione sui minimi di lungo periodo in tutta l'Europa occidentale

L'andamento del tasso di utilizzo degli impianti corrisponde inevitabilmente a quello delle lavorazioni di greggio, sebbene con alcune lievi differenze (legate anche alle differenti fonti dati utilizzate per le due serie).
Dopo la buona tenuta del 2019 (79%), il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione italiani (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) si è ridotto fino a un minimo del 59% a maggio, poco al di sopra dei minimi della serie storica decennale, e nella media del II trimestre si è fermato al 61% (-15% rispetto al II trimestre 2019), anche in questo caso poco sopra i minimi della serie storica decennale.
Cali simili hanno interessato Spagna e Gran Bretagna, come è simile il calo medio registrato dall'insieme dei Paesi dell'Europa OCSE. Dati molto diversi sono invece quelli della Francia, dove l'utilizzo degli impianti è precipitato al di sotto del 50%, e della Germania, dove il tasso di utilizzo degli impianti ha subito solo una minima contrazione ad aprile, collocandosi in media trimestrale all'87% (+5% rispetto al II trimestre 2019).
Nel II trimestre l'utilizzo degli impianti ha visto una generale risalita ovunque, ma in Italia, come anche nella media dell'Europa OCSE, resta ai minimi decennali.

Figura 5-12 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%; NB: per il III trimestre dati parziali)



FOCUS – Analisi dell'approvvigionamento petrolifero nazionale: dipendenza, composizione e diversificazione[4]

Ettore Bompard, E. Desogus, D. Grosso, S. Lo Russo

est@energycenter, Politecnico di Torino

Il contesto

Attualmente il petrolio contribuisce per più di 1/3 al mix energetico italiano (34% nel 2019). Da quanto emerge dall'analisi dei dati forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, nel Bilancio Energetico Nazionale (BEN) aggiornati al 2018, la domanda di greggio risulta ancora molto alta rispetto alla produzione nazionale annua (4,3 Mt nel 2019), sebbene ci sia stata una riduzione del consumo interno lordo pari al 22,9% nel periodo 2008-2018, e ciò comporta un'elevata importazione dai Paesi esteri (63,1 Mt nel 2019, +1.8% rispetto al 2018). Analizzando la composizione dell'approvvigionamento petrolifero italiano nel 2019, si osserva che il greggio contribuisce per oltre il 77,4%, contro il 19,5% dei prodotti petroliferi e il 3,1% dei semilavorati. La serie storica del consumo interno lordo nazionale di greggio e la relativa copertura sono mostrate in Figura 5-13. Il greggio, sia locale sia estero, non viene consumato direttamente in forma grezza ma subisce diversi processi di raffinazione per la produzione dei prodotti petroliferi caratterizzati da alto valore economico ed alta domanda. Il sistema di raffinazione italiano, attualmente costituito da 11 raffinerie, produce principalmente due tipi di prodotti petroliferi: i gasoli (40,6% del totale della produzione per 31,47 milioni di tonnellate nel 2019) e le benzine (18,4% per 14,31 milioni di tonnellate nel 2019). Infatti, i consumi petroliferi italiani sono costituiti principalmente da prodotti petroliferi riconducibili al settore dei trasporti (70% del fabbisogno petrolifero totale nel 2018). La presenza e l'attività di tali raffinerie consente un'importazione di prodotti petroliferi e semilavorati esteri molto più contenuta (17,2 Mt nel 2019) rispetto a quella di greggio. Oltre a essere utilizzati per il soddisfacimento del fabbisogno nazionale, i prodotti petroliferi sono in parte destinati all'esportazione (37,5% del totale dei prodotti di raffineria nel 2019) sotto forma di benzine, gasoli e olio combustibile (soprattutto verso Paesi europei, che nel 2019 hanno assorbito il 65,3% dell'export). Nel 2019 è stato registrato un'esportazione totale pari a 28,1 Mt: il 96,2% prodotti petroliferi (soprattutto benzine, gasoli e olio combustibile) solamente il 3,8% di greggio e semilavorati.

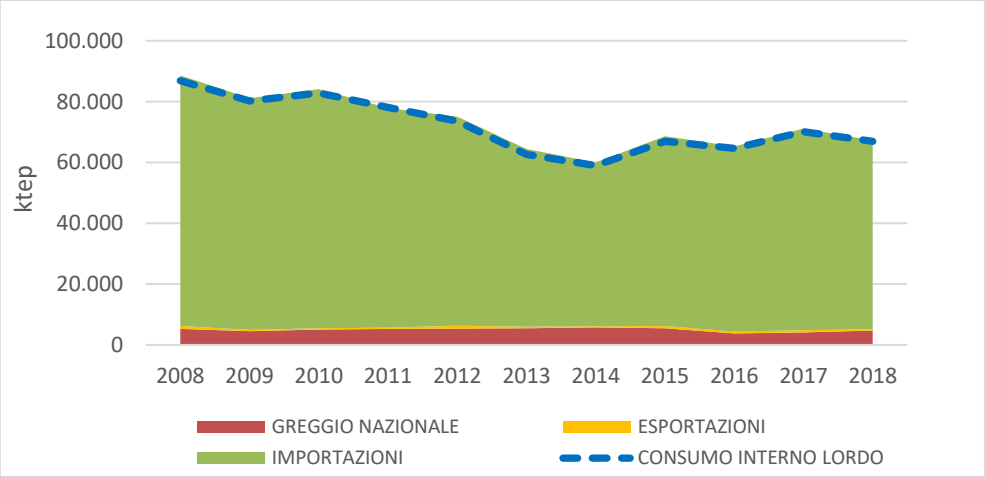


Figura 5-13 - Composizione dell'approvvigionamento del greggio e consumi totali di greggio (fonte: elaborazione EST su dati BEN)

L'indice di dipendenza dal greggio estero

Il grado di dipendenza dall'approvvigionamento di greggio da Paesi esteri è stato quantificato, nel contesto dello sviluppo del modello "Oil EST", mediante un indice di dipendenza nazionale, che dipende dalla produzione locale e dalle importazioni nette di greggio, in accordo con la Metodologia ufficiale definita da Eurostat:

$$D = \left(\frac{IMP - EXP}{GAE}\right) * 100 \quad [\%]$$

$$GAE = PPRD + IMP - EXP + STK_CHG \quad [tep]$$

[4] "La presente analisi è derivata dall'attività di modellazione del sistema di approvvigionamento petrolifero sviluppato da EST@energycenter, del Politecnico di Torino".

dell'importazione di greggi esteri (-7,7%). L'indice della dipendenza estera *D* evidenzia un trend decrescente negli ultimi due anni, raggiungendo un valore pari al 91,9% nel 2018. Tuttavia, dall'analisi dei dati pubblicati nel Bollettino Petrolifero del 2019, si prevede un nuovo incremento della dipendenza estera a causa della riduzione di produzione interna di greggio nazionale (-8,9% rispetto al 2018) e dell'aumento delle importazioni di greggio (+1,8% rispetto al 2018).

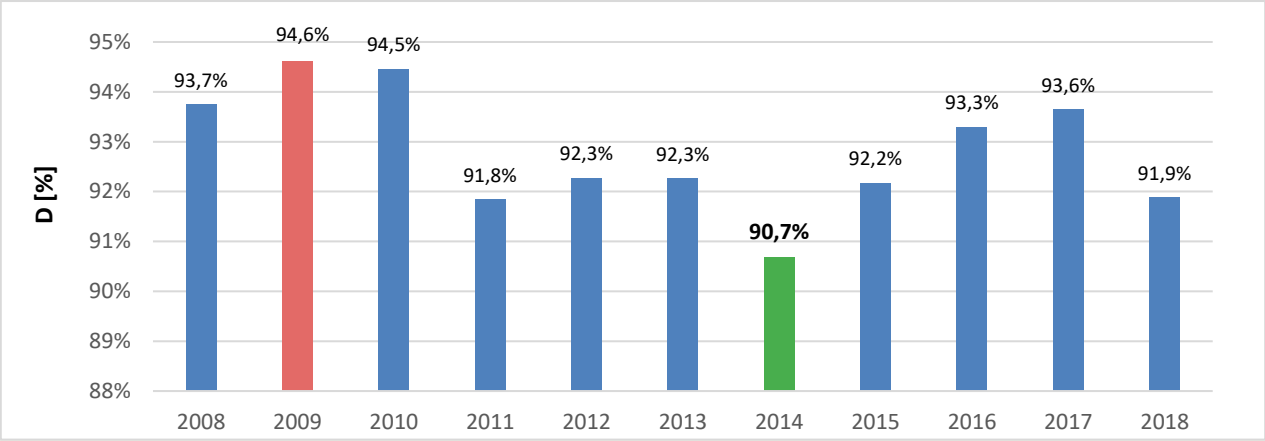


Figura 5-14 - Indice di dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento del greggio (Fonte: Elaborazione EST su dati BEN)

Diversificazione dei Paesi fornitori. Due prospettive

Poiché l'approvvigionamento del greggio avviene principalmente via mare, per valutare efficacemente la sua diversificazione, occorre sviluppare l'analisi tenendo conto di due punti di vista: diversificazione dei Paesi produttori e diversificazione dei Paesi esportatori. Nel primo caso, si considerano le quantità di greggio importate e utilizzate nel territorio italiano (conteggiate nel BEN); nel secondo, vengono registrate le quantità di greggio scaricate nei porti italiani, anche se soltanto in transito[5]. Si osserva infatti che spesso i giacimenti si trovano in Paesi senza diretto accesso al mare o che non hanno collegamenti diretti col Mar Mediterraneo e che, conseguentemente, si servono di porti esteri di altri Paesi per poter esportare il greggio in Italia. Il greggio totale proveniente dai porti esteri sarà pertanto in parte greggio "locale" (prodotto nei giacimenti nazionali) e in parte "esterno" (prodotto da un altro Paese). Ciò determina una differenza tra le due prospettive per quanto concerne i Paesi di provenienza (Figura 5-15). In particolare, alcuni Paesi (Azerbaigian, Kazakistan e Arabia Saudita) non compaiono tra i Paesi esportatori via mare poiché si servono dei porti di altri Paesi per trasportare il greggio prodotto fino all'Italia. Viceversa, altri Paesi (Turchia, Russia, Egitto, Libia) esportano più di quanto producono: il greggio totale esportato è infatti composto sia da una quota parte prodotta dai giacimenti locali (greggio locale) sia da una quantità proveniente da altri Paesi che si servono dei porti di tale Paese

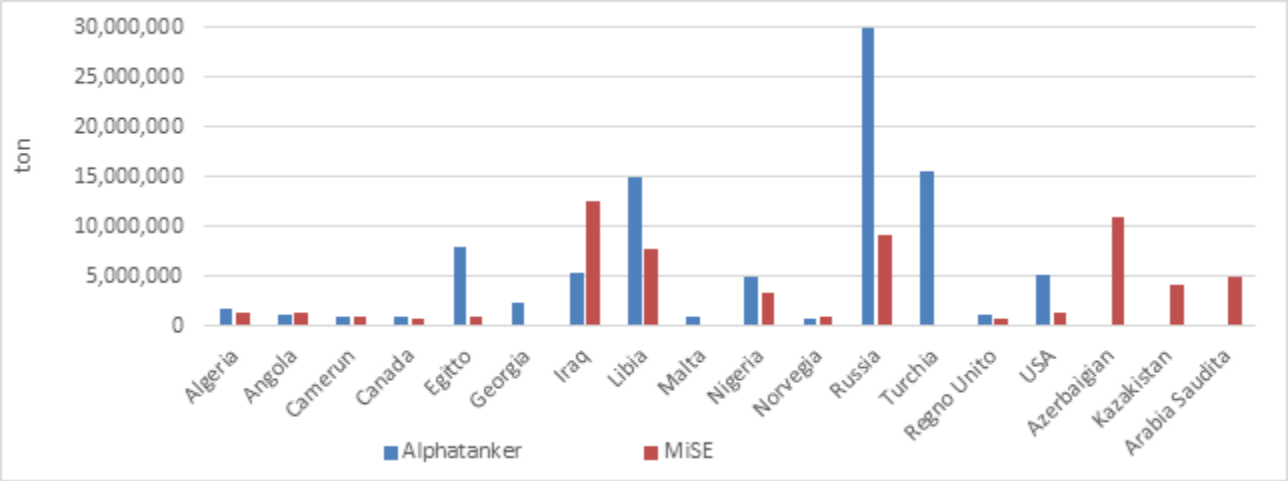


Figura 5-15 - Quantità importate dall'Italia per Paese di provenienza (fonte: elaborazione EST su dati Alphatanker e MiSE)

[5] Fonte dati: piattaforma Alphatanker.

equamente distribuita su tutti i fornitori. Maggiore è il numero di fornitori e più omogeneamente sono distribuite le quantità importate, meno critico risulterà l'eventuale interruzione dell'approvvigionamento da parte di un fornitore. Dal rapporto tra S_i ed il massimo valore S_i^{max}, si ottiene l'indice di Shannon normalizzato H che può essere utilizzato per confrontare risorse con numero di fornitori differente e tiene conto dell'omogeneità delle quantità importate dai singoli fornitori.

$$H = \frac{S_i}{Si^{\max}}$$

$$S_i^{max} = -\ln\left(\frac{1}{N}\right)$$

dove: S_i^{max} rappresenta il valore dell'indice in condizioni ottimali (viene importata la stessa quantità da tutti i fornitori); N coincide con il numero di fornitori per la risorsa i; H descrive l'indice di diversificazione dei fornitori (Shannon) normalizzato.
In Figura. 5-16 è riportato l'indice di Shannon, calcolato per ogni risorsa petrolifera importata sia con riferimento ai porti esportatori, sia con riferimento ai Paesi produttori.

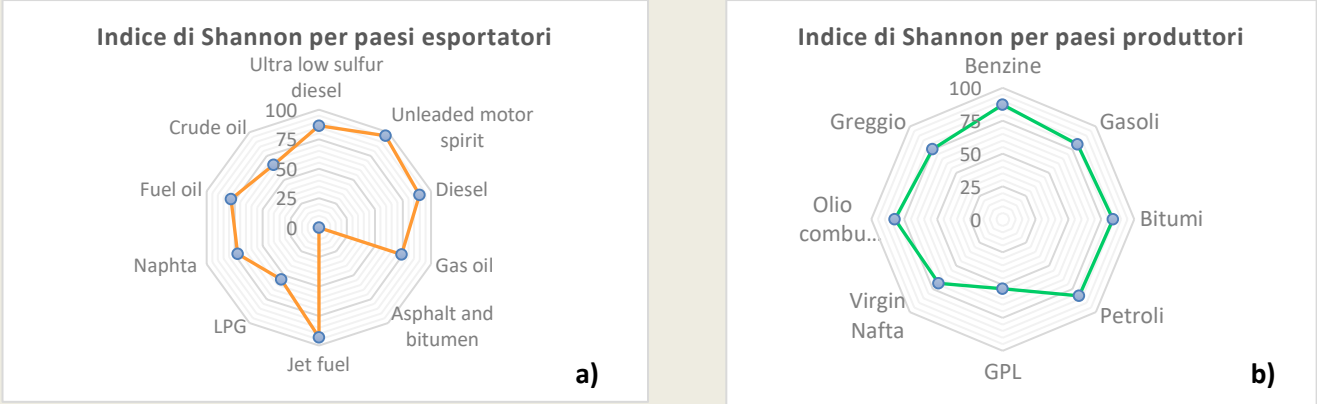


Figura 5-16 - Distribuzione dell'indice di Shannon per risorsa petrolifera (elaborazione EST su dati Alphatanker a) e MiSE b))

Non esistendo una definizione universalmente accettata per identificare i prodotti petroliferi, risulta difficile confrontare gli indici di Shannon a partire da dataset differenti. Anche per il greggio, la cui definizione è univoca, il valore dell'indice di Shannon non coincide. Sebbene il numero di Paesi esportatori sia maggiore di quelli produttori, l'indice di Shannon risulta comunque più basso, considerando i Paesi esportatori e più elevato considerando invece i Paesi produttori, in quanto l'approvvigionamento distribuito in modo meno uniforme (i primi tre Paesi esportatori contribuiscono per il 61,4% del totale) rispetto a quanto accade considerando i Paesi produttori (51,6% del greggio importato proviene dai primi tre Paesi produttori) come indicato nelle Figure 5-17 e 5-18.

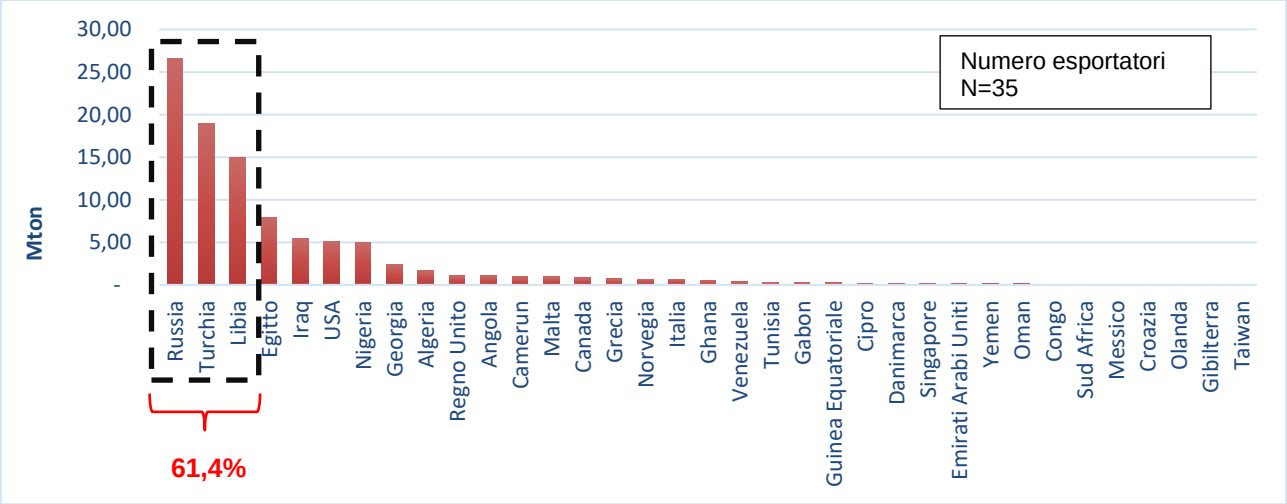


Figura 5-17 - Approvvigionamento marittimo di greggio per Paese esportatore nel 2019 (fonte: elaborazione EST su dati Alphatanker)

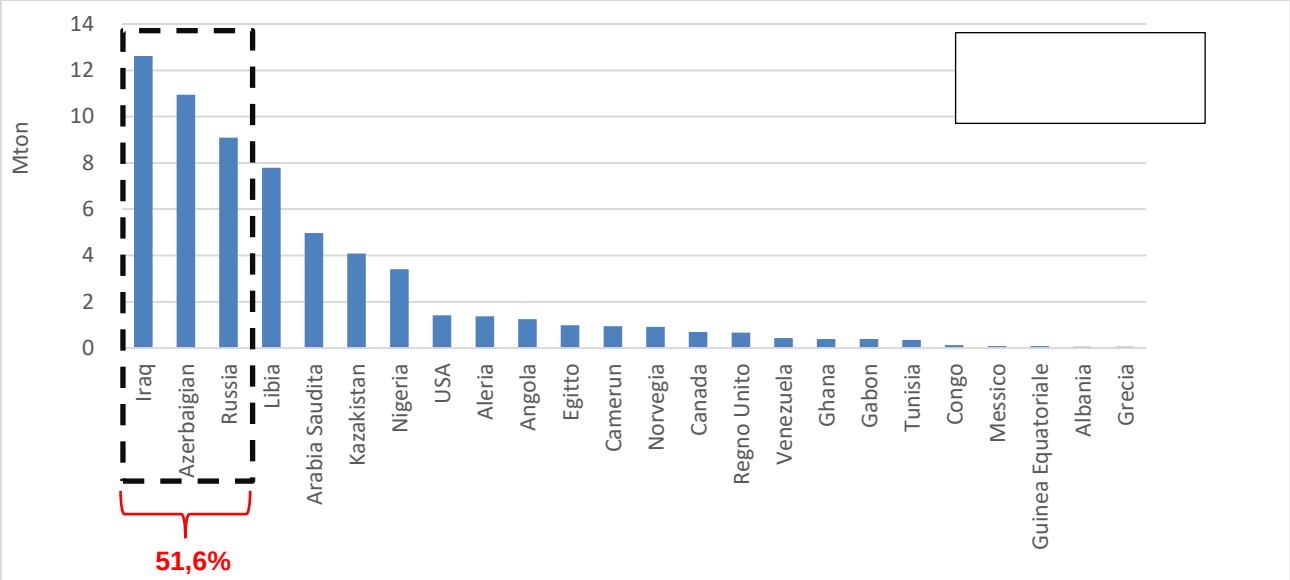


Figura 5-18 - Approvvigionamento di greggio per Paese produttore nel 2019 (fonte: elaborazione EST su dati MiSE)

L'analisi evidenzia quindi come, a fronte di un import elevato di petrolio greggio per soddisfare il fabbisogno interno, l'Italia presenti un buon livello di diversificazione dei canali di approvvigionamento (con 24 Paesi fornitori nel 2019), nonostante il ruolo di rilievo

Nel 2019 i greggi più importati dall'Italia sono stati: Azeri Light (Azerbaigian) 8,31 Mt, Urals (Russia) 7,44 Mt, Basrah Light (Iraq) 5,27 Mt, Arabian Light (Arabia Saudita) 4,97 Mt e CPC Blend (Kazakistan) 4,09 Mt. Dall'analisi incrociata dei greggi importati per

Tabella 5-1 - Peso percentuale delle qualità di greggio importate (fonte: elaborazione EST su dati MiSE)

ULTRA LIGHT		LIGHT		MEDIUM		HEAVY		ULTRA HEAVY	
Dolce	acido	dolce	acido	dolce	acido	dolce	acido	dolce	acido
25,8 %	6,6 %	14,7 %	13,8 %	4,1 %	33,8 %	0,3 %	0,8 %	0,0 %	0,1 %

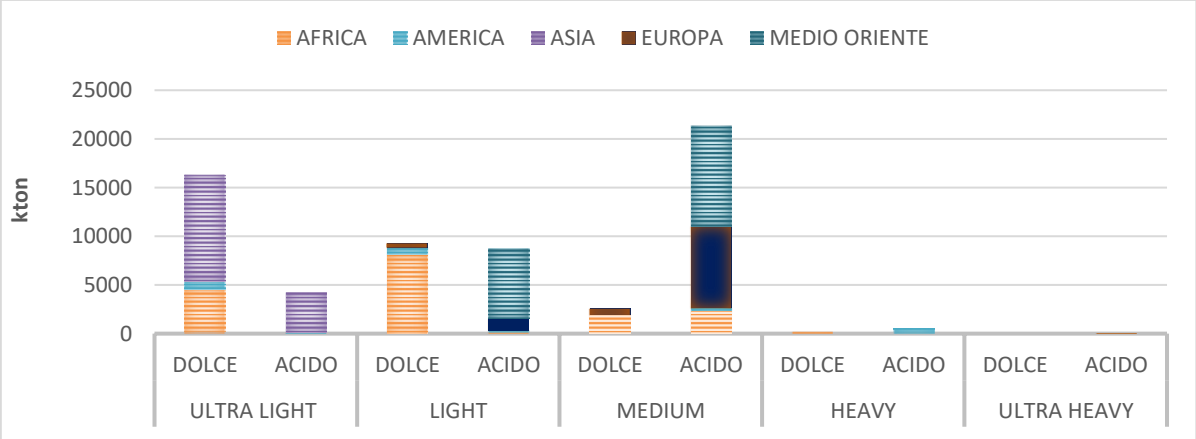


Figura 5-19 - Qualità dei greggi importati (fonte: elaborazione EST su dati del Bollettino Petrolifero 2019)

[6] IMO 2020 per il bunkeraggio marittimo, direttiva 2012/33/UE e D.Lgs 152/06 "Disciplina dei combustibili".

La seconda categoria maggiormente importata è la qualità di greggio più pregiata, ultra light e dolce (25,8% del totale importato) proveniente soprattutto dall'Azerbaigian (17,3% del totale importato) e dall'Africa (7,2% del totale importato). È la migliore qualità di greggio, più costosa dei greggi medium-acidi, e necessita di processi di raffinazione più semplici per produrre prodotti petroliferi più pregiati, soprattutto benzine e gasoli a basso contenuto di zolfo (BTZ). Il prezzo medio annuo registrato nel 2019 nel BEN[7] oscilla tra 65,9 $/bbl (Africa) e 68,6 $/bbl (Asia).
La terza categoria più importata è il greggio light sia dolce (14,7% del totale importato) sia acido (13,8% del totale importato). La frazione dolce proviene principalmente dall' Africa (12,8% del totale importato) e la frazione acida dal Medio Oriente (11,4% del totale importato).
Infine, dal punto di vista della logistica dei flussi trasportati per via marittima, si rileva come i porti russi, turchi e libici siano quelli più rilevanti, avendo esportato il 61,4% del greggio totale scaricato nei porti italiani nel 2019.

Box – Classificazione delle tipologie di greggio

È possibile classificare le tipologie di greggio in base alla densità ed al contenuto di zolfo caratteristiche dell'area geografica del giacimento di origine. La densità è misurata con il grado API[8] per il quale consideriamo la classificazione in 5 macro-categorie[9]:

- *Ultra light, API > 40,0°*
- *Light, 31,1° < API < 40,0°*
- *Medium, 22,3° < API < 31,1°*
- *Heavy, 10° < API < 22,3°*
- *Ultra heavy, API < 10,0°*

Il greggio light, caratterizzato da un'alta percentuale di idrocarburi a catena corta, non richiede tecnologie avanzate per la raffinazione e produce prodotti petroliferi ad alto valore economico (benzine, GPL). Il greggio heavy, costituito principalmente da idrocarburi a catena lunga, produce prodotti meno pregiati (bitume, olio combustibile, gasolio) ed ha un minor costo rispetto al greggio light. Grazie allo sviluppo tecnologico nel processo di raffinazione, è possibile ricavare prodotti raffinati pregiati anche dal greggio pesante attraverso particolari tecniche di idrocracking per rompere le catene lunghe di carbonio e di desolforazione per ridurre il tenore di zolfo.
La classificazione dei greggi sulla percentuale di zolfo contenuta, distingue due tipologie:

- *Greggio Acido o ad Alto Tenore di Zolfo (ATZ; % zolfo > 0,5%)*
- *Greggio Dolce o a Basso Tenore di Zolfo (BTZ); % zolfo < 0,5 %)*

Combinando il grado API e il contenuto di zolfo è possibile definire la qualità di ogni tipo di greggio. In generale i greggi più pregiati sono caratterizzati da elevato grado API e contenuto di zolfo prossimo allo zero, i greggi di minor qualità e con un più basso valore di mercato sono invece caratterizzati dal basso grado API ed elevato contenuto di zolfo.

[7] Fonte dati: Ministero dello Sviluppo Economico
[8] Unità di misura utilizzata per indicare il peso specifico (rispetto all'acqua) degli idrocarburi, introdotto dall'American Petroleum Institute, https://www.api.org/
[9] Classificazione adottata dalla Brazilian National Petroleum Agency (ANP)

5.2. Sistema del gas naturale

La domanda di gas in Europa (pag. 31)

Nel terzo trimestre 2020 la domanda europea di gas ha registrato un aumento di circa l'1,8% rispetto al corrispondente periodo del 2019, tuttavia il saldo annuo complessivo dei primi tre trimestri resta ampiamente deficitario per oltre il 6% (322,9 miliardi di mc rispetto a 343,8).
A livello settoriale, dopo la netta divaricazione tra la domanda da generazione elettrica e quella da altri usi registrata in entrambi i primi due trimestri (-3,3 miliardi di mc, pari a -6,1%, per la prima nel semestre ; -19,1 miliardi di mc, pari a -9,3%, per la seconda), nel terzo trimestre si è assistito ad una ricomposizione del trend, oltre che ad un suo ritorno in positivo in entrambe le componenti (+0,6 miliardi di mc e +1 miliardi di rispettivamente): tuttavia questi valori assoluti, mentre rappresentano un recupero percentualmente significativo per la generazione, rimangono abbastanza marginali per gli altri usi assumendo, piuttosto, la valenza di un'interruzione del precedente crollo (Figura 5-20).
Va sottolineata in particolare la generazione di energia alimentata a gas, che nel primo semestre aveva costituito uno dei principali epicentri della forte contrazione della domanda (in particolare diminuendo tra marzo e maggio di oltre il 20%, equivalente a circa 5 miliardi di metri cubi di consumo di gas perso, pari ai tre quarti dell'intero semestre). Nel terzo trimestre 2020 la generazione da gas è invece aumentata del 4% (6 TWh), e questo nonostante gli effetti sfavorevoli costituiti – da un lato - dal consumo di elettricità in calo del 2,5% su base annua e – dall'altro dalla concorrenza della produzione da rinnovabili, in aumento dell'8% (o 15 TWh): quest'ultimo dato è particolarmente significativo in quanto inverte quello del primo semestre, allorché l'incremento delle rinnovabili (30 TWh) si era ripercosso negativamente, con un effetto di sostituzione per 10 TWh, proprio sulla produzione da gas.
La ripresa dei consumi di gas nella generazione elettrica ha di fatto posto termine alla dinamica per la quale, in conseguenza del Covid-19, essi si erano riportati all'interno dei valori della media storica quinquennale: nei mesi estivi la risalita fino ad oltre 10 miliardi di mc ha comportato prima il recupero del limite superiore della fascia, e poi – in agosto – la fuoriuscita verso l'alto (Figura 5-20).
Nel terzo trimestre sono invece intervenute alcune dinamiche extra ordinarie che hanno impattato sul mix di combustibili nel settore energetico e i cui effetti sono destinati a protrarsi anche nel quarto trimestre. In particolare, l'epidemia di Covid-19 ha impattato nel segmento del nucleare comportando l'adeguamento dei programmi di manutenzione già avviati di diverse centrali, con le conseguenti interruzioni di funzionamento prorogate e prolungate di diversi mesi (in Francia quelle ai reattori nucleari di Flamanville 1 e 2 e di Paluel) mentre altri impianti (ad esempio Chooz) sono stati fermati in agosto per carenze idriche. Questi ed altri fermi si sono tradotti alla fine del terzo trimestre in un calo del 20% a/a (pari a 17 TWh) nella generazione elettrica da nucleare in Francia; analogamente, essa è diminuita anche in Belgio di oltre il 40% (o 5 TWh) su base annua nel terzo trimestre a causa di una combinazione di problematiche tecniche. Il risultato è stato un ulteriore spazio di mercato per altre fonti di approvvigionamento, sia in Francia che in Belgio nonché nei loro principali mercati di esportazione di energia elettrica (Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Regno Unito), di cui si è giovata in buona parte la produzione delle centrali elettriche a gas naturale.
La combinazione di prezzi del gas molto bassi e di una forte ripresa dei prezzi del carbonio (EUA) nell'Unione Europea e nel Regno Unito hanno aumentato la competitività della produzione di energia a gas rispetto al carbone e alle centrali a lignite, che hanno visto la loro produzione diminuire dell'8% (o 10 TWh). Lo switch tra combustibili è stato particolarmente incisivo in Germania, dove la generazione a gas è aumentata di oltre il 10% su base annua nel terzo trimestre, con quella da carbone e da lignite in calo rispettivamente del 9% e del 7%.
Il rimbalzo della domanda di gas si è accompagnato a quello del PIL nell'Eurozona e nell'Eu27 (rispettivamente +12,7% e +12,1% rispetto al trimestre precedente), che può portare a definire interrotta – almeno formalmente - la dinamica di disaccoppiamento ormai pluriennale protrattasi fino al trimestre precedente.

Figura 5-20 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m^3) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

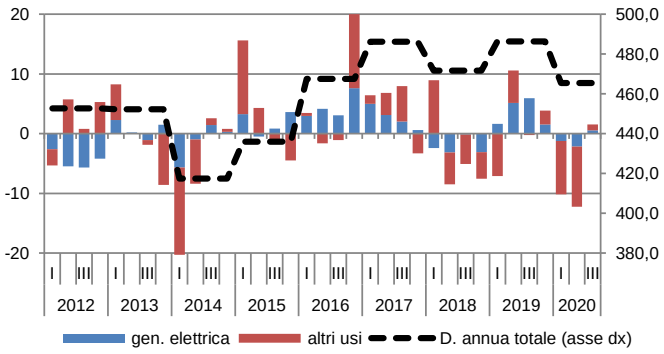
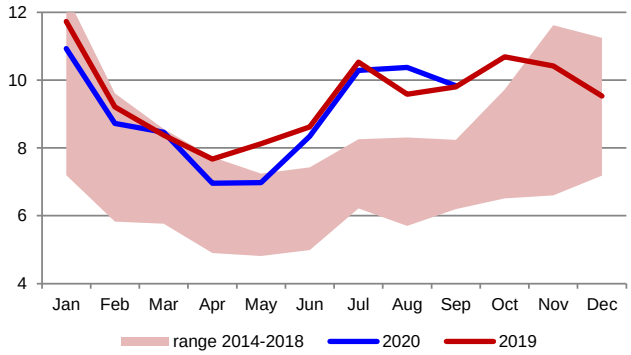


Figura 5-21 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m^3)



Le importazioni di GNL in Europa

Le importazioni europee di gas nel bimestre luglio–agosto (ultimi dati disponibili) hanno subito una contrazione pari a 1,5mld di mc (13,9 contro 15,4) a/a rispetto al corrispondente bimestre 2019, che riduce il saldo positivo a/a da 2 (+3,3%) a 0,5 (+0,8%) miliardi di mc rispetto alla fine del primo semestre, un trend negativo che in realtà aveva avuto avvio già nel mese di giugno (Figura 5-22).

Ciò è stato dovuto in particolare ai minori afflussi di GNL in Europa, diminuiti del 10% su base annua, principalmente a causa di minori importazioni in Belgio, Italia e Spagna. Disaggregando ulteriormente il dato relativo all'import di GNL nel terzo trimestre, emerge come la Russia abbia rappresentato da sola un terzo del calo lordo dell'offerta a/a risoltosi a favore delle importazioni dai mercati asiatici, con lo spread tra i prezzi spot asiatici ed il TTF cresciuto a una media di 0,72 $/MBtu. Come conseguenza del minor afflusso di GNL, il forte calo dell'import da gasdotto che si era sperimentato nel primo semestre si è moderato nel terzo trimestre, portando la contrazione su base annua del totale europeo al 12%.

Di fatto è possibile affermare che l'Europa abbia continuato a svolgere il precedente ruolo di bilanciamento del mercato globale del GNL nel primo semestre, e in particolare nei primi cinque mesi, con l'assorbimento degli eccessi di offerta, e rappresentando quasi il 70% della crescita del commercio netto; le importazioni erano aumentate nonostante il calo della domanda, e a scapito di quelle da gasdotti. Successivamente, con il crollo dei prezzi spot del gas europeo al minimo storico in maggio e giugno, ed il differenziale tra TTF ed Henry Hub statunitense divenuto negativo, le importazioni di GNL in Europa hanno iniziato a diminuire da giugno (con un calo mensile del 15% su base annua) mentre da quel momento – ossia nel terzo trimestre – il baricentro del bilanciamento si è maggiormente spostato sul versante delle riduzioni dell'offerta stessa.

Lo spread tra il prezzo dell'LNG in Giappone e il prezzo al TTF, che si era quasi azzerato nel mese di aprile 2020 (analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente), si è poi ripreso in misura molto blanda testimoniando la strutturalità del fenomeno della convergenza interregionale dei prezzi tra i mercati : dopo una fiammata nei mesi di giugno e luglio che lo aveva riportato ai valori di inizio anno, ad agosto e settembre si è nuovamente ridimensionato su livelli pari a circa un terzo rispetto a quelli del corrispondente periodo del 2019 (Figura 5-23).

Nonostante il calo dell'import, che ha mantenuto per tutto il terzo trimestre i valori su livelli inferiori a quelli del corrispondente trimestre 2019, il GNL continua tuttavia a mantenersi in termini assoluti nettamente oltre le medie del range quinquennale durato fino al 2018 (Figura 5-23), con ciò confermando come gli effetti del Covid-19 siano stati assimilabili a un elemento congiunturale negativo inserito all'interno di un trend strutturale positivo.

Figura 5-22 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m^3, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

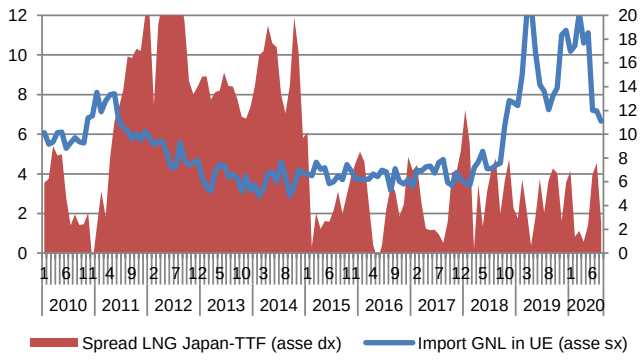
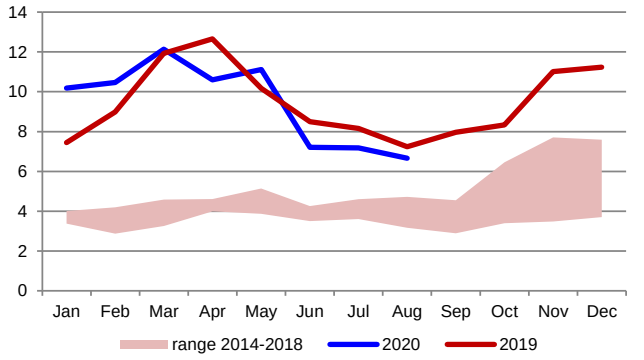


Figura 5-23 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m^3)



Negli Stati Uniti la domanda di gas naturale ha confermato la resilienza già dimostrata nella prima parte del 2020, recuperando dal deficit del 2,8% a/a registrato nei primi cinque mesi del 2020 (un calo piuttosto contenuto considerando il fattore climatico primaverile sfavorevole e le misure restrittive del Covid-19) fino al - 2,2% al termine del terzo trimestre. Il consumo di gas negli Stati Uniti ha raggiunto i livelli del 2019 a decorrere dalla revoca delle misure di blocco a livello statale, registrando una leggera crescita – pari allo 0,2% - da giugno ad agosto, sia grazie ai prezzi bassi sia della nuova capacità di generazione. Il gas ha rappresentato una quota media del 40% nella produzione di energia nel 2020 in Usa, ed è cresciuta tra giugno ed agosto dello 0,4% su base annua rispetto allo stesso periodo del 2019, supportata soprattutto dal trend ormai consolidato di sostituzione del carbone (con il sorpasso del gas avvenuto fin da aprile); alla fine di agosto il consumo di gas per la generazione elettrica risultava in aumento del 2,6% su base annua. Gli ultimi dati preliminari disponibili mostrano invece un forte calo mese su mese tra agosto e

In base alle tendenze riscontrabili nei dati più recenti, la domanda asiatica di gas appare meno grave, ma allo stesso tempo più protratta rispetto alle previsioni. Resta incertezza sulle prospettive per la seconda metà dell'anno, soprattutto collegate al ritmo di ripresa nei settori particolarmente colpiti dalla pandemia. La Cina è stata la prima grande economia a sperimentare per il Covid-19 un crollo della domanda nel primo trimestre e la prima a emergere dall'ondata iniziale di pandemia già all'inizio della primavera del 2020. La domanda di gas, dopo aver raggiunto un punto minimo a febbraio quando i consumi sono scesi di oltre il 9% a/a con il settore industriale ad essere il più colpito, ha avviato da marzo/aprile una graduale ripresa trainata dal settore della distribuzione

Nel complesso, la domanda di gas è aumentata durante i primi otto mesi del 2020; le fonti di mercato indicano un aumento del 2% su base annua, mentre fonti cinesi (la Commissione Nazionale per la Riforma e lo Sviluppo, NDRC) hanno dichiarato un aumento leggermente più consistente (3%) per lo stesso periodo. La ripresa del consumo di gas è stata contenuta fino a luglio - a causa della persistente debolezza della crescita della domanda industriale, che rappresenta la quota maggiore – per poi iniziare ad accelerare in agosto. La Cina a luglio ha compiuto un passo importante verso il consolidamento delle sue infrastrutture midstream del gas in un'unica entità con il trasferimento di PetroChina e degli asset di gasdotto, stoccaggio e GNL di Sinopec (valutati a 56 miliardi $) alla società di gasdotti nazionale di nuova costituzione, PipeChina. Tale società è diventata operativa alla fine di settembre e dovrebbe migliorare la connettività, aumentare la concorrenza e ridurre nel tempo il costo del gas naturale per gli

In Giappone l'impatto sulla domanda di Covid-19 è stato modesto fino ad aprile, per poi intensificarsi a maggio nei settori industriali e commerciali orientati all'esportazione. A giugno il consumo mensile risultava diminuito del 9% su base annua (-7% quello del primo semestre, complice un inverno più caldo della media) e la tendenza negativa della domanda è continuata nel terzo trimestre del 2020. Il Governo ha annunciato la decisione di chiudere 100 centrali elettriche a carbone inefficienti (su un totale di 140 impianti) entro il 2030, ma è probabile che la domanda di gas del settore energetico resti comunque limitato a causa sia dei riavvii

In India, dopo un aumento del 12% su base annua nel primo trimestre 2020 ed una successiva forte contrazione del 14% nel secondo, si era tornati vicini ai livelli pre-Covid solo a luglio. La ripresa della domanda è guidata dal settore industriale ad alta intensità energetica, in particolare la raffinazione e la produzione di fertilizzanti, rimaste in crescita sostenuta anche durante il periodo di restrizioni dovute al Covid. La domanda del settore energetico è diminuita dell'11% su base annua tra gennaio e agosto, ma è tornata in territorio positivo (+6% su base annua) nel mese di luglio, grazie ai bassi prezzi spot del GNL che hanno supportato il gas nella generazione. Il consumo di gas nei primi otto mesi del 2020 resta comunque ancora inferiore dell'1,8% rispetto allo stesso periodo di un anno fa e le prospettive di crescita per la seconda metà del 2020 resta modesta. La domanda nel settore del gas di città (che copre trasporti basati su metano, piccola industria e residenziale e utenti commerciali) rimane particolarmente depresso, in calo del 30% su base annua ad agosto; inoltre il calo della produzione interna indiana continua a pesare sull'uso del gas nell'industria energetica. La capacità di importazione e di transito del gas interno dell'India potrebbe essere migliorata nella seconda metà dell'anno con il completamento di due progetti, entrambi posticipati al quarto trimestre 2020: il Gasdotto Kochi – Managalore, che raddoppierebbe la capacità effettiva del terminale di rigassificazione di Kochi sottoutilizzato nel sud e la messa in servizio del terminal Jaigarh FSRU. Il lancio ufficiale dell'Indian Gas Exchange (IGX) a giugno è stato un primo passo significativo verso la determinazione del prezzo di mercato in India. I volumi scambiati sono attualmente molto contenuti, ma

Figura 5-24 - Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni m^3)

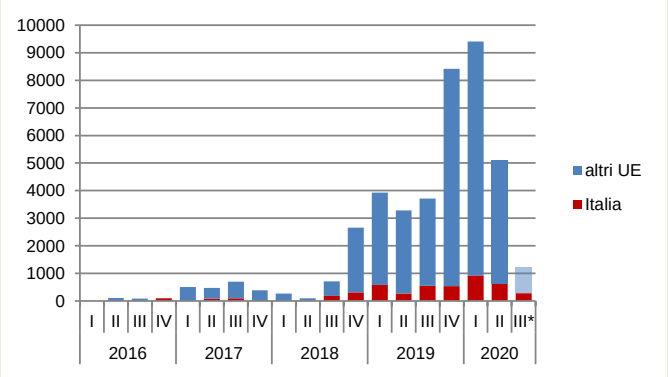
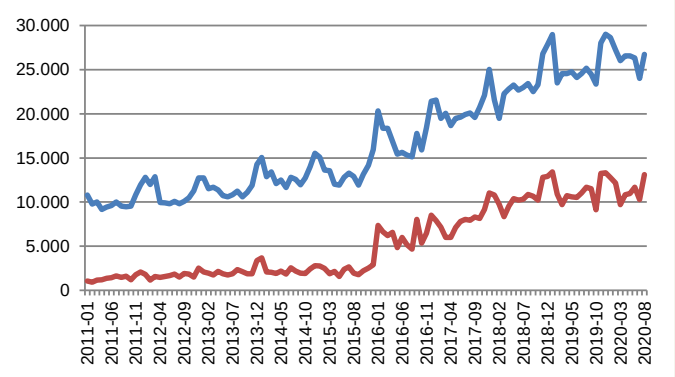


Figura 5-25 - Consumo interno lordo di gas e importazioni in Cina (milioni m^3)



In Italia rimbalzo dei consumi di gas soprattutto per la generazione elettrica

La domanda di gas in Italia, dopo un secondo trimestre negativo per -1,257 miliardi di mc rispetto alla media storica, ha visto un rimbalzo nel terzo per complessivi 508 milioni, con tutti i saldi mensili positivi (Figura 5-26).
In particolare, nel termoelettrico si è passati da –838 milioni di mc a +394; mentre nell'industria il recupero è stato più blando, da -418 milioni di mc a +112 (Figura 5-27). Il mese di ottobre segnala però il ritorno a valori seppur marginalmente sotto la media storica decennale (-27 milioni di mc, quasi tutti imputabili al termoelettrico).

Import in forte ripresa per il gas algerino, stabile il GNL, penalizzati i gasdotti.

Dal lato dell'offerta e degli approvvigionamenti, le importazioni italiane di gas nel terzo trimestre (Figura 5-28) sono ammontate a 16,39 miliardi di mc, in diminuzione del 7,2% rispetto ai 17,67 del trimestre precedente (la produzione nazionale è rimasta sostanzialmente stabile, -1,7% da 964 a 947 mln di mc). L'import di GNL diminuisce del 3% rispetto al trimestre precedente e del 5,3% a/a; tuttavia i valori assoluti (3426 miliardi di mc) si mantengono superiori alla media degli ultimi otto trimestri, che rappresenta il salto quantitativo di questa componente, ed anche per tale ragione l'incidenza del GNL sul totale dell'import sale dal 19,9 al 21,1%, riportandosi a sfiorare il record registrato nel quarto trimestre 2019.
Le importazioni dalla Russia scendono proporzionalmente più di quelle complessive (-10% rispetto al trimestre precedente, -4,5% a/a), riducendosi così la loro incidenza di circa un punto percentuale, da 43,7 a 42,7%, che rappresenta anche la media annuale e si confermano nel range dell'ultimo biennio.
Va segnalato il notevole recupero delle importazioni dall'Africa, dovute nello specifico al balzo di quelle algerine (+88% rispetto al secondo trimestre, +42% a/a), le quali tornano oltre la soglia dei 3000 miliardi di mc, valori non più registrati dal primo trimestre 2019. Ciò rappresenta in particolare la conseguenza del forte recupero di competitività ottenuto, per i contratti sul gas di questa provenienza, alla loro tipica indicizzazione al petrolio : questa caratteristica si era rivelata notevolmente penalizzante negli ultimi trimestri, sia perché il prezzo del petrolio scendeva proporzionalmente meno di quello del gas (aumentando quindi il prezzo relativo petrolio/gas), sia perché il tipico lag temporale di alcuni mesi consentiva ai contratti di recepire con ritardo anche la stessa diminuzione assoluta dei prezzi petroliferi in sé, a fronte di prezzi spot del gas estremamente più reattivi alle dinamiche di domanda e offerta. Nel terzo trimestre, viceversa, il gas algerino è risultato favorito dal forte recupero dei prezzi del gas sui vari hub mondiali a fronte della persistente debolezza di quelli petroliferi, nonché dalla piena incorporazione di questi ultimi nei nuovi contratti.

Figura 5-26 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm^3)

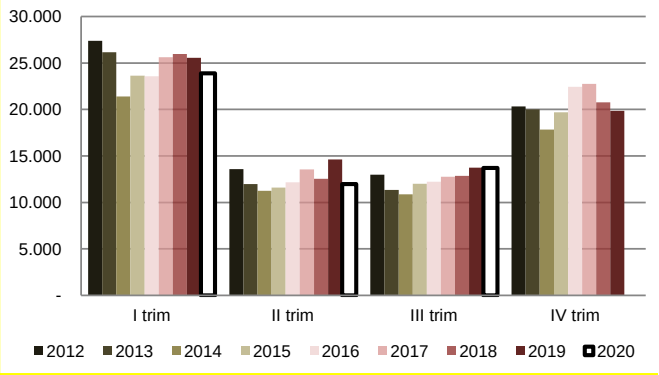


Figura 5-27 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m^3)

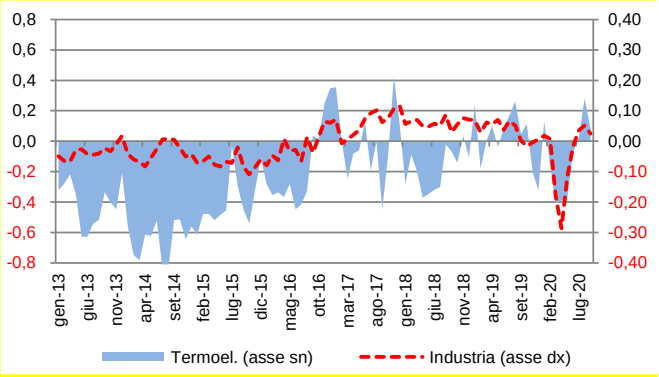
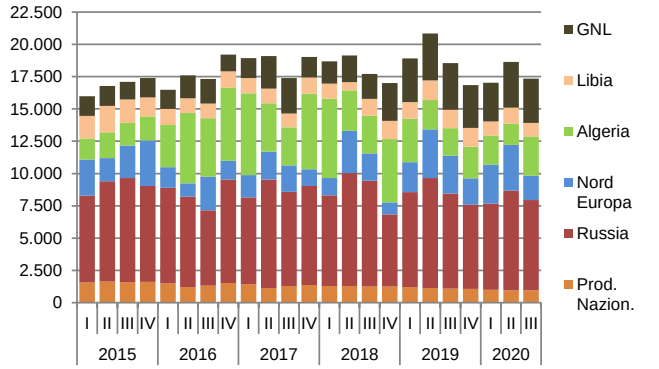


Figura 5-28 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm^3)



In un'ottica di lungo periodo (Figura 5-29) emerge in modo più nitido la moderata ma persistente regressione dell'import di gas russo (la media d'immissione giornaliera nel 2020 si è abbassata da 79 a 77 MSm^3, ormai a contatto con quella decennale pari a 76) mentre risale nettamente il gas algerino (la cui media 2020 passa da 21 a 27, pur rimanendo comunque molto lontana da quella storica). All'opposto, scende in modo incisivo il gas nord- europeo (media che passa da 36 a 28, riavvicinandosi alla media storica), il quale riassorbe in realtà la forte crescita del periodo precedente. Restano assolutamente stabili il gas libico ed il GNL. Nel complesso le importazioni italiane confermano, su scala nazionale, le stesse indicazioni emerse a livello globale: l'aggiustamento dell'offerta avvenuto in termini di quantità per i gasdotti, mentre ha mostrato una maggiore flessibilità e resilienza il GNL.

Resta su un trend positivo l'indicatore si stabilità dei fornitori

Dal punto di vista della sicurezza, valutata secondo un indicatore che pondera la provenienza dell'import per la sua incidenza sul totale e per il rischio geopolitico del Paese esportatore, il terzo trimestre vede un leggero incremento di questo parametro che passa da 3,03 a 3,33 (Figura 5-30), essenzialmente per l'effetto di sostituzione tra gas algerino e gas nordeuropeo. I valori restano comunque compresi, come da ormai diversi anni, tra 3 e 4, ed implicano una rischiosità di livello medio. All'interno di questo range, tuttavia, al di là delle oscillazioni congiunturali è possibile osservare dall'inizio del 2019 un trend strutturale di lieve ma costante discesa, coinciso con la forte crescita dell'import di GNL (e della sua incidenza), che ha portato pressoché stabilmente l'indicatore a stazionare nella parte bassa del range.

Forte discesa per lo spread PSV-TTF

Lo spread PSV – TTF ha fatto registrare nel terzo trimestre una forte discesa, portandosi a una media di 1,15 €/MWh da 1,92 del trimestre precedente (-40%) e rispetto a quella di 2,87 del corrispondete trimestre 2019 (-60%).
In particolare, a livello mensile, a settembre il valore registrato pari a 0,62 €/MWh è tra i più bassi degli ultimi sette anni (soltanto a marzo e novembre 2018 aveva raggiunto livelli inferiori).
Lo spread PSV-Japan, dopo essere stato positivo in tutti e tre i mesi del secondo trimestre con una punta di 2,05 €/MWh in aprile, è tornato negativo nel terzo trimestre (come lo era nel primo), attestandosi intorno a -2€. Allargando l'orizzonte al lungo periodo, tuttavia, si conferma il trend di stabilizzazione delle oscillazioni intorno allo zero inauguratosi ad inizio del 2019 dopo circa due anni di variazioni più marcate e, ancor più in precedenza, un trend storico nettamente negativo.
Infine anche lo spread del PSV rispetto al gas russo, pur confermandosi negativo, si ridimensiona scendendo ad agosto e settembre sotto la soglia di 1€/MWh, ai valori minimi – su base bimestrale - da inizio 2016.
Nel complesso quindi si conferma come tratto saliente del terzo trimestre il processo di convergenza dei prezzi testimoniato dalla riduzione di pressoché tutti gli spread bilaterali.

Figura 5-29 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2019 e valori medi del 2019 e 2020 (MSm^3)

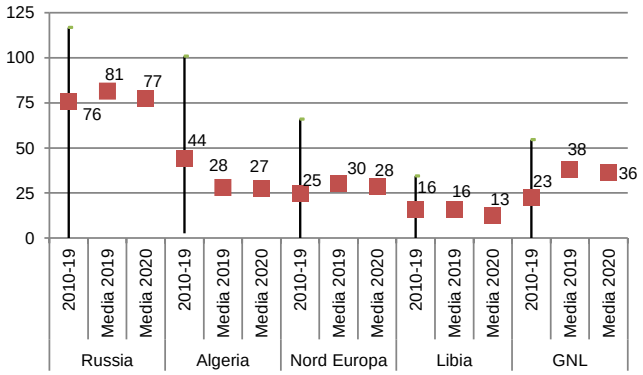


Figura 5-30 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)

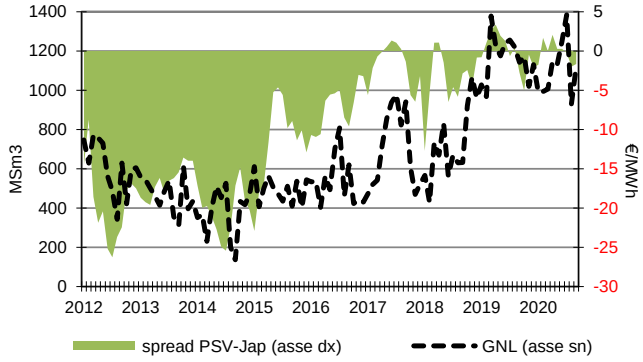


Figura 5-31 - Indicatore della stabilità dei fornitori di gas naturale in Italia

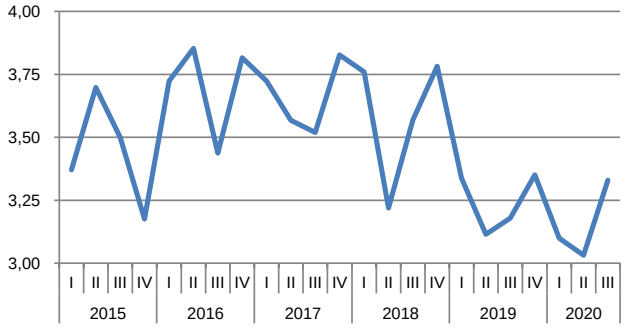
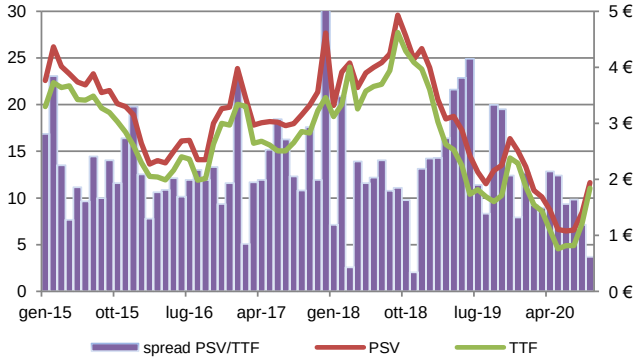


Figura 5-32 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



5.3. Sistema elettrico

Domanda elettrica in calo del 3% nel III trimestre, in progressiva ripresa rispetto al II trimestre

Dopo il -14% registrato nel II trimestre dell'anno, il calo della domanda di energia elettrica per gli effetti della pandemia si è ridotto a un più modesto -3,1% nel III trimestre (81,6 TWh contro gli 84,2 TWh del III trimestre 2019). Su base mensile, dopo il picco negativo registrato ad aprile, quando la richiesta era stata inferiore del 17% rispetto a un anno prima, i mesi successivi hanno fatto registrare variazioni negative via via più contenute, fino a una variazione nulla a settembre. (Figura 5-33). I dati parziali di ottobre indicano però un ritorno a una variazione tendenziale negativa, superiore all'1%, solo in parte spiegabile con il giorno lavorativo in meno, perché il clima significativamente più rigido ha d'altra parte spinto i consumi. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la richiesta è stata pari a 225,2 contro i 241,8 TWh dello stesso periodo del 2019 (-6,9%).
L'anomalia dell'andamento della richiesta di energia elettrica a partire da marzo è evidenziato in Figura 5-34, che mostra la variabilità della richiesta attesa in ogni mese (barra verticale, con intervallo di previsione al 95%) sulla base di un modello econometrico (modello TRAMO-SEATS, senza variabili esogene, v. nota metodologica; la distanza tra il puntino rosso, che rappresenta il dato reale registrato nel mese, e il centro della barra dell'intervallo, è una stima dei GWh in difetto o in eccesso rispetto al valore previsto). In tutti i mesi da marzo a giugno la richiesta effettiva è risultata significativamente inferiore al valore minimo dell'intervallo di confidenza della previsione. A partire da luglio, invece, la domanda effettiva è tornata all'interno dell'intervallo di previsione.
In termini di potenza prelevata, la punta è risultata pari a 55.450 MW, registrata il 30 Luglio tra le ore 15 e le 16, quasi 3 GW in meno rispetto al picco di luglio 2019. Anche ad agosto la punta di potenza è stata notevolmente inferiore a un anno prima, mentre a settembre è tornata sui livelli di settembre 2019. A differenza di quanto rilevato nel trimestre precedente, quando le punte mensili della domanda si erano ridotte molto meno rispetto ai cali pronunciati della richiesta totale, nell'ultimo trimestre i dati relativi alle punte di potenza sono più in linea con la richiesta totale.

Produzione da fonti rinnovabili di nuovo sui livelli degli ultimi anni

Dal lato della produzione, nel III trimestre dell'anno anche la produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) è ritornata su valori più in linea con l'evoluzione di medio periodo. Mentre in tutti e tre i mesi del II trimestre la quota di FER sulla richiesta era andata oltre i valori massimi storici mensili (grazie al crollo della richiesta), fino a superare a maggio il 50% (Figura 5-36), a luglio e agosto la quota di FER è tornata invece all'interno dell'intervallo definito dai valori minimi e massimi pluriennali, per tornare leggermente al di sopra del massimo pluriennale a settembre.
Andamento simile ha avuto la quota di produzione da fonti intermittenti (eolico e solare), che ad aprile e maggio aveva superato il 20% della richiesta, andando di gran lunga oltre i precedenti massimi storici (16% di aprile 2015 e maggio 2016), mentre tra luglio e settembre si è collocata costantemente sui massimi di lungo periodo, ma senza eccederli in misura significativa. Anche i dati medi su base trimestrale evidenziano il rientro nella norma nel III trimestre. Nella media del trimestre la produzione da FER ha rappresentato il 38,2% della richiesta, ben al di sotto del 41,4% del massimo del III trimestre 2014 (mentre il 49,9% raggiunto nel II trimestre 2020 era stato di gran lunga il nuovo massimo storico).

Figura 5-33 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

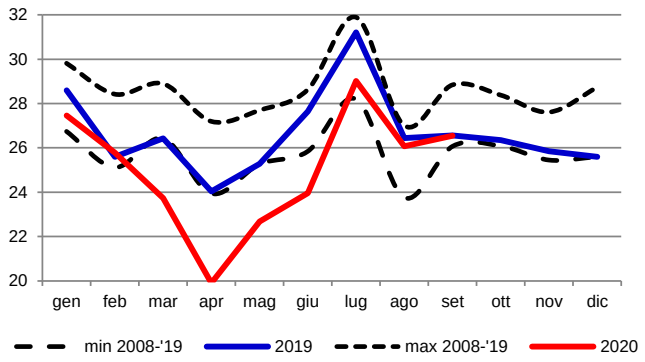


Figura 5-34 - Richiesta di energia elettrica mensile osservata nel periodo post-pandemia (punti in rosso) e intervallo di previsione al 95% stimato nel periodo pre-pandemia (GWh)

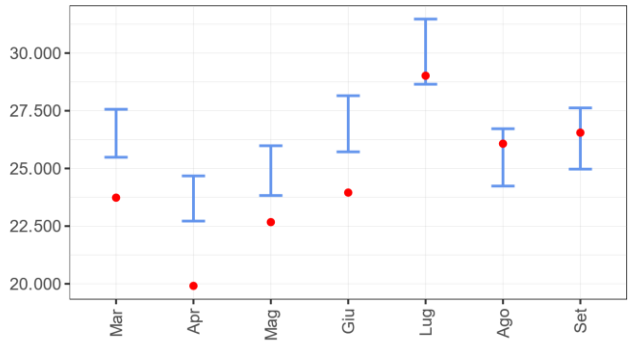


Figura 5-35 - Punta di domanda in potenza (GW)

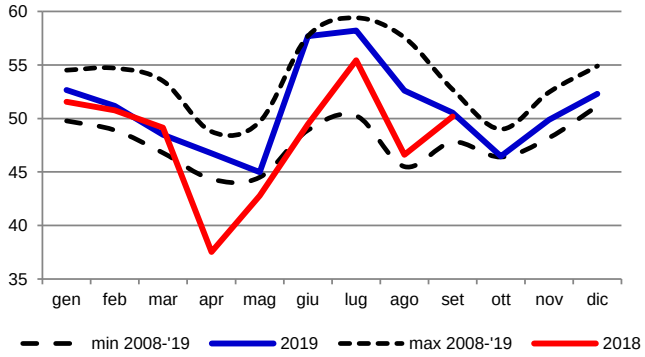
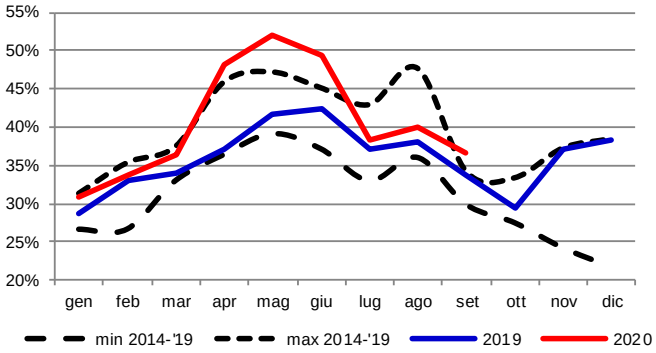


Figura 5-36 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)



Sempre su base trimestrale la produzione da fonti intermittenti ha rappresentato in media il 15% della richiesta, in questo caso nuovo massimo per il III trimestre dell'anno (massimo precedente il 14% del III trimestre 2017).
Nel complesso la produzione nazionale del III trimestre si è ridotta di circa 600 GWh, molto meno del calo della domanda (2,5 TWh), perché anche in questo trimestre le importazioni nette sono inferiori rispetto a un anno prima (-1,9 TWh, -71% rispetto a un anno prima). La generazione termoelettrica ha perso circa 1,2 TWh (-2%) e la sua quota sulla richiesta è risalita al 60% (dal 54% del trimestre precedente), un valore in linea con la media di lungo periodo. Nel confronto con il III trimestre 2019 restano infatti pressoché invariate le quote della generazione termica e dell'idroelettrica, mentre è aumentata di quasi due punti percentuali la quota delle altre rinnovabili, e diminuita di altrettanto la quota dell'import netto (Figura 5-38), che con la crisi della domanda sono state ridotte per fare spazio alla generazione interna di tipo convenzionale, al fine di garantire la sicurezza del sistema.

Rientrati sui valori degli ultimi anni gli indicatori di possibile criticità per la gestione del sistema elettrico

La contrazione del peso delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) registrata nel III trimestre ha determinato un sostanziale ritorno del sistema elettrico alle condizioni di normalità degli ultimi anni, superando dunque la condizione di eccezionalità che si era determinata nel II trimestre, che aveva costituito una sorta di esperimento reale circa le implicazioni dell'integrazione tecnica ed economica di quote crescenti di rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico (vedi *Analisi trimestrale* n.2/2020).
Se nel II trimestre la massima quota di domanda oraria coperta dalle fonti rinnovabili aveva raggiunto valori dell'ordine del 90%, quella coperta dalle sole fonti intermittenti il 70%, nel III trimestre entrambi i valori si sono molto ridimensionati: secondo la stima ENEA la massima quota di domanda oraria coperta dalle fonti rinnovabili ha raggiunto il 75%, quella coperta dalle sole fonti intermittenti il 56%. Al di là dei valori estremi, anche il valore soglia che individua lo 0,5% delle ore di massima penetrazione sia delle FER sia delle FRNP è tornato ben al di sotto di quello registrato nel trimesrte precedente (Figura 5-39).

È tornata a ridursi, ma resta pur sempre su valori storicamente alti, la variabilità della produzione intermittente, variabilità che tende a rendere necessario aumentare il fabbisogno di riserva per la gestione del sistema elettrico. L'indicatore che misura la variabilità della produzione da fonti non programmabili evidenzia come nel III trimestre la variazione oraria di questa produzione abbia superato il 10% della domanda in un numero di ore molto inferiore che nel II trimestre, ma più che nel III trimestre degli anni passati.
Un altro indicatore che nel II trimestre aveva raggiunto un valore senza precedenti è il livello assoluto della minima domanda residua, cioè la domanda al netto della produzione da FRNP. Si tratta di un indice di rilievo perché se nelle ore in cui si ha un'elevata produzione rinnovabile la potenza richiesta agli impianti convenzionali è minima, e alcuni impianti convenzionali "in linea" si trovassero vicini al punto di minimo tecnico, il gestore della rete potrebbe essere costretta ad effettuare un'azione di *curtailment* della produzione rinnovabile o a ridurre la possibilità di importare energia dall'estero. Nel II trimestre 2020 il fabbisogno residuo minimo è sceso significativamente al di sotto dei 10 GW, minimo storico, con probabile taglio di produzione eolica (vedi *Analisi trimestrale* n. 2/2020), nel III trimestre è tornato abbondantemente al di sopra di questa soglia, in linea con i valori degli ultimi anni (Figura 5-40).

Figura 5-37 - Produzione elettrica da rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile

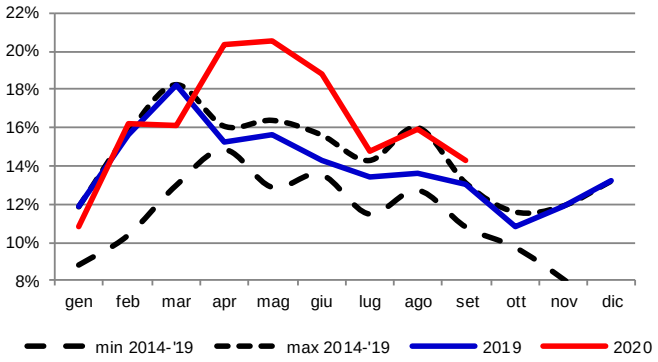


Figura 5-38 - Variazione della quota % di produzione per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - II trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

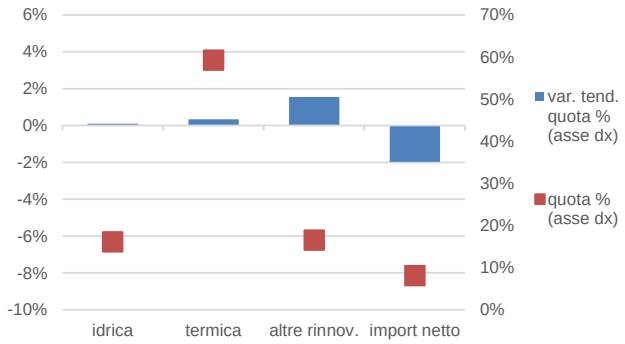


Figura 5-39 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

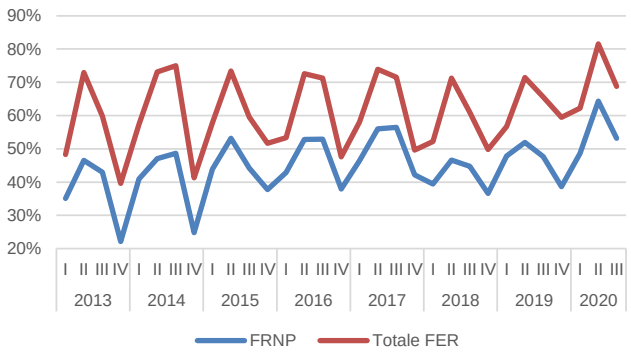
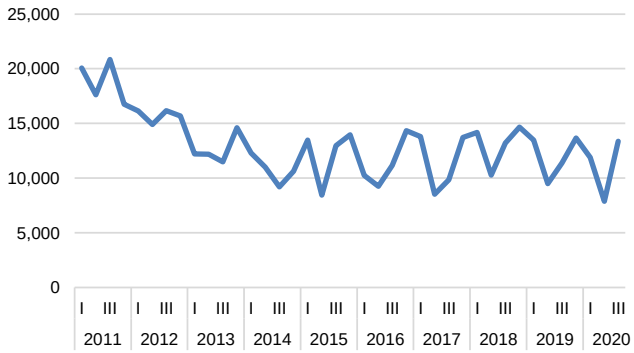


Figura 5-40 - Domanda residua oraria, valore minimo (MW)



Risale il profilo della domanda residua ma resta il rischio di carenza di risorse di downward regulation

Il ritorno a una relativa "normalità" del sistema elettrico nel II trimestre è ben sintetizzato dalla curva media oraria della domanda residua, cioè la domanda al netto della produzione da FRNP (Figura 5-41): entrambe le curve della domanda residua, quella relativa all'insieme dei giorni feriali festivi e quella relativa ai soli giorni festivi, hanno nel III trimestre subito una drastica traslazione verso l'alto. E la curva della domanda residua dei giorni festivi del III trimestre risulta quasi sovrapposta a quella della domanda residua relativa all'insieme dei giorni feriali e festivi del II trimestre.
D'altra parte rimane comunque su valori molto elevati la rampa serale, cioè la distanza tra il minimo carico residuo diurno e il massimo carico residuo serale, fonte di possibili rischi di carenza di capacità di *downward regulation* (come evidenziato anche nel Seasonal Outlook 2020 di ENTSO-E). Nel dettaglio, nel III trimestre il valore minimo medio della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata è stato di circa 26 GW (28 GW nel III trimestre 2019), mentre i massimi serali medi si sono attestati a poco meno di 37 GW (poco meno di 39 GW nel 2019), per cui la risalita pomeridiana media della domanda residua ha superato i 10 GW. Ancora più significativi sono i valori registrati nei giorni festivi, con la minima domanda media giornaliera scesa a valori inferiori ai 20 GW e una rampa serale di circa 13 GW.

Drastico calo di volumi e costo dei servizi di dispacciamento dai massimi storici del II trimestre

L'andamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), indicatore utile delle necessità di intervento del gestore della rete per mantenere in equilibro il sistema, segnala nel III trimestre un significativo calo congiunturale sia dei volumi movimentati sia dei prezzi.
Nel III trimestre 2020 le transazioni su MSD sono state pari a circa 5,2 TWh (di cui 3,4 TWh con chiamate a salire e 1,7 TWh a scendere), con una contrazione del 31% rispetto al trimestre precedente (-45% nel caso delle chiamate a scendere), ma pur sempre in leggero aumento (+3%) rispetto al III trimestre 2019.
Anche il prezzo medio delle movimentazioni a salire su MSD si ridotto notevolmente (-35%), mentre è risalito a livelli più vicini alle medie di lungo periodo il prezzo delle chiamate a scendere. Nel complesso ne è derivato un deciso calo congiunturale dei costi associati alle transazioni (-44%), che nel II trimestre era tornato sui livelli massimi del II trimestre 2016 (che portarono a una istruttoria dell'AEEGSI per "comportamenti non diligenti nelle strategie di programmazione"). Sebbene il dato del II trimestre sia evidentemente frutto di una situazione eccezionale, il dato del III trimestre resta coerente con un trend di lungo periodo di l'aumento dei costi associati alle transazioni di Terna su MSD. L'onere netto calcolato sugli ultimi quattro trimestri resta al di sopra dei due miliardi di euro, circa il doppio del valore del 2015.
Anche il corrispettivo unitario uplift[10], calcolato da Terna a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, corrispettivo che ricade direttamente sui clienti finali, ha seguito l'evoluzione dei costi associati alle transazioni su MSD.

La componente di costo relativa all'approvvigionamento delle risorse tramite il mercato MSD (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 tornata a scendere nel IV trimestre, come riflesso dei dati suddetti, tornando sul livello di fine 2019. (Figura 5-43).

Figura 5-41 - Domanda residua media oraria nel III trimestre 2020 e 2019

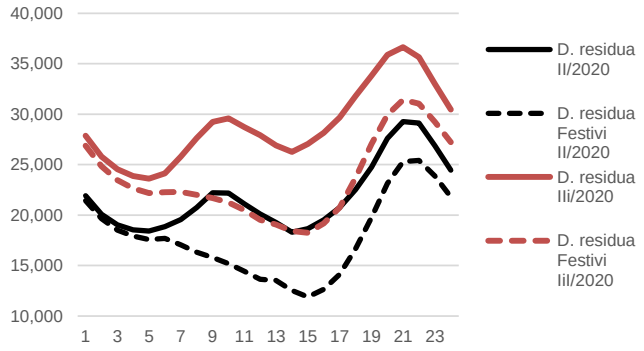


Figura 5-42 - Volumi venduti sul MSD (TWh) e quota di produzione da FRNP sulla richiesta (%)

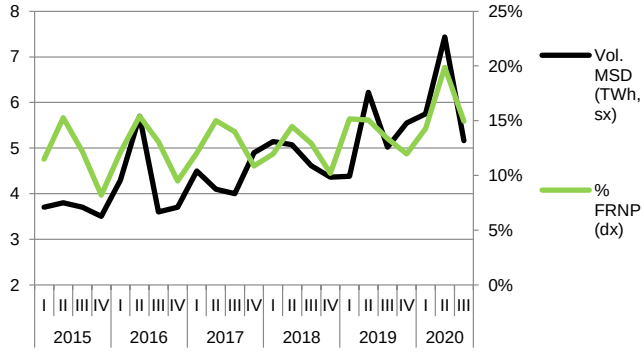
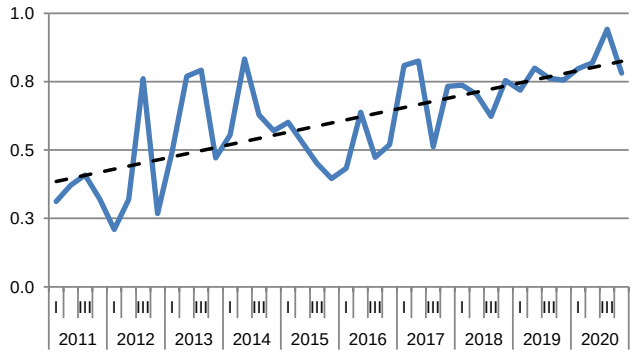


Figura 5-43 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)



[10] Il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel MSD (Del. AEEGSI n 111/06, art. 44) è l'onere netto associato alle partite di energia acquisti e vendite sul MSD, remunerazione dell'avviamento impianti sul MSD, sbilanciamenti, rendite da congestione e relative coperture finanziarie, servizio di interconnessione virtuale e altre partite minori. Art. 44 a): saldo fra proventi e oneri maturati per effetto dell'applicazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo. Art. 44 b): saldo fra proventi e oneri maturati da TERNA per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

Con la ripresa della domanda tornano a scendere i margini di adeguatezza. Resta fondamentale il ruolo delle importazioni

Secondo le stime ENEA, nel III trimestre 2020 il minimo margine di adeguatezza "effettivo" del sistema elettrico (NB: vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima), cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione), è tornata a scendere, dopo che nel II trimestre il forte calo della domanda aveva determinato un temporaneo aumento del margine disponibile nei momenti di punta di domanda.
La soglia che separa l'1% delle ore (circa 88 ore) nelle quali si è registrato il margine più ridotto è tornata nel trimestre a collocarsi appena al di sotto dei 10 GW, con una percentuale di capacità in eccesso sulla domanda di poco superiore al 20% (Figura 5-45). Come previsto nel numero precedente dell'Analisi trimestrale la situazione del margine di adeguatezza è destinata a restare quella precedente allo shock di domanda (la stima di Terna è di circa 6 GW, il 10% della richiesta in condizioni normali, a fronte di un margine "opportuno" almeno pari al 20% della domanda). Come indicato nel piano per l'adeguatezza del mercato elettrico recentemente inviato dal governo italiano alla Commissione europea, "il mercato della capacità deve continuare a funzionare nei prossimi anni per garantire i giusti segnali di prezzo a lungo termine necessari per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento" (Staffetta quotidiana, 02/07/2020).

Rapido e forte rimbalzo dei prezzi sulla borsa elettrica

Dopo il crollo del II trimestre, legato alla crisi sanitaria e al conseguente lockdown, che hanno avuto effetti dirompenti sui mercati elettrici europei (sulla borsa italiana il PUN ha registrato ad aprile e maggio nuovi minimi storici), nel III trimestre il prezzo dell'elettricità ha avuto un rapido e forte rimbalzo. Nell'insieme dei tre mesi il PUN medio è stato pari a 42,4 €/MWh, contro i 24,8 €/MWh del trimestre precedente (+70%), mentre sono ancora inferiori del 17% rispetto ai 51€/MWh del III trimestre 2019.
A determinare la dinamica del prezzo dell'elettricità è stato in primo luogo la forte ripresa del prezzo del gas naturale al PSV (+22% nella media trimestrale rispetto al trimestre precedente, ma +80% a settembre rispetto ai minimi di giugno (Figura 5-45). Sulla dinamica del PUN ha poi inciso la combinazione di ripresa della domanda e soprattutto della quota di mercato della generazione termoelettrica che, posizionandosi più in alto nell'ordine di merito economico rispetto alle rinnovabili, porta a fissare prezzi di equilibrio maggiori. Rispetto al II trimestre 2020, nel III trimestre la quota di vendite da generazione termica è salita di undici punti percentuali (dal 36 al 47%; Figura 5-46), mentre la quota della generazione da rinnovabili ha perso 12 punti, scendendo al 34% delle vendite.

Notevole ripresa della redditività degli impianti a gas

La redditività degli impianti a gas ha tratto un notevole beneficio dal cambiato equilibrio del mercato elettrico. Il clean spark spread aveva subito una repentina e forte caduta nel primo semestre dell'anno, dopo che nel 2019 il calo del prezzo del gas, insieme alla crescita del peso del gas nelle vendite in borsa, aveva permesso una fase positiva, con il clean spark spread ben al di sopra dei 10 €/MWh nella media 2019.
Ad aprile e maggio le peculiari condizioni del mercato elettrico hanno fatto precipitare il clean spark spread fino a valori di poco superiori allo zero, ma in tutte e tre i mesi del III trimestre il clean spark spread è risalito su valori sempre ben al di sopra dei 10 €/MWh, collocandosi a quasi 15 €/MWh nella media del trimestre.

Figura 5-44 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)

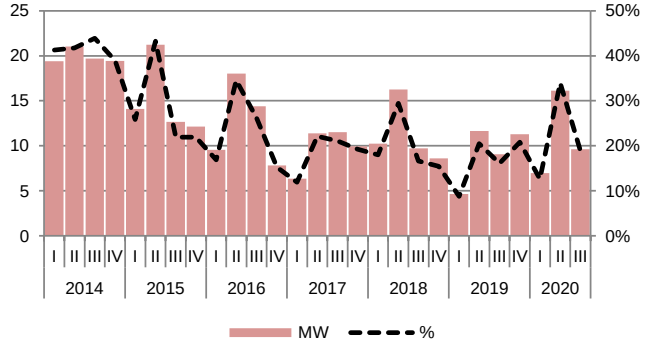


Figura 5-45 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

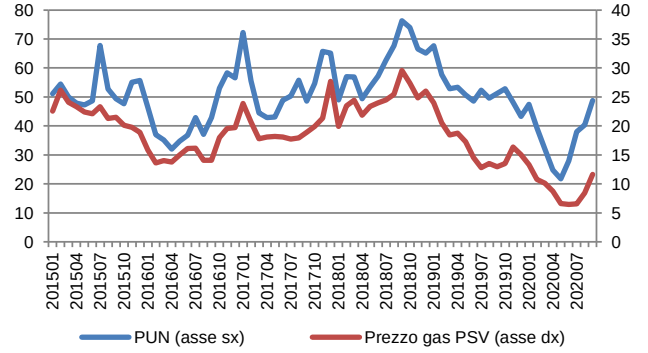


Figura 5-46 - Variazione della quota % di vendite in borsa per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte (asse dx) – II trim. 2020

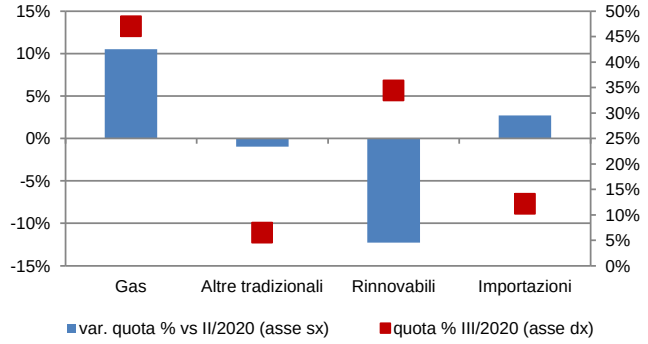
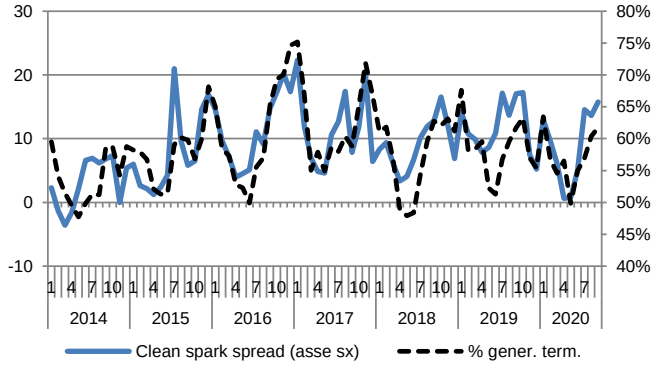


Figura 5-47 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (%, asse dx)



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

6.1. Prezzi dell'energia elettrica

6.1.1 Prezzi alle imprese

Nel periodo luglio-settembre 2020 prezzi per le imprese in lieve rialzo congiunturale (3% circa). Livello dei prezzi ancora però tra i valori più bassi degli ultimi anni

La stima per il terzo trimestre evidenzia come il rallentamento delle attività economiche che caratterizza l'anno in corso, e la conseguente riduzione della domanda di energia elettrica, in particolare a partire dal secondo trimestre, non si traduca automaticamente in una diminuzione del livello dei prezzi per le imprese. I costi per il mantenimento dell'equilibrio del sistema, legati alle esigenze di coordinamento tra gli impianti di produzione e la rete di trasmissione dell'energia elettrica tendono ad aumentare nei periodi caratterizzati da bassi consumi, nei quali è necessaria una maggiore "movimentazione" degli impianti nel mercato per il servizio di dispacciamento (Comunicato ARERA, 25 giugno 2020). Nel periodo luglio-settembre 2020 agiscono quindi due spinte contrapposte, da un lato la riduzione dei costi per l'acquisizione della materia energia, dall'altro l'aumento della componente "prezzo dispacciamento". La Figura 6-1 evidenzia per il trimestre in considerazione un rialzo della curva dei prezzi finali alle imprese, quantificabile per la generalità dei soggetti nell'ordine del 3% rispetto al periodo precedente. Nonostante ciò, a parte il trimestre precedente, si tratta del livello più basso mai registrato negli ultimi sei anni.

Nel periodo ottobre-dicembre 2020 prezzi per le imprese in netto rialzo congiunturale (tra il 16% e il 19% circa)

Per il quarto trimestre dell'anno si registra una inversione di tendenza, in linea con l'auspicata ripresa delle attività produttive. Valgono le considerazioni espresse, ma di segno opposto, a proposito del trimestre precedente. Il rialzo congiunturale è stimabile tra il 16%, per le imprese di minori volumi di consumo, e il 19% per quelle più grandi (Figura 6-1). Allo specchio si pone l'andamento delle componenti PD e PE rispetto al trimestre precedente (Figura 6-2). In particolare, quest'ultima conosce un aumento congiunturale superiore al 90% (Figura 6-2). Rapportato a dodici mesi prima, il livello dei prezzi stimato segna una diminuzione piuttosto contenuta (-8% rispetto al quarto trimestre 2019), mentre sembra aver recuperato buona parte delle riduzioni registrate a seguito della pandemia. Gli oneri generali e le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura rimangono stabili.
La stima relativa al segmento delle imprese forse più caratteristico, quello di dimensioni medio-piccole, suggerisce una sostanziale invarianza della componente per oneri di sistema lungo tutto l'anno in corso (Figura 6-3). Come segnalato da ARERA, un elemento di criticità potrebbe essere rappresentato dall'aumento del fabbisogno previsto degli oneri generali di sistema, in particolare nella componente ASOS, relativa al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione. A meno di scelte politiche dedicate, pare quindi probabile un prossimo aumento di questa componente in bolletta.

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

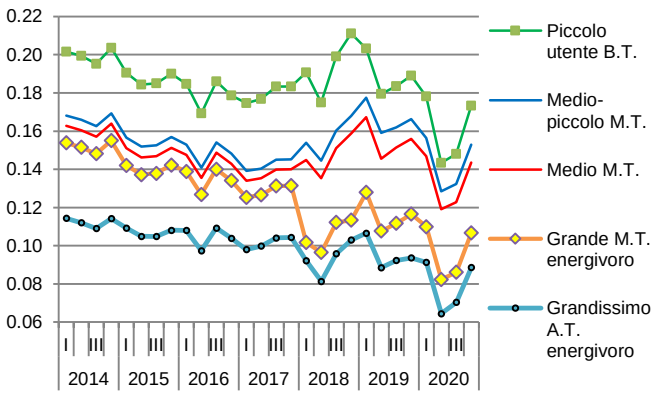


Figura 6-2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW

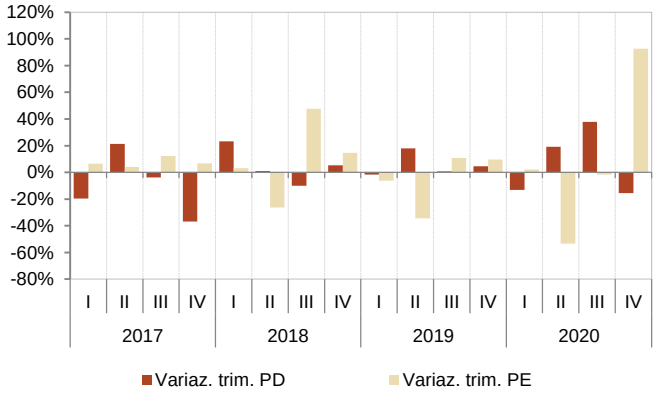
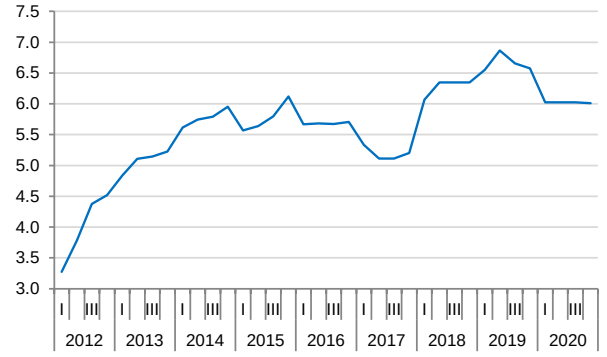


Figura 6-3 - Stima degli oneri di sistema per le utenze non domestiche nella fascia di consumo 500 – 2.000 MWh/a (c€/kWh)



Il confronto internazionale dei prezzi di mercato per le imprese aggiornato al primo semestre 2020. Netta riduzione dei prezzi in Italia. Tuttavia, per le imprese italiane persistono differenziali quasi sempre svantaggiosi

La più recente rilevazione campionaria Eurostat (ottobre 2020) fotografa la stima del prezzo di mercato spuntato dalle imprese nel primo semestre 2020. Il dato che riguarda il Paese è in chiara controtendenza rispetto al complesso della zona euro. Gli effetti della pandemia mostrano anche da questa prospettiva come il Paese, nei primi sei mesi dell'anno, sia stato colpito molto più duramente rispetto agli altri. La Figura 6-5 indica per l'Italia una netta riduzione rispetto al semestre precedente, in tutte le classi di consumo, e ragionevolmente in una misura proporzionale alla incidenza relativa dei costi variabili per l'impresa (la classe *IF* è addirittura a -33%).

La Figura 6-6, invece, sintetizza la dinamica temporale riguardante le imprese italiane rispetto a quelle della zona euro. Un valore del numero indice superiore a 100 indica per le imprese italiane un prezzo superiore rispetto alla zona euro, e quindi un differenziale svantaggioso. La stessa figura riporta distintamente il dato relativo al netto delle imposte recuperabili (la curva con tratto più spesso) – vale a dire il costo effettivamente pagato dalle imprese - e quello al netto di tutte le imposte e tasse – quello che scaturisce soltanto dal costo dell'energia e dei servizi di rete. Ad un esame di lungo periodo, se si esclude la variazione rilevata nel primo semestre 2020, è possibile notare come l'andamento virtuoso nel segno della riduzione dello svantaggio competitivo che interessa gli utenti italiani, quale si registra a partire dal secondo semestre 2016, legato in buona misura alla riduzione dei costi di rete, sembra essersi interrotto alla fine del 2018. A metà del 2020 i prezzi praticati alle imprese italiane sono tra il 5% e il 35% circa superiori alla media della zona euro. Unica eccezione è il dato delle imprese della fascia 70.000 – 150.000 MWh annue (con un prezzo al netto delle tasse e imposte recuperabili che è pari all'89% circa di quello delle omologhe europee). L'aumento del differenziale negli ultimi due anni appare tanto più problematico alla luce del fatto che il PUN proprio in questo arco di tempo segna una riduzione della distanza rispetto al prezzo di borsa di Paesi *competitor*. L'altra evidenza suggerita dall'ispezione della Figura 6-6 è quella della distanza che separa le due curve, per la maggior parte dei profili di consumo piuttosto ampia, e la peculiarità secondo la quale la curva che esprime il numero indice del prezzo effettivamente pagato dalle imprese è quasi sempre più in alto di quella che esprime solo i costi dell'energia e i costi di rete. Tali evidenze suggeriscono come la componente fiscale tenda ad accentuare lo svantaggio competitivo italiano. Anche in questo caso, tuttavia, non mancano le eccezioni: le classi di imprese a consumo più elevato, al di sopra dei 20.000 MWh all'anno, non paiono particolarmente penalizzate dall'incidenza fiscale. Addirittura, le imprese italiane della classe *IF* sembrerebbero mostrare un trattamento fiscale implicito più favorevole rispetto a quelle della zona euro.

In proposito, gli stessi dati Eurostat rivelano una struttura impositiva per le imprese del nostro Paese *de facto* regressiva, specialmente se rapportata a quella della zona euro, con un aggravio sul segmento delle imprese più piccole (Figura 6-7). Ad esempio, se si prende a riferimento il segmento *IC*, per molti versi quello più caratteristico nel sistema produttivo italiano, l'incidenza sul prezzo pieno della tassazione a carico delle imprese del Paese è pari al 37%, contro un valore delle "consorelle" europee pari al 32%. Ancor più rilevante è il dato che si riferisce alla classe *IF*, questa volta con l'inversione della consueta tendenza, con un valore dell'11% nazionale, contro uno del 27% per la zona euro.

Figura 6-4 - Variazioni congiunturali dei prezzi al netto delle imposte recuperabili per i consumatori industriali nel primo semestre 2020

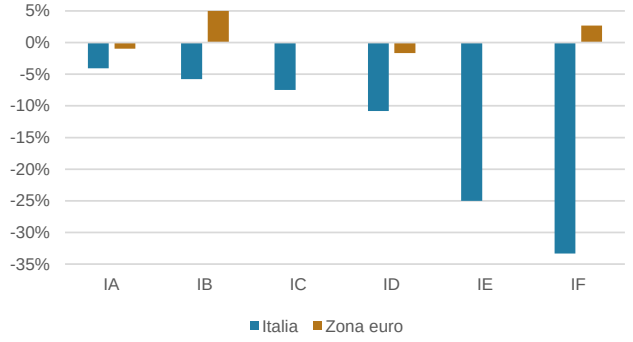


Figura 6-5 - Numero indice dei prezzi di mercato semestrali per i consumatori industriali italiani rispetto alla media della zona euro

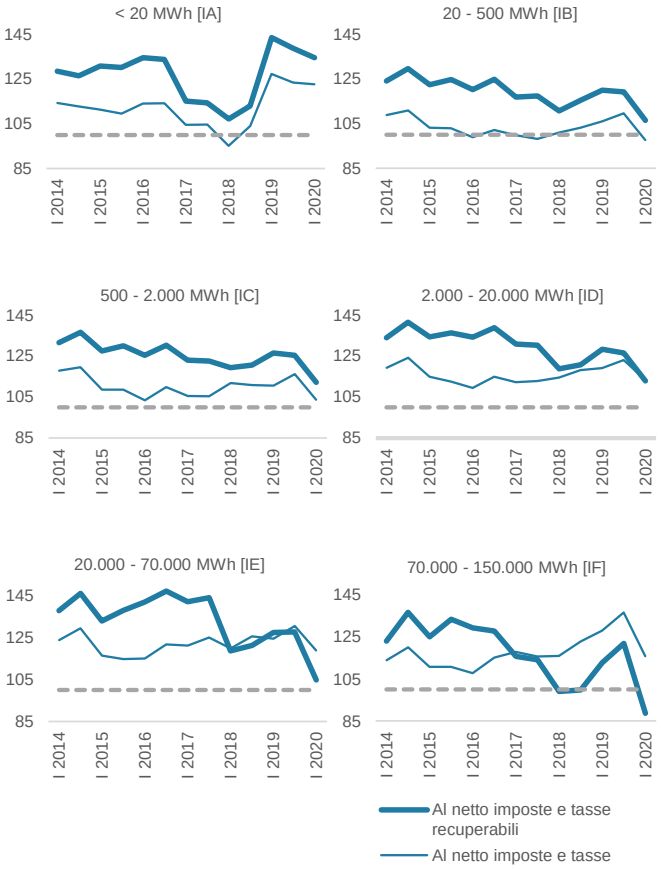
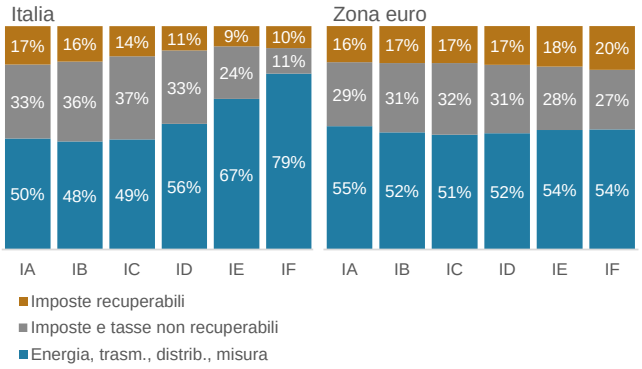


Figura 6-6 - Composizione del prezzo di mercato dell''energia elettrica per i consumatori non domestici, distinta per fasce di consumo, per l'Italia e per la zona euro. Primo semestre 2020



6.1.2 Prezzi alle famiglie

L'aggiornamento trimestrale ARERA. Prezzi per le famiglie in aumento nel quarto trimestre

Una recente indagine (Tate, https://tate.it) rivela come i consumi domestici di energia elettrica tra marzo e luglio 2020, i mesi del lockdown, siano cresciuti del 10% rispetto allo stesso periodo del 2019. Di conseguenza le tariffe per i clienti del servizio di maggior tutela del quarto trimestre incorporano tali incrementi, peraltro in una misura più evidente a causa della ripresa del PUN che si manifesta a partire dal mese di marzo.
Per il consumatore domestico tipo il prezzo sale a poco più di 19 c€/kWh, circa il 15% in più rispetto al trimestre precedente (Figura 6-7). Quasi esclusivamente si tratta dell'effetto del maggior peso della materia energia (+ 2,4 c€).

Il confronto internazionale dei prezzi di mercato per le famiglie aggiornato al terzo trimestre 2020

La Figura 6-8 restituisce l'andamento dei tassi di variazione per la totalità dei beni di consumo (*HICP*, Indiice armonizzato dei prezzi al consumo) e per l'energia elettrica. Come è lecito attendersi, l'inflazione, in quanto media ponderata relativa a tutti i beni consumati, tanto in Italia quanto nella zona euro, si attesta intorno a valori molto più stabili, con oscillazioni intorno allo zero, rispetto all'elettricità (Figura 6-8). Pur ricordando che anche in questo caso potrebbe giocare un effetto statistico (la zona euro corrisponde ad una media ponderata di ben 19 Paesi, con possibili effetti compensatori), è evidente come la dinamica del prezzo dell'elettricità in Italia sia molto più forte in Italia. Il valore stimato al terzo trimestre per il tasso di variazione annua del prezzo dell'elettricità al consumo è pari a -8,3%, mentre nella zona euro è pari ad appena -1,8%. La curva denota altresì per il terzo trimestre una risalita, in coerenza con quanto esposto in precedenza nello stesso paragrafo.
Per disporre di una stima internazionale recente circa il *livello* del prezzo di mercato per le famiglie italiane si può far ricorso all'indagine HEPI, che rileva mensilmente il costo medio della bolletta nelle capitali dell'UE. La Figura 6-9 lascia intendere come la pandemia abbia sortito effetti rilevanti più in Italia che altrove, con una discesa del livello del prezzo più ripida. A settembre 2020 per Roma, Parigi e Madrid, probabilmente a quella data le città rappresentative dei Paesi più duramente colpiti dal rallentamento delle attività produttive, si stima un prezzo di mercato medio compreso tra 20 e 20,8 c€/kWh.

Figura 6-7 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

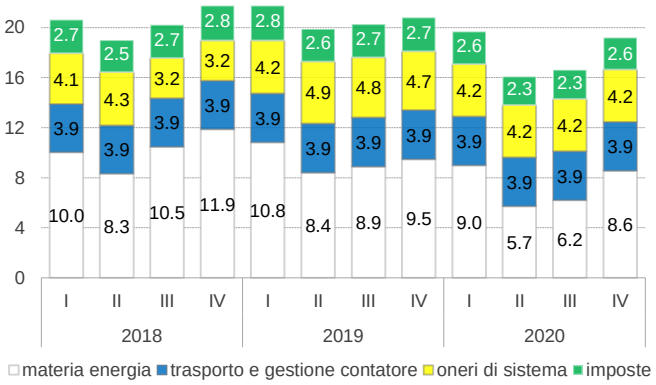


Figura 6-8 - Tasso di inflazione tendenziale (*HICP*) e tasso di variazione annua tendenziale per il prezzo dell'energia elettrica al consumo

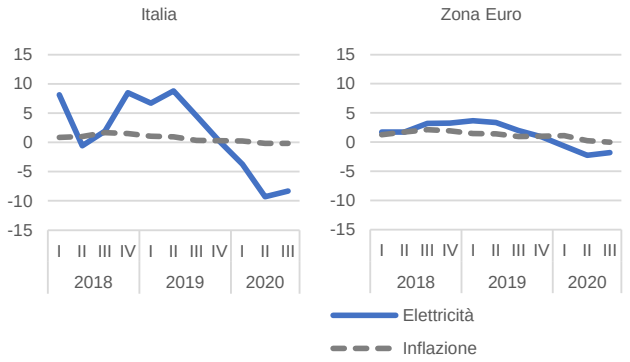
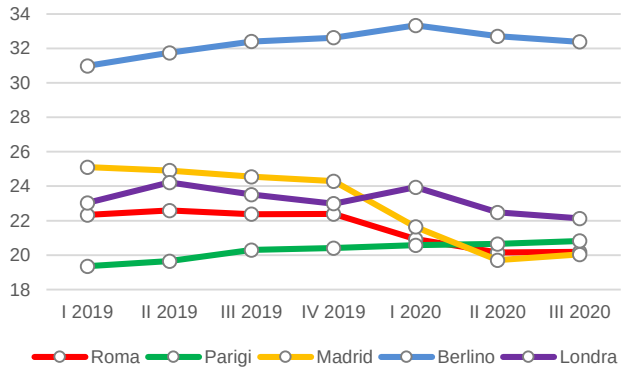


Figura 6-9 - Prezzi di mercato medi trimestrali dell'energia elettrica (c€/kWh) per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque Paesi europei. Fonte: HEPI



6.2. Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel III trimestre prezzo del gasolio in Italia sui livelli bassi del trimestre precedente; nei nove mesi la riduzione è di circa il 10% rispetto al prezzo medio del 2019

In Italia nel III trimestre del 2020 il prezzo medio al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) è stato pari a 1,29 €/litro, in lievissimo aumento rispetto alla media del precedente trimestre (+1%), quando era diminuito dell'11% in termini congiunturali. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno, il prezzo medio del gasolio in Italia, mediamente pari a circa 1,33 €/litro, risulta pertanto inferiore di circa 15 €cent/litro rispetto a quello medio del 2019 (-10%).
In una ottica di più lungo periodo (Figura 6-10), dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi di inizio 2016 (1,2 €/litro) fino ai massimi di fine 2018 (1,57 €/litro a fine ottobre), il prezzo medio del gasolio nel nostro Paese ha poi fatto segnare una riduzione prima moderata (1,49 €/litro a fine 2019), poi decisamente più sostenuta nel corso del 2020, arrivando a metà maggio ad 1,25 €/litro.
Nonostante la leggera ripresa del trimestre in esame, il prezzo medio del gasolio nel III trimestre 2020 risulta decisamente in contrazione, e superiore di appena il 6% rispetto ai livelli minimi del I trimestre 2016.

Ripresa dei prezzi in tutti i principali Paesi UE, si ridimensiona il divario tra prezzi nazionali e media UE

Nel corso del III trimestre dell'anno anche a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari a 1,14 €/litro, ha fatto registrate una ripresa rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (+3,4%), più sostenuta rispetto al dato italiano (+1%).
Come emerge dalla Figura 6-11, nonostante anche a livello UE i prezzi stanno alternando fasi di crescita e di riduzioni, si rileva comunque un progressivo incremento del gap tra prezzi italiani e medi UE. Dopo la rapida riduzione del divario (in termini di variazione Italia/media UE) dal 15% di metà 2017 al 10% di fine 2018, ed un 2019 sostanzialmente invariato (+10% in media), nella prima metà 2020 il divario è tornato ad aumentare, arrivando a quasi il 16% nel II trimestre 2020. Per effetto della ripresa dei prezzi più sostenuta in UE, nel III trimestre si registra un nuovo ridimensionamento del divario, che scende al +13%.
In riferimento ai principali Paesi UE, nel corso del III trimestre del 2020 la ripresa più sostenuta si è registrata in Spagna (+5% rispetto al precedente trimestre) e Francia (+3,4%); anche in Gran Bretagna la ripresa è stata più decisa che in Italia (+1,8%), mentre in Germania più moderata (+1,3%).

In aumento il prezzo industriale (+2,4% sul II trimestre), che nei nove mesi è comunque in calo rispetto al 2019 (-20%)

Nel corso del III trimestre 2020 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,44 €/litro, in aumento rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (+2,4%), in modo più sostenuto del calo dei prezzi al consumo (cresciuti nello stesso periodo di appena l'1%). In riferimento ai primi nove mesi dell'anno il prezzo industriale in Italia, mediamente pari a 0,47 €/litro, risulta comunque decisamente inferiore rispetto a quello medio dello scorso anno (-20%), in virtù dei decisi cali registrati nel II trimestre.
A livello europeo il calo dei prezzi industriali nei primi nove mesi del 2020 è stato simile a quanto accaduto in Italia: -19% rispetto al prezzo medio del 2019.
Dalla Figura 6-11 emerge inoltre come nel corso del III trimestre 2020 il prezzo medio industriale nel nostro Paese sia stato inferiore di oltre il 5% rispetto a quello UE. In riferimento ai primi nove mesi 2020 il divario è inferiore, di circa il 2,7%, ma comunque in aumento rispetto al 2019 (allora inferiore di circa il 2% rispetto al prezzo medio UE).

Tassazione in Italia in lieve calo congiunturale, ma sette punti percentuali in più della media UE

Nel corso del III trimestre 2020 in Italia (come del resto in UE), si è assistito ad una ripresa del prezzo industriale più sostenuta rispetto a quella dei prezzi al consumo: l'incidenza percentuale della tassazione risulta pertanto in lieve riduzione, in Italia pari al 66,3% (era 66,7% nel II trimestre). Come emerge dalla Figura 6-12, dopo il lungo periodo di riduzione dai livelli massimi di inizio 2016 (69%) al 58,3% di fine 2018, l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio in Italia nel corso del 2019 è tornata ad aumentare, assestandosi a circa il 60%; tale trend è proseguito anche nel 2020, assestandosi mediamente oltre il 64%.
Nel confronto internazionale, nel III trimestre 2020 la tassazione nel nostro Paese risulta ben al di sopra dell'incidenza media in UE (Figura 6-12), di sette punti percentuali, in linea con quanto registrato nel II trimestre (+6%). Gli ultimi due trimestri configurano quindi un incremento del divario, sostanzialmente stabile nel precedente triennio 2017-19 (+5,4 punti percentuali).

Figura 6-10 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

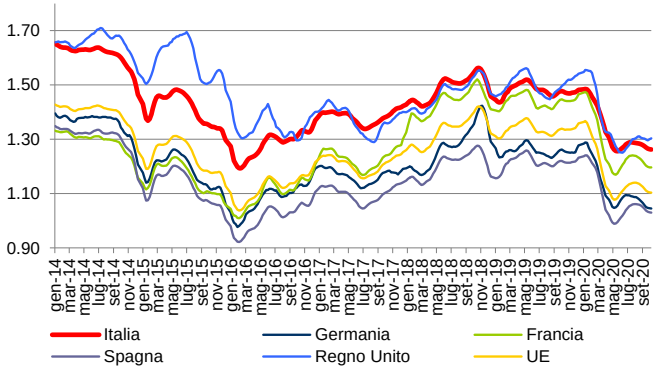


Figura 6-11 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

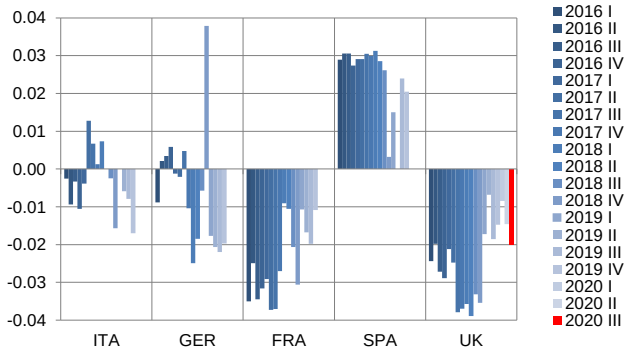
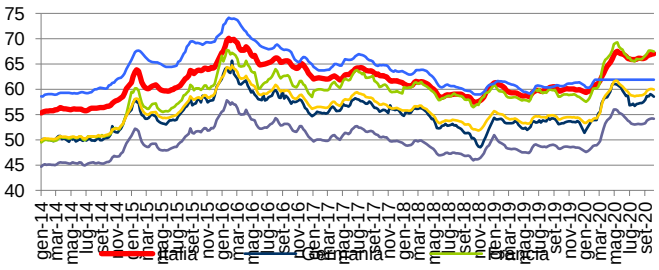


Figura 6-12 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



6.3. Prezzi del gas naturale

6.3.1 Prezzi alle imprese

Continua la discesa dei prezzi nel terzo trimestre.Toccato il valore più basso degli ultimi sette anni.

La stima del prezzo del gas nel trimestre luglio-settembre si fissa al livello più basso mai raggiunto negli ultimi sette anni. Il livello del prezzo viene stimato intorno ai 6,5 euro per GJ (Figura 6-13). L'effetto della riduzione dell'attività economica dovuta alla pandemia in realtà si innesta su un trend in diminuzione che sembrava instaurarsi già a partire dall'inizio del 2019 (Figure 6.13 e 6.14). Il consueto effetto al ribasso della componente stagionale sembrerebbe peraltro molto contenuto, se è vero che la variazione del prezzo per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ annui appare cospicua anche rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-28%).
Un dato significativo appare quello relativo al peso della componente Cmem, sceso al 38% (Figura 6-14).
Di conseguenza, nel terzo trimestre meno della metà del costo del gas è riconducibile ai servizi di vendita (Figura 6-15). In termini relativi aumentano sensibilmente le voci caratterizzate da una maggiore presenza di costi fissi, come quella rappresentata da spese per il trasporto, distribuzione e misura del contatore (circa il 39%), nonostante la loro diminuzione in termini assoluti in questo periodo. Riguardo la componente degli oneri di sistema, sembra interrotta la modesta tendenza all'aumento che ha caratterizzato il periodo compreso tra il terzo trimestre 2018 e il quarto 2019, con una sostanziale stabilizzazione nell'anno in corso.

Prezzi in aumento nel quarto trimestre

Per il periodo ottobre-dicembre dell'anno si stima una netta ripresa dei prezzi del gas per i consumatori non domestici. Tra giugno e settembre l'indice TTF aumenta del 22%, ed è la prima volta dall'inizio del 2019 che si registra un rialzo. Anche le prospettive a breve termine sembrano tendere al rialzo. L'indice $P_{FOR,t}$, pari alla media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC del gas naturale presso l'hub TTF, è pressoché in raddoppio nel trimestre. A determinare tale andamento sono tanto la ripresa della domanda globale quanto l'effetto stagionale. In particolare, si manifestano gli effetti della ripresa economica nel periodo luglio-settembre, sospinta dall'aumento della produzione industriale, che la Banca d'Italia stima nell'ordine del 30%. La stima ENEA relativa alle imprese porta quindi il livello del prezzo del gas intorno ad 8,5 €/GJ (Figura 6-13), dato che corrisponde ad un aumento del 22% circa su base trimestrale, anche se non sufficiente a coprire l'intera perdita occorsa in un anno (-16% la variazione tendenziale).

In netta ripresa il peso del costo dell'energia nel quarto trimestre, ma in termini tendenziali la riduzione di questa componente appare cospicua (-21%)

Riprende corpo la componente Cmem, che ritorna a valori del periodo precedente alla pandemia (Figura 6-14). I *servizi di vendita* riportando la propria incidenza sul prezzo finale ad un più consueto valore del 60% (Figura 6-16). Stabili gli *oneri di sistema*, mentre la componente *trasposto, distribuzione e misura* conosce una lieve diminuzione per le imprese, stimabile intorno al 3,5% circa. Se si guarda invece alla variazione occorsa nell'intero 2020 (Figura 6-16), la diminuzione tendenziale del 16% è la risultante di una riduzione più sostenuta della voce dei *servizi di vendita* (-21%), seguita da quella relativa ai servizi di trasposto, distribuzione e misura (-10% circa), mentre appare in lieve diminuzione quella relativa agli *oneri di sistema* (-2,5%)

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

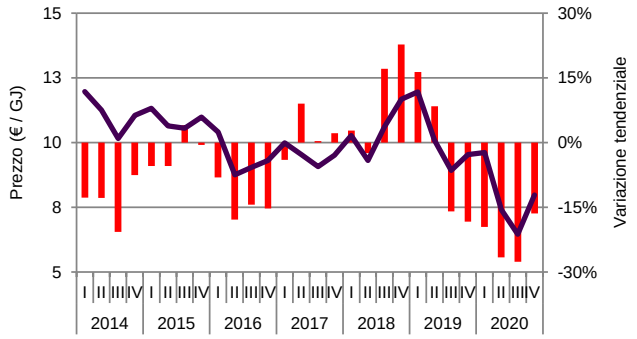


Figura 6-14 - Componente Cmem per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

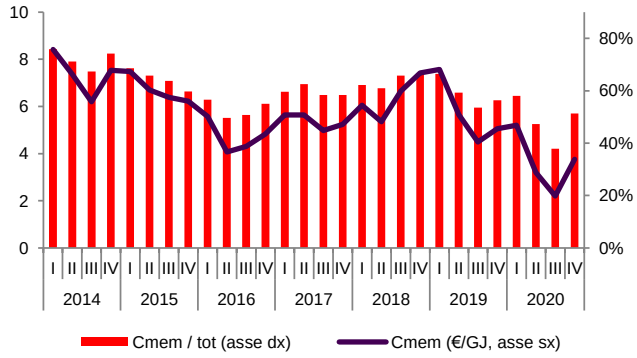


Figura 6-15 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

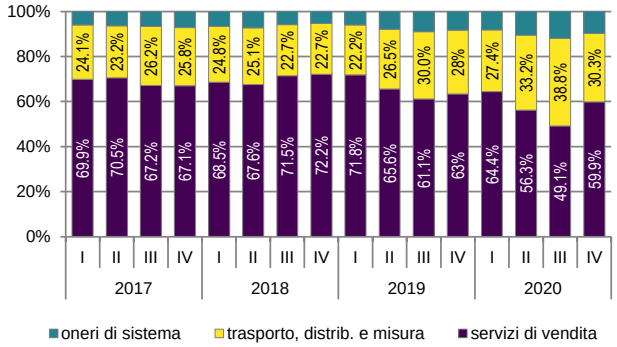
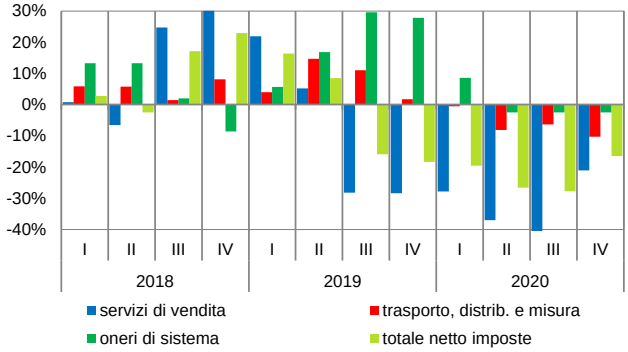


Figura 6-16 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)



Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Differenziale massimo del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura al 75% nel quarto trimestre.

Il costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stimati per il quarto trimestre variano da un minimo di poco più di 2 c€/GJ per la zona Nord-Est ad un massimo di 3 c€/GJ e 3,6 €/GJ, rispettivamente per le zone Centro-Sud e Sud (Figura 6-17). Calabria e Sicilia sperimentano quindi un costo relativo a tali servizi pari al 75% in più rispetto a Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna.

I confronto internazionale per i prezzi praticati alle imprese nel primo semestre 2020. Italia in lieve peggioramento dei differenziali di costo.

Il dato Eurostat aggiornato ai primi sei mesi del 2020, relativo al prezzo al dettaglio per le imprese per la classe di consumo ritenuta più rappresentativa (band I4, consumo tra 100.000 e 1.000.000 di GJ), pone l'Italia all'ottavo posto nell'Unione Europea, con un valore di poco meno di 7 €/GJ (Figura 6-18), in linea con la media, ma in posizione di relativo svantaggio rispetto ai maggiori *competitor*.
In termini di dinamica congiunturale, nel periodo gennaio-giugno dell'anno in corso la variazione del prezzo medio per le imprese italiane è stata pari al -2,9%, corrispondente ad una riduzione più contenuta rispetto a quella rilevata per il campione di imprese di Paesi maggiormente *competitor* (eccezion fatta per il Regno Unito). Continua quindi il trend in direzione di un allargamento del divario di costo innescato nel terzo trimestre 2019.
La mappa indica peraltro come la generalità dei Paesi occidentali conosca prezzi più bassi rispetto al resto dell'Unione. In ambito continentale l'Italia è uno dei Paesi che, per questo segmento di imprese, applica una tassazione tra le più basse. Soltanto Irlanda, Grecia e Lussemburgo applicano una tassazione più bassa. Più dell'83% del prezzo al dettaglio è composto dalle voci di energia, trasporto e distribuzione. Anche se si guarda alle sole imposte a carico delle imprese, l'Italia sperimenta un livello di tassazione pari a meno del 9% del prezzo pieno, valore questo inferiore a quello della Germania (14%) e Francia (11%) e superiore a quello di Spagna e Regno Unito (circa il 6%). Complessivamente, a differenza di quanto accade per i prezzi dell'energia elettrica, il ruolo dell'incidenza fiscale appare piuttosto contenuto nel raffronto internazionale.

Figura 6-17 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)

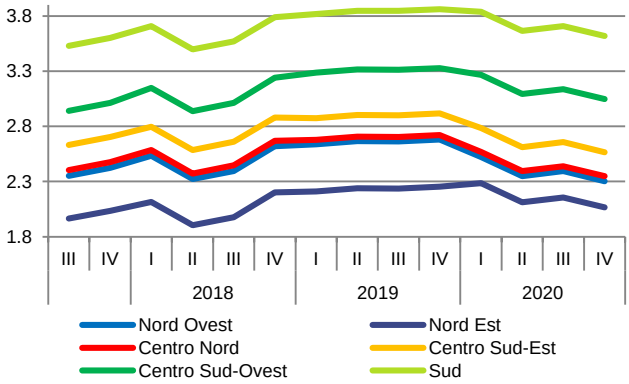
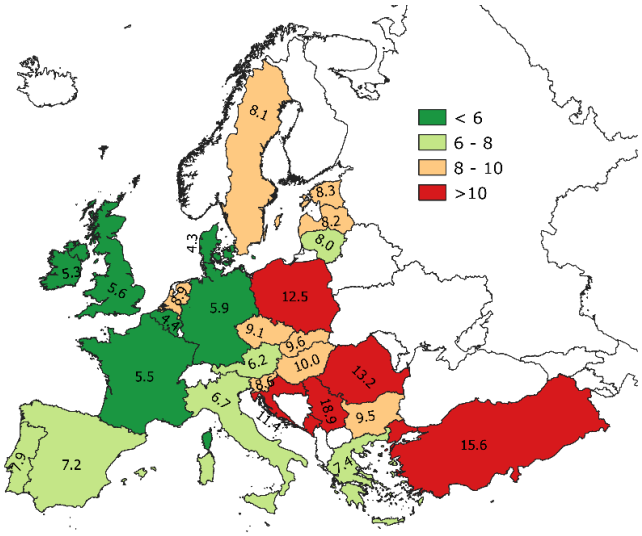


Figura 6-18 - Prezzi del gas al dettaglio in Europa per i consumatori non domestici nel primo semestre 2020, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (100 000 GJ - 1 000 000 GJ). Valori in €/GJ in parità di potere d'acquisto



6.3.2 Prezzi alle famiglie

Il confronto internazionale per i prezzi praticati alle famiglie. Prezzi in diminuzione più in Italia che nella media della zona euro. Livello dei prezzi a Roma più alto che nelle principali capitali europeee.

A partire dal terzo trimestre del 2019 è in atto una decisa riduzione del prezzo del gas naturale per i consumatori non domestici, di gran lunga superiore al tasso d'inflazione, tanto in Italia quanto nella media della zona euro, ma con una dinamica molto più accentuata per il nostro Paese (Figura 6-19, dato Eurostat). Il dato Eurostat suggerisce un tasso di variazione tra settembre 2019 e settembre 2020 superiore al 14%.

Un'altra fonte dati è quella relativa all'indagine mensile HEPI, che traccia l'andamento dei prezzi al consumo nelle capitali europee. Se si prendono a riferimento Parigi, Madrid, Berlino e Londra, Roma appare la città nella quale le famiglie pagano la bolletta più cara. Da questi dati si ricaverebbe una riduzione del prezzo a Roma negli ultimi dodici mesi intorno al 9% (Figura 6.20). Naturalmente, in entrambi i casi, trattandosi di rilevazioni campionarie, il dato non anticipa il possibile aumento dell'ultimo periodo dell'anno, come sottolineato in precedenza per i prezzi praticati alle imprese.

Figura 6-19 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP)

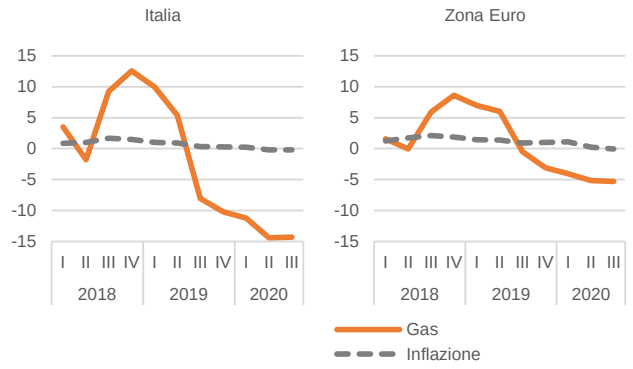
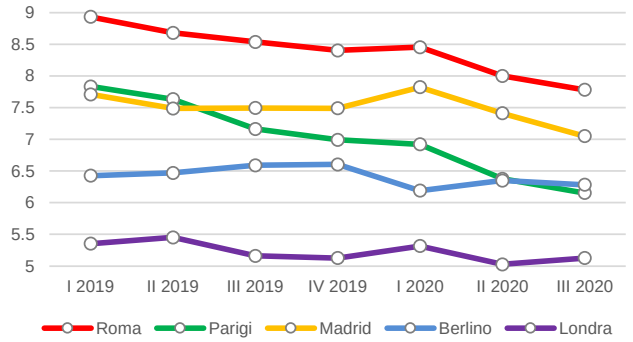


Figura 6-20 - Livello dei prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque Paesi europei. Valori in c€/kWh correnti. Dato HEPI



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

Mentre per la generalità delle merci è in diminuzione (-17%), per i prodotti low-carbon il valore della variazione tendenziale delle importazioni è in forte aumento (+40%), sospinto dalla domanda di mobilità a basse emissioni.

I dati Eurostat aggiornati al mese di giugno 2020 suggeriscono la centralità economica delle tecnologie finalizzate alla riduzione delle emissioni. Nel primo semestre 2020, caratterizzato da una diminuzione del PIL intorno al 10,6% e da una diminuzione del valore aggiunto manifatturiero del 20,6%, le importazioni relative al totale delle merci sono di concerto diminuite del 17,3%. Nel comparto low-carbon si è invece assistito ad un forte aumento del valore delle importazioni, stimabile intorno al 40,4%. Si tratta di un dato che suggerisce come questo comparto sia connotato da beni a chiara crescente centralità economica. Esaminando la tabella 6-1, la crescita delle importazioni pare sostenuta da tre prodotti che nel loro insieme contribuiscono a definire il ramo della mobilità a basse emissioni: i veicoli elettrici, i veicoli ibridi e le batterie agli ioni di litio. Insieme costituiscono ormai la metà delle importazioni nel comparto *low-carbon*. I prodotti del fotovoltaico rappresentano ancora un quinto dell'import, ma nel semestre considerato, a differenza della mobilità 'verde', sembrano aver risentito della contrazione della domanda interna. Il rimanente 25% delle importazioni è dato da prodotti del solare termico e dell'eolico.

Ulteriore peggioramento commerciale per l'Italia nella prima metà dell'anno in corso.

Con riferimento ai saldi, nel complesso la situazione sembra peggiorare nel dato parziale del 2020, in particolare con un valore del saldo normalizzato che passa da -0,28 a -0,30 (Tabella 6.2). A determinare questo risultato è ancora una volta il comparto della mobilità. Il solare termico continua a mostrare saldi positivi (+0,49 nella prima metà dell'anno), mentre la apparente buona performance del settore eolico sembra in realtà legarsi più a prodotti di complemento che al *core* dei generatori eolici, essendo questi ultimi in forte diminuzione (-0,97). Il miglioramento del saldo relativo alle celle fotovoltaiche non dovrebbe far pensare ad un aumento della competitività, poiché dipende da una netta contrazione delle importazioni più che da un aumento delle esportazioni.

La geografia della dipendenza dall'estero per la mobilità a basse emissioni.

Nel 2019 il disavanzo commerciale per i veicoli elettrici ed ibridi e per gli accumulatori agli ioni di litio è stato pari a 530 milioni di euro. Nei soli primi sei mesi del 2020 si è già raggiunto un valore di 413 milioni di euro. L'entità del disavanzo e la centralità economica del comparto della mobilità a basse emissioni pone il Paese in una posizione di dipendenza dall'estero, ma con un fattore di rischio ulteriore rappresentato dalla concentrazione geografica della produzione mondiale di questi prodotti. Per le batterie impiegate nelle auto elettriche, l'80% delle vendite globali è detenuto dai produttori asiatici.
La Figura 6.21 mostra come anche nel caso delle importazioni italiane Cina e Corea facciano la parte del leone per gli accumulatori Li-Ion. L'esposizione dell'Italia è però molto forte anche nei confronti di Paesi europei, in particolar modo per i veicoli BEV e PHEV. Il 97% circa delle importazioni italiane di veicoli ibridi proviene da Germania, Francia e Belgio, mentre ancora questi tre Paesi, con l'aggiunta della Spagna, costituiscono la provenienza del 70% circa delle importazioni di veicoli elettrici.

Tabella 6-1 - Composizione del valore delle importazioni italiane nel comparto low-carbon

	2017	2018	2019	2020**
PV	36,8%	34,0%	30,8%	21,8%
BEV	5,2%	8,4%	14,3%	20,0%
Li-Ion	10,1%	11,7%	13,6%	17,3%
PHEV	2,0%	4,2%	6,8%	12,2%
SOLAR	3,5%	3,1%	2,6%	1,7%
WIND	3,1%	3,7%	1,4%	1,7%
ACC	39,4%	35,0%	30,5%	25,4%
Totale	100%	100%	100%	100%

*** periodo gennaio - giugno*

Li-Ion: accumulatori agli ioni di litio
BEV: veicoli elettrici a batteria
PHEV: veicoli ibridi *plug-in*
WIND: generatori eolici
SOLAR: solare termico
PV: celle fotovoltaiche
ACC: altri accumulatori

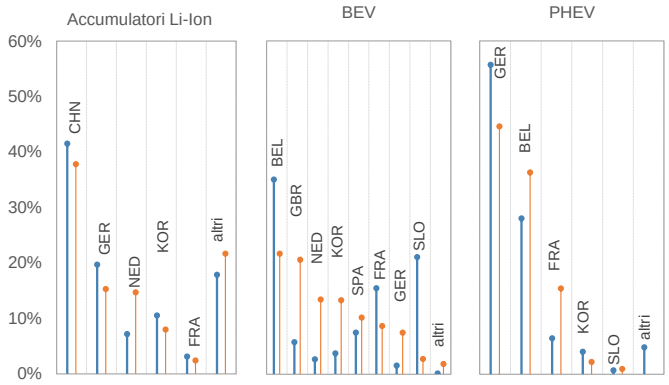
Tabella 6-2 - Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon

	2017	2018	2019	2020**
Veicoli a basse emissioni	-0,80	-0,85	-0,91	-0,95
Veicoli elettrici (BEV)	*-0,77*	*-0,82*	*-0,89*	*-0,95*
Veicoli ibridi (PHEV)	*-0,89*	*-0,91*	*-0,96*	*-0,97*
Accumulatori	-0,09	-0,15	-0,23	-0,29
Accumulatori Li-Ion	*-0,67*	*-0,7*	*-0,65*	*-0,64*
Fotovoltaico	-0,18	-0,27	-0,26	-0,02
Celle fotovoltaiche	*0,01*	*-0,13*	*-0,17*	*0,11*
Solare termico	0,4	0,39	0,37	0,49
Eolico	0,25	0,08	0,47	0,43
Generatori eolici	*-0,74*	*-0,96*	*-0,14*	*-0,97*
Totale settori low-carbon	-0,11	-0,20	-0,28	-0,30
Totale core settori low-carbon *	*-0,14*	*-0,31*	*-0,4*	*-0,4*
Totale merci	0,06	0,04	0,06	0,06

** non comprende:*
- *accumulatori diversi da Li-Ion;*
- *diodi luminosi utilizzati nei sistemi fotovoltaici;*
- *torri utiizzate nei sistemi eolici.*

*** periodo gennaio - giugno*

Figura 6-21 - Composizione geografica dell'import italiano nella mobilità a basse emissioni nel 2019 e nel I semestre 2020



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 definite come "La triplice sfida di fornire energia sicura, economica ed ecologicamente sostenibile" (World Energy Council). La gestione dell'l'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:

a) "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.
b) 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.
c) 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 CO_2, 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

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

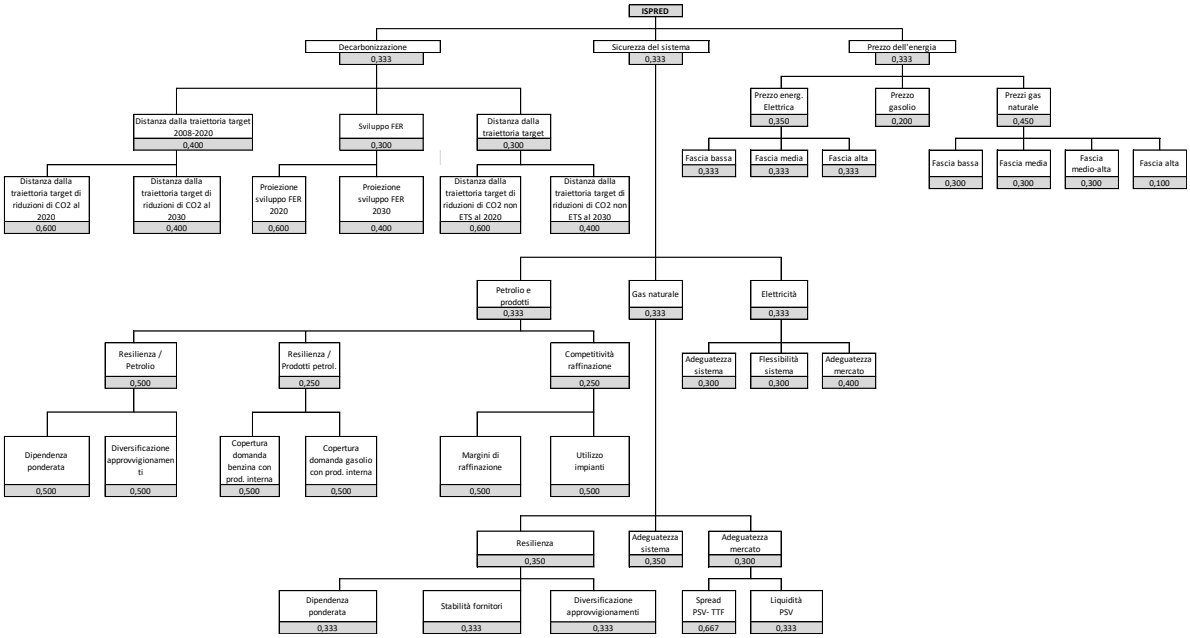
Normalizzazione, aggregazione e ponderazione degli indicatori:

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 i si ottiene mediante la formula:

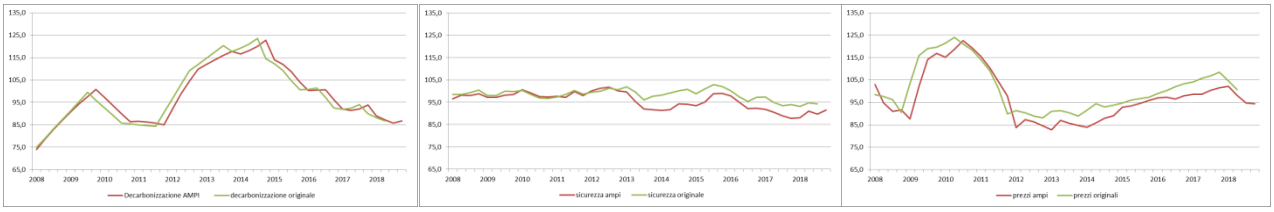
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} +/- S_{r_i} CV_i$$

dove:

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

Quindi l'AMPI, si compone di due parti, l'effetto 'medio' (M_{ri}) e l'effetto 'penalità' ($S_{ri}cv_i$) 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'.

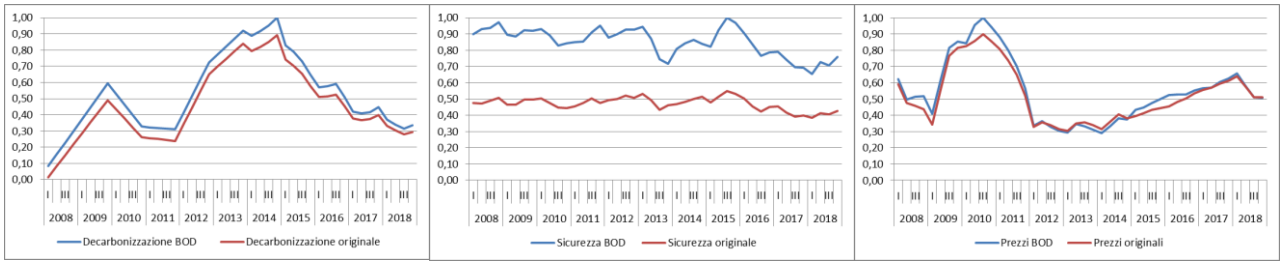
BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

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:

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

dove i pesi sono posti non negativi e I_{cq} rappresenta il punteggio normalizzato del q-esimo indicatore semplice (*q=1, ..., Q*) per il trimestre *c* (*c=1, ..., 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.

Figura 1-1 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)
È riportato il valore annuale dell'indice ISPRED, ottenuto dalla combinazione dei valori delle tre dimensioni, e la variazione percentuale di ciascuno sull'anno precedente.

Figura 1-2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico
La figura descrive l'evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico, ottenuti dalla combinazione degli indicatori inclusi in ciascuna dimensione, come descritto in Figura 1.1.

Figura 1-3 – Emissioni totali di CO2 del sistema energetico – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 60 trimestri

Figura 1-4 - Emissioni di CO2 dei settori regolati dalla Effort Sharing Decision – dati storici, traiettorie verso gli obiettivi 2030 e proiezione su ipotesi di continuazione del trend degli ultimi 60 trimestri

Figura 1-5 - Prezzi medi dell'elettricità sulle principali borse europee

CAPITOLO 2

Figura 2-1 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale
Fonti dati:
• http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets
• IEA, Oil market report
• OPEC, Monthly Oil market report

Figura 2-2 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio ($/bbl, asse dx)
La fonte dei dati sulla produzione di petrolio è www.eia.gov

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)
Fonte dati: https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices

Figura 2-4 - Prezzi del gas naturale (€/MWh)
Fonti dati: https://agsi.gie.eu/#/
Fonti dati:
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx - Prezzo medio mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices - Prezzo mensile del gas naturale registrato al Punto di Scambio Virtuale: http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx
- Prezzo medio mensile dell' LNG spot importato in Giappone: http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html

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

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

Figura 2-7 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)
Il superindice ENEA del sistema energetico italiano mette insieme indicatori relativi ad alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia dei diversi settori di uso finale. L'indice presenta infatti un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria ($\rho > 97\%$), dunque è un utile strumento sia per interpretare l'andamento dei consumi di energia sia per ottenere una indicazione di massima delle prospettive di breve periodo.
Per ogni anno, il valore del superindice è il risultato della media pesata dei valori degli indici (2010=100) relativi alle seguenti variabili:
- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas e del petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)
Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (http://dati.istat.it/).
La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale è ARERA https://www.arera.it/it/dati/gs3.htm
La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea (https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin).
La variabile "proxy Gradi Giorno" rappresenta l'andamento dei Gradi Giorno calcolati per la stazione meteorologica Firenze Peretola. Per Gradi Giorno si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera.
La stazione di Firenze è stata scelta in quanto la media dei Gradi Giorno dei Comuni Italiani, pesata sulla popolazione presente (censimento 2011 sulla popolazione, ISTAT), è simile al valore del Comune di Firenze (fonte AEEG - Tab. A allegata al D.P.R. 412/93 aggiornata al 31 ottobre 2009). Così come per la variabile "proxy Gradi Giorno", anche la proxy Cold Degree Days (CDD) viene calcolata sui dati relativi alla stazione meteorologica Firenze Peretola. Per CDD si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura media esterna giornaliera e la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 23 °C.
Per i valori di temperatura sono stati utilizzati fino al dicembre 2015 i dati ISPRA (relativi come detto alla stazione di Firenze Peretola); per l'anno 2016 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (http://en.tutiempo.net/climate/italy.html), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.
Fonti dati:
• ISTAT http://dati.istat.it/
• ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
• TUTIEMPO http://en.tutiempo.net/climate/italy.html
• ISTAT http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx
• ARERA https://www.arera.it/it/dati/gs3.htm
• Commissione UE https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin

Figura 2-8 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)
Elaborazioni su dati ISTAT:
• Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: http://dati.istat.it/
• Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: http://dati.istat.it/

Figura 2-9 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)
Elaborazioni ENEA su dati ISTAT: Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: http://dati.istat.it/

Figura 2-10 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi sei mesi del 2020 e del 2019 (gradi, asse sin) e delta (gradi, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati TuTiempo. Fonte:
• http://en.tutiempo.net/climate/italy.html

Figura 2-11 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)
Elaborazioni su dati AEEG e Commissione Europea:
• AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls
• Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin

CAPITOLO 3

Figura 3-1 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)
Nei consumi di energia primaria sono considerati:
• gas naturale (fonte MiSE, bilancio mensile del gas naturale)
• petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MiSE di consumi petroliferi);
• energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MiSE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
• import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
• solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MiSE (bollettino petrolifero), Newsletter trimestrale di Elettricità Futura, Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MiSE (consumi petroliferi).
I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura dell'Analisi trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti. Ogni eventuale modifica, anche parziale, della stima dei consumi di energia, sarà in ogni caso riportata ed evidenziata nei Rapporti ENEA successivi.
Fonti dati:
• Bilancio mensile gas, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/gas_naturale_bilancio.php
• Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
• Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php
• Bollettino petrolifero, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petrolifero.php
• Carbone MiSE https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_carbone.php
• Supply and transformation of oil - monthly data [nrg_102m], Eurostat, http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx

Figura 3-2 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)
Vedi nota Figura 3.1 e Figura 2.7

Figura 3-3 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)
Variazione tendenziale dei consumi trimestrali di energia primaria per le fonti: solidi (comprese biomasse usi elettrici), gas naturale, petrolio, rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico), import netto di elettricità.
Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).
Fonti dati: vedi la nota di Figura 3.1.

Figura 3-4 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)
Dato trimestrale dell'energia primaria destinata alla generazione di energia elettrica per fonte. I dati sono espressi in Mtep di energia primaria.
Fonti dati:
• Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
• Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx

Figura 3-5 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dalla media trimestrale 2009-2019 (TWh, adx)
Produzione idroelettrica netta trimestrale e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2009-2019. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA.
Fonte dati:
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx

Figura A – Driver della domanda di energia (IV trimestre 2019=100)
Elaborazioni su dati ISTAT (PIL e produzione industriale) e ANAS (dati di traffico).

Figura B – Variazione tendenziale del fabbisogno di energia primaria in Italia nei primi dieci mesi del 2020 (Mtep)
Elaborazioni su dati Mise (Petrolio e solidi), SNAM (gas) e TERNA (Import elettrico e FER).

Figura C – Vendite dei principali prodotti petroliferi nei primi nove mesi dell'anno (var. tendenziale, kt)
Elaborazioni su dati MiSE (Consumi petroliferi).

Figura D – Traffico veicoli totali e solo pesanti su rete Anas (var.% tendenziale)
Elaborazioni su dati ANAS.

Figura 3-6 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e var. tend.. (asse sx, Mtep)
Vedi Nota figura 3.1.

Figura 3-7 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)
Vedi Nota figura 3.1.

Figura 3-8 - Consumi elettrici (var. % tend., asse sx), consumi elettrici e % elettricità sui consumi finali (2008=100, asse dx)
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx
• MiSE, Bilanci energetici nazionali https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php
• per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 3.1

Figura 3-9 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)
• Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliferi.php

Figura 3-10 - Consumi energetici trasporto stradale ed Indice di Mobilità Rilevata nei primi 9 mesi 2020 (var. % tend. i)
Elaborazioni ENEA su dati MiSE ed Aiscat.

Figura 3-11 - Consumi energetici industria e indici della produzione industriale (media mobile 4 trimestri, 2010=100)
Fonti dati:
• MiSE, Bilanci energetici nazionali
• per i consumi finali di energia: vedi la nota di Figura 3.1
• Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale
http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 3-12 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)
Fonti dati:
• MiSE, Bilanci energetici nazionali
• per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 3.1
• l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

CAPITOLO 4

Figura 4-1 - Emissioni trimestrali di CO_2 (somma ultimi 4 trimestri, Mt CO_2) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)
Evoluzione delle emissioni di CO2 del sistema energetico nazionale dal 2005 e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005. Fonti dati:
• Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014
http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
• Per i dati relativi dal 2015 stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2018.

Figura 4-2 - Stima delle emissioni di gas serra del sistema energetico italiano per settore (Mt CO_2eq) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)
Vedi nota Figura 4.1 e Figura 4.3.

Figura 4-3 - Emissioni trimestrali di CO_2 nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)
La suddivisione delle emissioni di CO_2 tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:
• http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
• http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view .

Figura 4-4 - Emissioni trimestrali di CO_2 per settore (variazioni tendenziali, kt CO_2)
Vedi Nota Figura 4.1 e Figura 4.2.

Figura 4-5 - Emissioni di CO_2 da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale
Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO2 del settore della generazione elettrica, scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA.
Fonti dati:
• Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format)
http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx

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

Elaborazioni ENEA su dati Terna:
• Newsletter mensile Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx

Figura 4-7 - Emissioni di CO_2 e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)
Per i consumi di energia nei trasporti le elaborazioni ENEA sono basate sui dati MiSE consumi petroliferi, i coefficienti di emissioni settoriale per fonte sono Fonte ISPRA, Inventario Emissioni. Per il PIL la Fonte è ISTAT

Figura 4-8 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO_2 (gCO_2/km, asse dx)
Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione ed emissioni di anidride carbonica. Fonti dati:
• ACI, http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html
• UNRAE, http://www.unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/2016-01/2016-12)
• http://www.unrae.it/dati-statistici/circolante/3813/parco-circolante-al-31122016

Figura 4-9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)
Vedi nota figura 4.8

Figura 4-10 - Emissioni di CO_2 – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo
La variazione delle emissioni di CO_2 è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:
CO_2 = (CO_2 / Energia) × (Energia / PIL) × (PIL / POP) × POP.
La formula lega le emissioni annue di CO_2 all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO_2/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO_2 derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:
[d(lnC)/dt = d(lnC/E)/dt + d(lnE/PIL)/dt + d(lnPIL/POP)/dt + d(lnPOP)/dt],
da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO_2 sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.
Nel documento viene proposta una variante della Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene aggiunta la quota di energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):
CO2= POP x PIL/POP x Energia/PIL x Fossili/Energia x CO_2/Fossili

Figura 4-11 - Emissioni di CO_2 in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue
Vedi nota Figura 4.10

Figura 4-12 - Emissioni di CO_2 in Italia e sue componenti (somma degli ultimi 4 trimestri precedenti ad ogni periodo; 2010=100)
Vedi nota Figura 4.10

Figura 4-13 - Emissioni di CO_2 in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2015-2019)
Elaborazioni ENEA su dati Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/data/database) ed UNFCC GHG Inventory Submissions (https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2019), fino al 2018, per il 2019 elaborazioni su dati BP Statistical Review of World Energy (https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html).

Figura 4-14 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)
Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (http://anie.it/).

Figura 4-15 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)
Valori medi trimestrali di nuova potenza connessa alla rete in Italia dal 2014. Per il 2020 il dato si riferisce ai primi quattro mesi. Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (http://anie.it/).

CAPITOLO 5

Figura 5-1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; N.B.: per 2020 e 2021 elaborazioni ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report, ed EIA-DOE

Figura 5-2 - Produzione globale di petrolio per aree, dati storici (Mbbl/g; N.B.: per il 2020 elaborazione ENEA su proiezioni IEA e EIA-DOE) e previsione IEA del 2016 per il 2020
Vedi nota Figura 5-1

Figura 5-3 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)
Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kt, asse destro). Base dati trimestrale.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 5-4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 5-5 - Variazione delle importazioni di petrolio greggio per area di provenienza (marzo-agosto 2020 rispetto a gennaio-febbraio 2020)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera.

Figura 5-6 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)
Vedi nota Figura 5-5

Figura 5-7 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)
L'import/export netto è calcolato come differenza tra la quantità di prodotto esportato e quella importata. Per ogni prodotto petrolifero le importazioni nette sono rappresentate dai valori positivi, le esportazioni nette dai valori negativi.
Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 5-8 - Crack spread sulla benzina e sul diesel

Figura 5-9 – Differenziale Brent-Ural ($/bbl)
Fonti dati:
- MED: margini calcolati da "EMC Benchmark", relativi a una raffineria costiera di media complessità ubicata nel Mediterraneo, con una carica composta da 50% di petrolio Brent e 50% di petrolio Ural (http://www.saras.it/saras/pages/investors/themarket2/emcbenchmark2/weeklyemc2?body=40);
- ASIA: margini di una raffineria dell'area Asiatica, Singapore, che utilizza petrolio proveniente da Medio Oriente, Dubai (https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls);
- USGC: margini di una raffineria degli Stati Uniti, US Gulf Coast, che utilizza una carica composta miscela di petrolio Heavy Louisiana Sweet (HLS) e Light Louisiana Sweet (LLS) (https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls);
- NWE: margini di una raffineria del Nord Ovest Europa che utilizza miscela di petrolio tipica dell'area (http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/main-indicators#sthash.pwPL8irw.dpuf)

Figura 5-10 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche ($/bbl; NB: per il III trimestre dati parziali)

Figura 5-11 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt; NB: per il III trimestre dati parziali)
Fonte: Elaborazione ENEA su dati IMF: https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices

Figura 5-12 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (%; NB: per il III trimestre dati parziali)
Fonte dati: https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/

Figura 5-13 - Composizione dell'approvvigionamento del greggio e consumi totali di greggio (fonte: elaborazione EST su dati BEN)

Figura 5-14 - Indice di dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento del greggio (Fonte: Elaborazione EST su dati BEN)

Figura 5-15 - Quantità importate dall'Italia per Paese di provenienza (fonte: elaborazione EST su dati Alphatanker e MiSE)

Figura 5-16 - Distribuzione dell'indice di Shannon per risorsa petrolifera (elaborazione EST su dati Alphatanker a) e MiSE b))

Figura 5-17 - Approvvigionamento marittimo di greggio per Paese esportatore nel 2019 (fonte: elaborazione EST su dati Alphatanker)

Figura 5-18 - Approvvigionamento di greggio per Paese produttore nel 2019 (fonte: elaborazione EST su dati MiSE)

Figura 5-19 - Qualità dei greggi importati (fonte: elaborazione EST su dati del Bollettino Petrolifero 2019)

Figura 5-20 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m3) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database.

Figura 5-21 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database

Figura 5-22 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m3, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)
Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database (https://www.jodidata.org/gas/)

Figura 5-23 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati IEA: https://www.iea.org/gtf/
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-24 - Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni m3)

Figura 5-25 - Consumo interno lordo di gas e importazioni in Cina (milioni m3)

Figura 5-26 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-27 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-28 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-29 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2019 e valori medi del 2019 e 2020 (MSm3)
Elaborazioni ENEA su dati SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato:
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 5-30 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas al PSV e del GNL importato in Giappone (dx)
Elaborazioni ENEA su dati:
- SNAM rete gas, Bilanci giornalieri del gas trasportato,
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Punto di Scambio Virtuale:
http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx
- Prezzo medio mensile dell'LNG spot importato in Giappone: http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html

Figura 5-31 - Indicatore della stabilità dei fornitori di gas naturale in Italia

Figura 5-32 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)
Fonti dati:
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx
- Prezzo mensile al PSV: http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx

Figura 5-33 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-34 - Richiesta di energia elettrica mensile osservata nel periodo post-pandemia (punti in rosso) e intervallo di previsione al 95% stimato nel periodo pre-pandemia (GWh)
Previsione per i mesi successivi all'introduzione delle misure di contrasto alla pandemia, formulata sulla base dei valori osservati aggiornati al mese di febbraio 2020. Gli intervalli di previsione costituiscono valori attesi coerenti con l'andamento storico, tenuto conto della dinamica del trend e della componente ciclica, ricavati da un modello TRAMO-SEATS senza variabili esogene. La distanza tra il valore osservato (espresso graficamente nel punto in rosso) e il valore centrale dell'intervallo rappresenta una stima del gap nella richiesta di energia elettrica, mentre una sua collocazione al di fuori dell'intervallo indica un valore statisticamente anomalo.

Figura 5-35 - Punta di domanda in potenza (GW)
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-36 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile)

Figura 5-37 - Produzione elettrica da rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica su base mensile
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 5-38 - Variazione della quota % di produzione per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte - II trimestre 2020 rispetto al II trim. 2019 (asse dx)

Figura 5-39 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,5% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

Figura 5-40 - Domanda residua oraria, valore minimo (MW)
Fonti dati: Elaborazioni ENEA su dati Terna:
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx

Figura 5-41 - Domanda residua media oraria nel III trimestre 2020 e 2019
Vedi nota Figura 5-40

Figura 5-42 - Volumi venduti sul MSD (TWh) e quota di produzione da FRNP sulla richiesta (%)

Figura 5-43 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)
Fonte dati: serie storica dei comunicati mensili relativi al corrispettivo unitario di cui all'articolo 44, comma 44.6 della deliberazione AEEG n. 111/06.

Figura 5-44 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno (soglia dell'1% delle ore con il margine più ridotto)
L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report. Una descrizione della definizione di adeguatezza è contenuta anche in Terna, Contesto ed evoluzione del sistema elettrico, 2019, pag. 78 e seguenti).
Nel dettaglio, l'eccesso di capacità è calcolato come rapporto tra il margine di capacità effettivamente registrato in ogni ora dell'anno e la domanda registrata in quell'ora. Per ogni ora dell'anno il margine di capacità effettivo è calcolato come differenza fra la capacità di generazione disponibile e la somma della domanda relativa a quell'ora e del margine di riserva. La capacità di generazione disponibile in ogni ora è calcolata come somma di: capacità termoelettrica effettivamente disponibile (al netto delle indisponibilità), produzione effettiva da fonte idroelettrica, eolica e fotovoltaica, elettricità effettivamente importata dall'estero. I valori pubblicati in figura fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo nell'ora più "critica" di ogni trimestre.
Fonti dati:
- Capacità termoelettrica installata: elaborazioni ENEA su dati Terna e ENTSO-E.
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report
- Margine di riserva per zona di mercato: Terna, Year-ahead forecast margin including peak load forecast - adequacy margin [MW] at time of annual peak load, diversi anni.
- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, https://www.entsoe.eu/publications/system- development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx

Figura 5-45 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)
Elaborazioni ENEA su dati GME:
http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadDati.aspx?val=MSD_ServiziDispacciamento

Figura 5-46 - Variazione della quota % di vendite in borsa per fonte (asse sx) e quota di ogni fonte (asse dx) – II trim. 2020

Figura 5-47 - Spark spread (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (%, asse dx)
Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014/I/eelcome), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV.

CAPITOLO 6

Figura 6-1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA. Per la definizione delle classi dimensionali valgono le seguenti ipotesi:

Tipologia consumatore	MWh/a, lim. inf.	MWh/a, lim. sup.	MWH/a, mediana	Tensione	Potenza imp. (kW)
Piccolo	100	300	169	BT	95
Medio-piccolo	300	1,200	557	MT / BT	257
Medio	1,200	10,000	2,505	MT	984
Grande	10,000	70,000	40,000	AT / MT	10,000
Grandissimo	70,000	150,000	100,000	AAT	25,000

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
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.
Per i valori relativi alle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. I valori presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh. La componente PD viene considerata come media semplice dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento. Il grafico mostra la variazione percentuale della componente PD da un trimestre a quello successivo. La componente PE viene considerata come media ponderata dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento e per ciascuna fascia di consumo. I pesi assegnati sono 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. Il grafico mostra la variazione percentuale delle componenti PD e PE da un trimestre a quello successivo.

Figura 6 3 - Stima degli oneri di sistema per le utenze non domestiche nella fascia di consumo 500 – 2.000 MWh/a (c€/kWh).
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 6-4 - Variazioni congiunturali dei prezzi al netto delle imposte recuperabili per i consumatori industriali nel primo semestre 2020
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-5 - Numero indice dei prezzi di mercato semestrali per i consumatori industriali italiani rispetto alla media della zona euro
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-6 - Composizione del prezzo di mercato dell''energia elettrica per i consumatori non domestici, distinta per fasce di consumo, per l'Italia e per la zona euro. Primo semestre 2020
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6 7 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 6-8 - Tasso di inflazione tendenziale (*HICP*) e tasso di variazione annua tendenziale per il prezzo dell'energia elettrica al consumo
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-9 - Prezzi di mercato medi trimestrali dell'energia elettrica (c€/kWh) per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque Paesi europei. Fonte: HEPI
Elaborazioni ENEA su dati HEPI (https://www.energypriceindex.com/latest-update).

Figura 6-10 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)
Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 6-11 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)
Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo industriale gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 6-12 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)
Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 6-13 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx)
La fascia di consumi annui è tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non al numero di dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, per lo più allacciata alla rete di distribuzione, è definita piccola utenza industriale. La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per la piccola utenza è basata sui corrispettivi per i "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" al netto delle imposte definiti trimestralmente da ARERA per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. Si è ipotizzata una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. I valori si riferiscono a un consumo annuo tra 5.000 e 200.000 Smc/anno e sono calcolati come media pesata delle tariffe previste per le due fasce di consumo 5001-80.000 Smc/anno e 80.001-200.000 Smc/anno, per ciascuno degli ambiti tariffari. Il prezzo medio nazionale è quindi calcolato come media dei prezzi dei diversi ambiti territoriali, pesata sui consumi annui.
Fonte dati, ARERA https://www.arera.it/it/dati/condec.htm

Figura 6-14 - Componente Cmem per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)
Vedi nota Figura 6-13.

Figura 6-15 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)Figura 6-16 - Andamento delle componenti del prezzo del gas
Vedi nota Figura 6-13.

Figura 6-16 - Andamento delle componenti del prezzo del gas
Vedi nota Figura 6-13.

Figura 6-17 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, per ambito territoriale, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)
Vedi nota Figura 6-13.

Figura 6-18 - Prezzi del gas al dettaglio in Europa per i consumatori non domestici nel primo semestre 2020, al netto di tasse e imposte recuperabili, band I4 (100 000 GJ - 1 000 000 GJ). Valori in €/GJ in parità di potere d'acquisto
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-19 - Tasso di variazione dei prezzi del gas per le famiglie a confronto (dato Eurostat, HICP)
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-20 - Livello dei prezzi medi trimestrali del gas naturale per i consumatori domestici rilevati nelle capitali di cinque Paesi europei. Valori in c€/kWh correnti. Dato HEPI
Elaborazioni ENEA su dati HEPI (https://www.energypriceindex.com/latest-update).

Tabella 1 - Composizione del valore delle importazioni italiane nel comparto low-carbon
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Tabella 2 - Saldi normalizzati Italia nelle tecnologie low-carbon
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 6-21 - Composizione geografica dell'import italiano nel comparto della mobilità a basse emissioni nel 2019 e nel primo semestre 2020
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Ottobre 2020