



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

III trimestre 2019.



4/2019

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

III trimestre 2019

n. 4/2019

2019 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,

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Colosimo
- Capitolo 5: 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. Quadro di sintesi dei consumi di energia	8
2.1 Variabili guida del sistema energetico	8
2.2 L'andamento dei consumi energetici	13
3. Decarbonizzazione del sistema energetico.....	19
4. Sicurezza del sistema energetico italiano	24
4.1 Sistema petrolifero.....	24
4.2 Sistema del gas naturale	28
4.3 Sistema elettrico	33
5. Prezzi dell'energia.....	38
5.1 Prezzi dell'energia elettrica.....	38
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	42
5.3 Prezzi del gas naturale	43
Nota metodologica	45

Sintesi dei contenuti

Consumi di energia stabili nel III trimestre. Per l'intero 2019 si stima un calo inferiore all'1%, in modesto disaccoppiamento rispetto all'evoluzione dell'economia e delle altre variabili guida

- Secondo le stime ENEA nel III trimestre i **consumi di energia primaria** sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i consumi sono in calo di circa l'1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente: il forte calo dei primi tre mesi è stato infatti in buona parte ridimensionato dal risultato dei successivi due trimestri. Sulla base di dati parziali, una stima preliminare per l'intero 2019 indica una conferma del calo registrato nei primi nove mesi (-1% circa).
- Anche i consumi finali di energia sono rimasti nel III trimestre sostanzialmente invariati, mentre nell'insieme dei primi nove mesi sono stimati in calo di circa mezzo punto percentuale. Anche in questo caso la riduzione significativa di inizio anno, imputabile principalmente alla minore domanda di gas per il riscaldamento, è stata in parte bilanciata prima dalla ripresa dei consumi di gas nel II trimestre (sempre per ragioni di natura climatica), poi dall'aumento dei consumi di prodotti petroliferi nei trasporti nel corso del III trimestre (+1% la variazione tendenziale).
- La stima preliminare per l'intero 2019 accentua leggermente il dato dei primi nove mesi: si stima infatti una riduzione dei consumi finali compresa tra -0,5 e -1%, un dato peraltro in linea con l'andamento dei principali driver dei consumi, come sintetizzato nel Superindice ENEA. Quest'ultimo risulta infatti in diminuzione di circa mezzo punto percentuale sia nei primi nove mesi sia nell'intero 2019, perché la spinta marginalmente positiva proveniente dal PIL (+0,2% la previsione più recente) è stata più che compensata da quella negativa fornita dalla produzione industriale (-1,2%) e dal clima (gradi giorno riscaldamento stimati in lieve calo), mentre i prezzi di gas ed elettricità sono rimasti praticamente invariati. Questi dati, se confermati nei consuntivi di fine anno, indicano che anche nel 2019 l'andamento dei consumi energetici è riuscito solo in modo marginale a disaccoppiarsi dall'andamento delle variabili guida, economia in primis.
- In termini di fonti energetiche, il III trimestre ha fatto registrare una nuova forte diminuzione del carbone (quasi 1 Mtep in meno), che porta il calo complessivo nei primi nove mesi a circa 1,5 Mtep. Per fine anno si stima una riduzione superiore al 20%, dovuta per la gran parte al *phase out* del carbone nella generazione elettrica: nei primi nove mesi del 2019 la produzione elettrica da solidi del gruppo Enel in Italia si è ridotta del 40% rispetto allo stesso periodo di un anno fa. Dopo la forte crescita del II trimestre, i consumi di gas naturale sono invece cresciuti ancora nel III (+7%), spinti dalla termoelettrica, dove il gas è stato favorito dal forte calo delle importazioni di elettricità. Nei primi nove mesi del 2019 l'aumento dei consumi di gas è pari al 5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre per l'intero 2019 si stima un aumento leggermente più contenuto (+3%). I consumi di petrolio sono tornati ad aumentare nel III trimestre (+1% tendenziale), spinti dalle vendite di carboturbo per il trasporto aereo (+4%), ma complessivamente nel periodo gennaio-settembre 2019 restano in calo dell'1%, e un calo simile si stima anche per l'intero 2019.
- È interessante che complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno, i consumi di fonti fossili sono rimasti invariati rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente, sebbene con un rilevante cambiamento del mix in direzione meno *carbon intensive*. La produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) è invece tornata nel III trimestre ad una crescita tendenziale (+5%), grazie alla ripresa della produzione idroelettrica, ma nell'insieme dei primi nove mesi resta in lieve calo rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-0,6%), perché la produzione idroelettrica è complessivamente diminuita di quasi 4 TWh (-10%), mentre fotovoltaico ed eolico sono in aumento di poco più di 3 TWh (+9% e +13% rispettivamente).

Nel III trimestre la decarbonizzazione del sistema elettrico torna a ridurre le emissioni di CO₂, che per l'intero 2019 sono stimate in calo di circa l'1%

- Nel III trimestre 2019 le emissioni di CO₂ dell'intero sistema energetico sono tornate a ridursi (-2% tendenziale), principalmente grazie ai settori ETS (-4%). Questo calo porta le emissioni complessive dei primi nove mesi dell'anno a una variazione negativa rispetto allo stesso periodo del 2018 (-0,8%), variazione stimata inoltre in accentuazione sull'intero 2019 (per il quale la stima preliminare è di un calo di circa l'1%, circa 4 Mt in meno). Questo calo delle emissioni superiore a quello dei consumi finali¹ è spiegato dal già sottolineato cambiamento del mix di fonti fossili in direzione meno *carbon intensive*. La riduzione delle emissioni deriva infatti in misura preponderante dal settore della generazione elettrica, dove la sostituzione del carbone con il gas ha portato nei primi nove mesi dell'anno a una riduzione delle emissioni del 3,5% pur in presenza di produzione da fonti fossili invariata. Decisamente più contenute (ampiamente inferiori all'1%) sono invece le riduzioni delle emissioni dei settori trasporti e civile.

Prezzi dell'energia in calo nella seconda metà dell'anno, ma peggiora la posizione relativa dell'Italia rispetto agli altri Paesi europei

- Nella seconda metà dell'anno i prezzi dell'energia elettrica hanno beneficiato del calo dei prezzi del gas sui mercati internazionali dell'energia. Nel III trimestre le variazioni tendenziali, sebbene differenziate a seconda della fascia di consumo, sono risultate ancora marginali, mentre nel IV trimestre i consumatori non domestici hanno beneficiato di riduzioni pari in media al 10% circa rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Nonostante questi cali, in media d'anno i prezzi dell'elettricità sia per le imprese sia per i consumatori domestici si sono collocati su valori simili a quelli del 2018, sebbene nei primi 11 mesi il prezzo medio del gas naturale sui mercati all'ingrosso sia diminuito del 30% e il prezzo dell'elettricità sulla borsa elettrica del 13%. Nel caso dei consumatori domestici il forte calo della componente approvvigionamento energia (quasi 1 c€/kWh in meno, -10%) è stato più che bilanciato dall'aumento degli oneri di sistema (+1 c€/kWh, +26%).

¹ NB: per il confronto è preferibile usare i consumi finali perché il dato dei consumi primari è parzialmente distorto da convenzioni statistiche.

- Il recente aggiornamento dei dati Eurostat (relativi al I semestre 2019) per tutti i Paesi UE ha inoltre confermato le stime preliminari riportate nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, secondo cui nella prima metà dell'anno gli aumenti dei prezzi sono stati in Italia più elevati di quelli registrati in media nell'UE, soprattutto per i consumatori domestici (+12% contro +5%).
- In termini di valori assoluti il posizionamento internazionale dell'Italia resta poco lusinghiero. Nel caso dei consumatori non domestici i prezzi dell'elettricità restano i più alti dell'UE per le tre fasce più basse di consumo. La situazione è migliore per le fasce di consumo più elevate, ma anch'esse pagano prezzi maggiori della media UE. Nel caso dei consumatori domestici il dato è complessivamente meno negativo, perché il posizionamento del Paese al primo semestre 2019 è intorno alla linea mediana (circa metà della popolazione UE subisce un prezzo superiore a quello italiano). Negli ultimi tre anni, tuttavia, è sembrata delinearsi una tendenza al peggioramento, perché il prezzo italiano è salito ad un tasso medio annuo maggiore sia di quello rilevato nei Paesi della Zona Euro (3,1% contro 1,8%) sia rispetto all'inflazione (3,1% contro 0,8%).
- Nel caso dei prezzi del gas, nella seconda metà del 2019 si sono finalmente trasmessi ai prezzi al dettaglio i forti ribassi della materia prima, con cali tendenziali stimati vicini al 20% sia nel III sia nel IV trimestre. Ma anche in questo caso il confronto con gli altri Paesi UE (fermo al I semestre), segnala un aumento dei differenziali di prezzo a svantaggio dell'Italia: i prezzi del gas per le diverse tipologie di consumatori industriali sono maggiori della media UE di circa il 10%, quelli dei consumatori domestici maggiori del 22%.

Indice ISPRED in ripresa congiunturale dai minimi della serie storica, ma ancora in calo rispetto a un anno prima. Non basta la decarbonizzazione del settore termoelettrico, resta problematica la modesta crescita delle rinnovabili

- L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA torna a una variazione congiunturale positiva, ma in termini tendenziali (cioè rispetto al III trimestre 2018) registra invece un nuovo calo (-8%), sebbene decisamente più contenuto di quello del trimestre precedente. Il calo tendenziale è dovuto al peggioramento delle componenti decarbonizzazione e prezzi, mentre nel caso della sicurezza si rileva un peggioramento solo marginale.
- La dimensione decarbonizzazione, pur beneficiando del citato calo delle emissioni di CO₂ del settore elettrico, sconta per un verso il fatto che questo calo è stato nel 2019 inferiore a quello registrato nel 2018, per cui non basta a compensare i cali più modesti degli altri settori, per un altro verso la lenta crescita delle fonti rinnovabili, la cui quota sui consumi è ferma a poco più del 18% e si allontana in misura sempre più rilevate della traiettoria di crescita coerente con gli obiettivi al 2030. La sola decarbonizzazione del settore termoelettrico sembra dunque non bastare a garantire la transizione verso un'economia low-carbon.
- La dimensione prezzi, che pure registra un forte miglioramento congiunturale a seguito dei cali dei prezzi della seconda metà dell'anno, sconta invece il peggioramento relativo della posizione italiana registrato dai dati di consuntivo Eurostat relativi al I semestre dell'anno.
- La situazione dei mercati internazionali dell'energia continua a rappresentare un contesto complessivamente favorevole per la sicurezza del sistema del gas naturale, sul quale l'eccesso di offerta di GNL sui mercati globali ha avuto un duplice effetto favorevole: per un verso continua a migliorare gli indicatori di diversificazione (la quota di GNL sulle importazioni italiane ha superato nel III trimestre il 20%, posizionandosi per la prima volta al secondo posto dietro all'import dalla Russia); per un altro verso ha portato a un tasso di riempimento degli stoccaggi a inizio inverno su livelli record in tutta Europa, fattore importante nel ridurre i rischi di difficoltà di copertura della domanda nel corso del prossimo inverno anche in caso di interruzione di forniture, sebbene l'Italia continui a rispettare solo formalmente la regola N-1 sulla sicurezza gas).
- È invece decisamente meno favorevole la situazione nel settore elettrico, dove il margine di adeguatezza si conferma sui minimi degli ultimi anni, tanto che il Winter Outlook 2019/2020 di ENTSO-E, l'associazione dei TSO europei, indica che nel prossimo inverno in caso di freddo intenso la copertura dei picchi di domanda sarà garantita solo con il contributo dell'import dai Paesi vicini, mentre nemmeno le importazioni potrebbero essere sufficienti in caso di "significative indisponibilità non programmate di impianti di generazione/trasporto e/o di congestioni sulle interconnessioni con l'estero".
- Infine, nel sistema petrolifero si segnala la buona performance della raffinazione italiana nel III trimestre, che in un contesto di mercato non troppo favorevole è riuscita ad aumentare tasso di utilizzo degli impianti e lavorazioni, in controtendenza rispetto agli altri Paesi dell'Europa continentale, grazie anche alla capacità di trovare uno sbocco all'eccesso di produzione dei prodotti in una fase di domanda calante.

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.

Variazione congiunturale positiva per l'indice ISPRED, che risale dai minimi della serie storica, ma ancora negativa su base tendenziale

L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA torna a una variazione congiunturale positiva (+11%), ma in termini tendenziali (cioè rispetto al III trimestre 2018) registra invece un nuovo calo (-8%), sebbene decisamente più contenuto di quello del trimestre precedente (rivisto a -22% sulla base dei dati più recenti). Il calo tendenziale è dovuto al peggioramento delle componenti decarbonizzazione e prezzi, mentre nel caso della sicurezza si rileva un peggioramento solo marginale. L'ISPRED resta dunque ben al di sotto della soglia di 0,5 che demarca una situazione di miglioramento (o peggioramento) relativo rispetto all'intero orizzonte temporale preso a riferimento. In [Figura 1.2](#) è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalla tre componenti dell'indice ISPRED. Dalla figura emerge il significativo miglioramento congiunturale della componente prezzi, che resta d'altra parte in peggioramento rispetto al III trimestre 2018.

Figura 1.1 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori assoluti - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

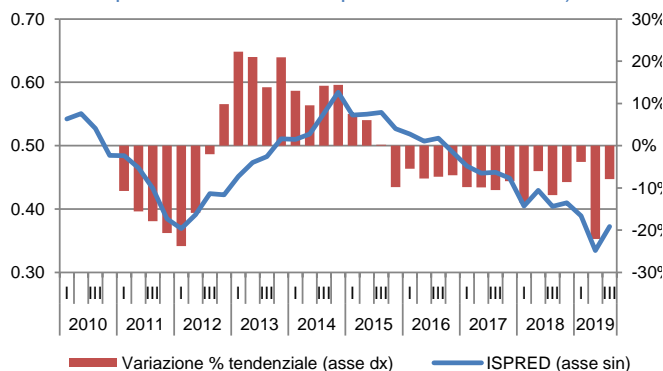
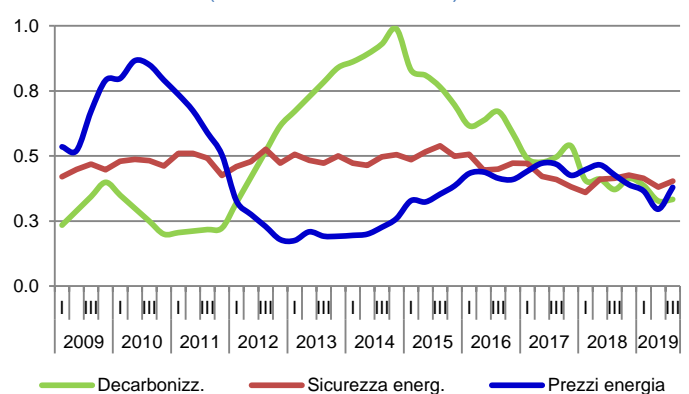


Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Dimensione decarbonizzazione in miglioramento congiunturale, ma sul confronto con un anno fa pesa la performance delle fonti rinnovabili

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione, che risulta in marginale aumento congiunturale, ma in calo del 10% rispetto al III trimestre 2018 (Figura 1.3), beneficia del calo delle emissioni di CO₂ del settore elettrico, ma deve scontare il fatto che le riduzioni delle emissioni restano confinate al settore elettrico, per cui la distanza fra le emissioni stimate per fine 2019 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 resta vicina ai massimi dell'ultimo decennio. Ma soprattutto, a pesare su questa componente è la lenta crescita delle fonti rinnovabili, la cui quota sui consumi è ferma a poco più del 18% e si allontana in misura sempre più rilevante della traiettoria di crescita coerente con gli obiettivi al 2030.

Miglioramento congiunturale per la dimensione sicurezza, ma criticità elevata nel settore elettrico all'inizio dell'inverno

L'indice sintetico relativo alla sicurezza energetica (Figura 1.4), che riassume la pluralità di mercati, segmenti della supply chain e orizzonti temporali che caratterizzano questa dimensione del trilemma energetico, presenta anch'essa una variazione congiunturale positiva (+6%), mentre su base tendenziale la variazione è marginalmente negativa.

Nel sistema petrolifero si segnala la buona performance della raffinazione italiana nel III trimestre, che in un contesto di mercato non troppo favorevole è riuscita ad aumentare tasso di utilizzo degli impianti e lavorazioni, in controtendenza rispetto agli altri Paesi dell'Europa continentale, grazie anche alla capacità di trovare uno sbocco all'eccesso di produzione dei prodotti in una fase di domanda calante. D'altra parte, sul confronto con un anno fa pesa il fatto che gli indicatori relativi a margini di raffinazione e utilizzo degli impianti risultano comunque in peggioramento. L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema petrolifero risulta invariato rispetto al trimestre precedente, in calo del 13% rispetto a un anno prima.

Il sistema del gas naturale continua a beneficiare della situazione dei mercati internazionali. L'eccesso di offerta di GNL continua a migliorare gli indicatori di diversificazione e di stabilità media dei fornitori (la quota di GNL sulle importazioni italiane ha superato nel III trimestre il 20%, e per la prima volta si è posizionata al secondo posto dietro all'import dalla Russia). Inoltre, nonostante l'aumento dei consumi della termoelettrica, i modesti picchi di consumo del settore residenziale all'inizio dell'anno hanno determinato un miglioramento degli indici relativi all'adeguatezza del sistema. Ne deriva che sebbene l'Italia continui a rispettare solo formalmente la regola N-1, anche le simulazioni effettuate da ENTSO-G indicano rischi ridotti per il prossimo inverno. Unico dato molto negativo resta invece quello dello spread PSV-TTF, che ha registrato valori molto elevati anche in una fase di prezzi eccezionalmente bassi e in discesa, per cui il relativo indicatore risulta vicino ai minimi della serie storica. L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema gas risulta in miglioramento del 5% rispetto al trimestre precedente, del 19% rispetto al III trimestre 2018.

Nel sistema elettrico si registrano variazioni molto forti, e opposte tra loro, in tutti gli indicatori elementari utilizzati per rappresentare la sicurezza del sistema. Il forte calo delle importazioni di elettricità che ha caratterizzato il 2019 ha ulteriormente abbassato i margini di adeguatezza stimati, con la conseguenza dei rischi per l'inverno alle porte descritti nel Winter Outlook di ENTSO-G. Il relativo indicatore si colloca infatti nel III trimestre 2019 sui minimi della serie storica. D'altra parte, la forte risalita spark spread registrata nel trimestre (fino a valori ben superiori ai 10 €/MWh) ha riportato il relativo indicatore sui massimi degli ultimi due anni. L'indice complessivo relativo alla sicurezza del sistema elettrico risulta in fortissimo miglioramento congiunturale ma in calo del 9% rispetto al III trimestre 2018, che in valore assoluto lo porta ai minimi della serie storica (valore di 0,14).

Dimensione prezzi in miglioramento congiunturale, non ancora tendenziale, in particolare per i consumatori domestici

La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia risulta in forte miglioramento congiunturale (+28%), ma ancora in calo rispetto al III trimestre 2018 (Figura 1.5). Il miglioramento congiunturale è legato ai cali dei prezzi della seconda metà dell'anno, tanto che registrano notevoli variazioni positive quasi tutti gli indicatori utilizzati per rappresentare questa dimensione, cioè i prezzi dell'elettricità e del gas per le diverse fasce di consumo come anche il prezzo del gasolio. Unica eccezione l'indicatore relativo ai prezzi dell'elettricità per i consumatori domestici, che anche nel III trimestre hanno registrato un nuovo aumento congiunturale. Il confronto con il 2018 sconta invece ancora il peggioramento relativo della posizione italiana registrato dai dati di consuntivo Eurostat relativi al I semestre dell'anno (vedi Analisi trimestrale n. 3/2019), peggioramento che ha riguardato sia i prezzi dell'elettricità sia i prezzi del gas naturale, e tutte le classi di consumo.

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione (indici variabili tra 0 e 1)

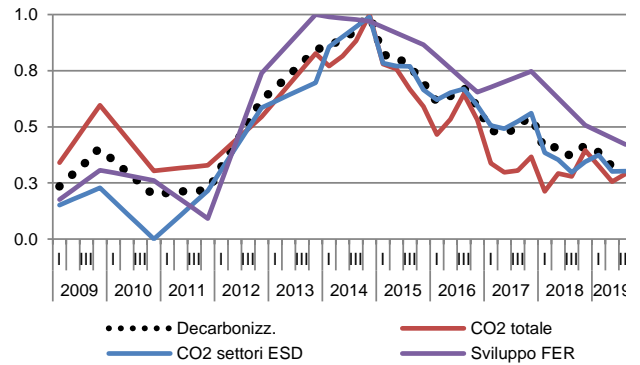


Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica (indici variabili tra 0 e 1)

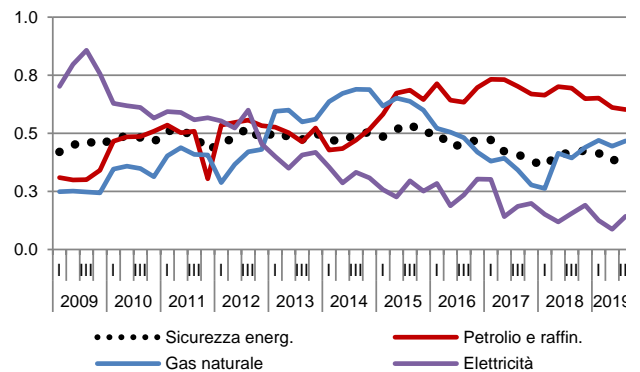
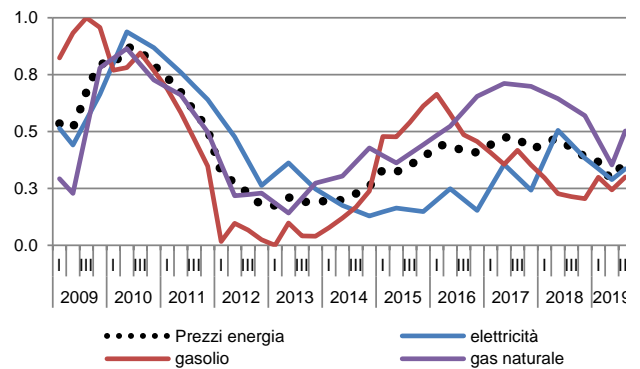


Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell'energia (indici variabili tra 0 e 1)



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nei primi nove mesi del 2019 dalle principali variabili guida spinta alla riduzione della domanda di energia

Nel corso del III trimestre dell'anno i principali driver dei consumi energetici hanno complessivamente fornito un impulso marginalmente positivo all'aumento della domanda di energia. Il Superindice ENEA, che li sintetizza, risulta infatti in lieve aumento rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in linea con il precedente trimestre. Nel corso dei primi tre mesi dell'anno il Superindice era invece risultato in forte calo (-2,5% tendenziale; vedi Figura 2.1), così come nella seconda metà del 2018, riduzioni che avevano fatto seguito al lungo periodo di costanti variazioni positive.

Il dato del III trimestre è il risultato della spinta marginale all'aumento dei consumi (rispetto allo stesso trimestre del 2018) proveniente da tutte le componenti: PIL e produzione industriale, prezzi e clima.

Complessivamente nell'arco dei primi nove mesi del 2019 il Superindice ENEA risulta in ogni caso ancora negativo, circa mezzo punto percentuale in meno rispetto allo stesso periodo dello scorso anno: il forte calo dei primi tre mesi dell'anno (per fattori climatici) non è stato di fatti del tutto compensato dagli incrementi dei successivi due trimestri.

In termini di componenti, nei primi nove mesi dell'anno la spinta marginalmente positiva proveniente dal PIL è stata superata da quella negativa fornita da produzione industriale, variabile climatica e prezzi delle commodity (di seguito un dettaglio dell'andamento di ciascuna componente).

Per il IV trimestre si ipotizza un nuovo lieve calo tendenziale del Superindice: la modesta spinta positiva che potrebbe provenire dai prezzi dell'energia (attesi ancora in calo) ed in misura minore dall'attività economica, potrebbe infatti essere superata da quella negativa proveniente dal clima e dal calo della produzione industriale.

PIL in lieve aumento nel 2019, +0,16% rispetto ai primi nove mesi del 2018; crescita marginale a fine anno

Nel corso del III trimestre il PIL è aumentato dello 0,6% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (dati grezzi, Figura 2.2). Anche il dato destagionalizzato e corretto per gli effetti di calendario è positivo, pur prospettando una crescita meno sostenuta, in virtù di una giornata lavorativa in più (+0,3% tendenziale), con una variazione acquisita per il 2019 pari allo 0,2%. Nello stesso periodo nell'Eurozona si è tuttavia registrata una crescita superiore, +1% in termini tendenziali, trainata dal risultato di Germania (+1%) e Francia (+1,3%).

Tornando all'economia italiana, dopo il lieve calo tendenziale del I trimestre e la variazione nulla del II, il risultato positivo del III trimestre porta il PIL nei primi nove mesi in aumento, seppur marginale, rispetto allo stesso periodo del 2018 (+0,16%, dati grezzi, in linea col dato destagionalizzato). Come emerge dalla Figura 2.2, dopo il periodo di variazioni positive degli anni 2015-2018 (+1% medio annuo), il risultato parziale del 2019 mostra un rallentamento dell'economia italiana, già osservato a partire dalla seconda metà del 2018, quando la crescita del PIL era avvenuta a ritmi decisamente meno sostenuti (+0,5%) rispetto al precedente anno e mezzo (+1,5% var. tendenziale media trimestrale).

In termini di settori dell'economia, nel corso dei primi nove mesi dell'anno il valore aggiunto del settore dei servizi risulta sugli stessi livelli del 2018, grazie alla ripresa del III trimestre (+0,5% tendenziale); ancora in calo invece l'industria manifatturiera (-0,4% nei nove mesi, dati grezzi), nonostante la ripresa del III trimestre (+0,8% tendenziale).

Dopo il lungo periodo di cali, nel III trimestre si conferma la ripresa delle costruzioni: nei nove mesi in aumento del 4%

rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in linea con la crescita del 2018 (+2,4% sul 2017), anche se i livelli sono ancora nettamente inferiori rispetto ai dati pre-crisi (di circa un terzo). Anche l'industria manifatturiera, nonostante i segnali di ripresa, è ancora al di sotto dei livelli del 2008, così come il VA dei servizi, sui livelli di dieci anni fa (Figura 2.3).

In termini di componenti, così come nei due precedenti trimestri, anche nel III un contributo positivo alla crescita del PIL è venuto dalla domanda nazionale al netto della variazione delle scorte (+1,1%), mentre frena il contributo della domanda estera (-0,1%), che aveva invece contribuito alla crescita nel primo semestre; ancora negativo il contributo delle scorte, così come rilevato nei primi sei mesi (-1% medio), ad indicare un peggioramento di giudizi ed attese sul livello degli ordini.

Nei primi tre trimestri del 2019 produzione industriale in calo tendenziale dell'1%, più netto per i beni intermedi (-2,5%)

Nonostante nel III trimestre la produzione industriale risulti in marginale aumento (+0,2% tendenziale, dati grezzi), nei nove mesi del 2019 si registra una riduzione complessiva dell'1% tendenziale dell'industria in senso stretto (variazione tendenziale, dati grezzi), per effetto dei forti cali della prima metà dell'anno (-1,4% rispetto al I semestre 2018). Il risultato è anche più negativo per il comparto dei soli beni intermedi, a maggiore intensità energetica: -2,5% il calo tendenziale nei nove mesi dell'anno (-1,5% tendenziale nel solo III trimestre). 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, in maniera anche più sostenuta, nella prima parte del 2019 (Figura 2.2). Nonostante il risultato del III trimestre interrompa la serie di quattro variazioni tendenziali negative, il dato parziale del 2019 è ancora nettamente inferiore rispetto ai livelli del 2008 (circa un quinto), mentre quella dei soli beni intermedi di quasi un terzo, a indicare anche un'evoluzione dell'industria italiana in direzione meno energivora, accentuata nell'ultimo anno (Figura 2.3).

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (variazione % tendenziale e 2008=100)

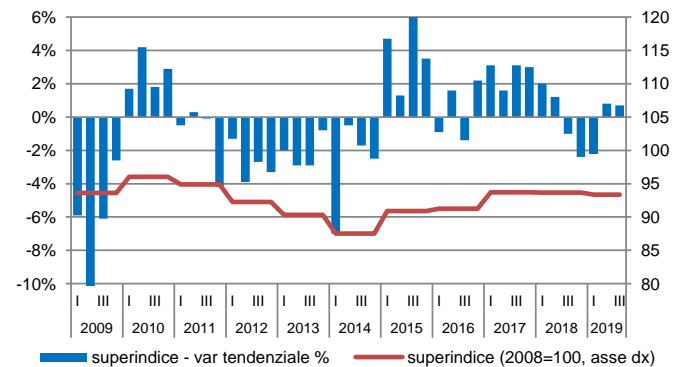
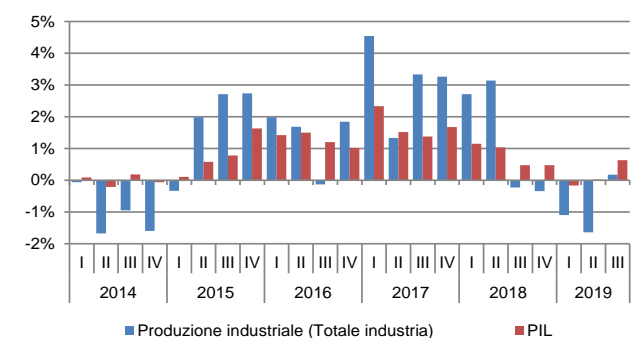


Figura 2.2 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)



Prospettive di modesta ripresa solo nel 2020

Secondo l'ISTAT (Le prospettive per l'economia italiana nel 2019-2020), il PIL in termini reali è atteso in aumento dello 0,2% nel 2019, quindi ad un ritmo decisamente inferiore rispetto a quanto rilevato nel corso del 2018 (+0,8% sul 2017). Per il 2020 si prospetta invece una lieve accelerazione, +0,6%. Secondo l'ISTAT, infatti, "l'attuale scenario di previsione è caratterizzato da rischi al ribasso rappresentati da possibili evoluzioni negative dei conflitti tariffari e delle turbolenze geopolitiche con riflessi sfavorevoli sull'evoluzione del commercio internazionale e sul livello di incertezza degli operatori". In tale direzione si collocano anche i dati di fine anno dell'indice PMI (Purchasing Managers Index, elaborato da Markit Group), un indice composito utile a misurare l'andamento dell'industria manifatturiera. Nella parte finale dell'anno il PMI dell'aera euro è infatti risalito, arrivando a novembre a quota 46,9, dopo mesi di continui cali. Nonostante il risultato positivo, tale dato risulta in ogni caso ancora in area contrazione (sotto quota 50) ed inferiore di circa 13 punti rispetto ai livelli di soli due anni fa. In questo senso preoccupa anche il risultato dell'industria tedesca, che si colloca sotto la quota media del UE.

Dal clima nei nove mesi lieve impulso alla riduzione dei consumi

Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la componente climatica ha fornito un impulso alla riduzione del fabbisogno di energia. Più nel dettaglio, nei primi tre mesi le temperature mediamente più miti rispetto all'anno precedente avevano fortemente favorito la riduzione di consumi termici per riscaldamento; tale spinta solo in parte è stata compensata dall'impulso positivo del trimestre successivo (aprile e maggio 2019 più rigidi dei rispettivi mesi del 2018, Figura 2.4). Nel corso del 2019 i fattori climatici hanno inoltre fornito un impulso all'aumento del fabbisogno di raffreddamento degli ambienti, sebbene meno decisiva della spinta alla riduzione dei consumi termici. Sia nella parte finale del II trimestre, che nel III, le temperature mediamente più elevate del precedente periodo del 2018 hanno infatti fornito un impulso all'aumento della domanda elettrica, come testimonia l'andamento dei consumi elettrici nei mesi estivi (si veda par. 2.2).

Dai prezzi dell'energia spinta alla riduzione dei consumi, ma in attenuazione nella seconda parte dell'anno

Diversamente da quanto rilevato per la prima metà dell'anno, nel III trimestre 2019 i prezzi delle commodity energetiche hanno fornito un impulso positivo alla crescita dei consumi. I prezzi del gas naturale per il consumatore domestico tipo ed il prezzo del gasolio risultano infatti in netto calo rispetto al III trimestre 2018 (-9% e -3% rispettivamente), più stabile invece il prezzo dell'elettricità. Per effetto dei rincari registrati nei primi due trimestri dell'anno, dalla componente prezzi dell'energia complessivamente nei primi nove mesi del 2019 si rileva tuttavia un impulso alla riduzione dei consumi (-1% rispetto ai primi nove mesi del 2018). Come emerge dalla Figura 2.5, dopo la riduzione degli anni 2013-2016, nel corso della prima metà del 2019 i prezzi hanno proseguito sul trend di crescita del precedente biennio; i dati del III trimestre e le prospettive ARERA per elettricità e gas prospettano tuttavia un nuovo calo dei prezzi per la fine dell'anno ed il ritorno quindi ad un impulso positivo all'aumento dei consumi.

Figura 2.3 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

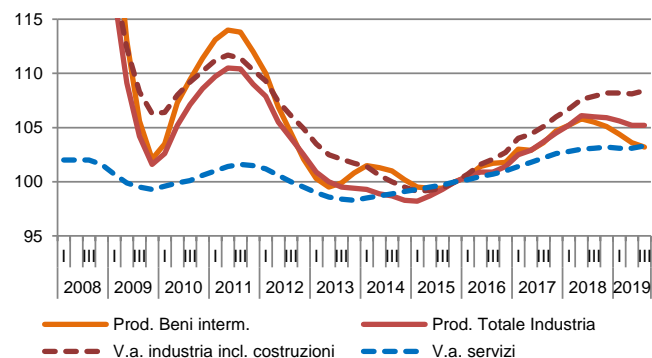


Figura 2.4 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi nove mesi del 2018 e del 2019 (gradi)

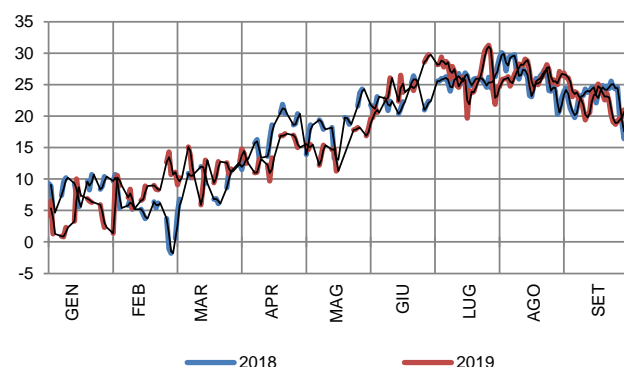


Figura 2.5 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia (indice 2010=100)

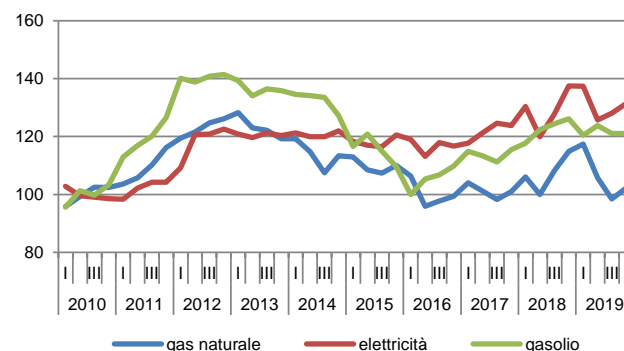
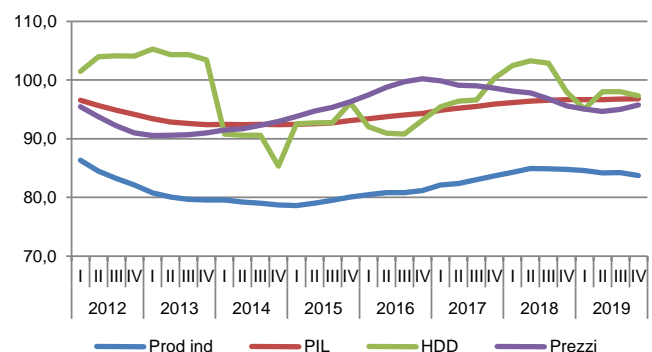


Figura 2.6 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; NB: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)



Permane la prospettiva di eccesso di offerta nella prima parte del 2020 nonostante i nuovi tagli OPEC+

Nel III trimestre i prezzi del petrolio hanno continuato la fase di oscillazioni intorno ai valori medi degli ultimi mesi, dopo i rialzi del primo trimestre e il trend rialzista tra aprile e maggio che ha portato il Brent a 75 \$/bbl (spinto dalla scelta USA di non rinnovare le deroghe alle importazioni di greggi iraniani e dal blocco dei flussi di Urals dalla Russia all'Europa centrale a causa della contaminazione della pipeline Druzhba).

Dall'inizio del II trimestre sono invece divenuti via via prevalenti i timori relativi a un rallentamento dell'economia mondiale e alle tensioni commerciali tra USA e Cina (le previsioni del FMI sulla crescita economica si sono ridotte da +3,2% dal 3,5% di inizio anno). Le quotazioni del Brent sono arretrate verso i 65 \$/bbl, e nel III trimestre il Brent si è attestato in media a 62 \$/bbl, in flessione del 10% rispetto al trimestre precedente, del 18% rispetto allo stesso trimestre di un anno fa (Figura 2.7).

Nel corso del III trimestre il prezzo ha avuto un andamento piuttosto volatile, dovuto in primo luogo all'instabilità geopolitica, con riferimento in particolare agli attacchi contro due delle più importanti infrastrutture petrolifere dell'Arabia Saudita avvenuti il 14 settembre. Ma è stato significativo che dopo una breve impennata a seguito degli attacchi sia tornato a prevalere il trend ribassista.

Relativamente ai fondamentali del mercato, la domanda del III trimestre dell'anno è risultata in aumento di 900.000 bbl/g su base annua, il maggiore aumento registrato nel 2019, 3/4 dei quali in Cina, mentre la domanda petrolifera OCSE presenta consumi in calo da quattro trimestri consecutivi. Le aspettative dell'International Energy Agency (Oil Market Report) e dell'OPEC (Monthly Oil Market Report) per il 2019 sono di una crescita di 1 Mbb/g, invariate rispetto a tre mesi fa ma significativamente inferiori alle attese di marzo (-0,4 Mbb/g in meno). A fine 2019 la domanda media dovrebbe dunque attestarsi per la prima volta al di sopra dei 100 Mbb/g. Per il 2020 la crescita prevista è invece di 1,2 Mbb/g, con una revisione al ribasso di 0,2 Mbb/g rispetto a tre mesi fa.

Dal lato dell'offerta (Figura 2.9), la produzione di greggio ha registrato nel III trimestre un significativo decremento di quella OPEC (scesa a 29,4 Mbb/g da 30,65 Mbb/g), mentre è rimasta invariata la produzione OCSE ed è tornata ad aumentare quella non OCSE, guidata dal Brasile (+0,3 Mbb/g). La crescita dell'offerta non OPEC dovrebbe attestarsi nel 2019 a circa 1,9 Mbb/g, sostanzialmente in linea con le aspettative di un anno fa, mentre per il 2020 la crescita attesa è di 2,1 Mbb/g (sia per la IEA sia per l'OPEC), dunque su valori che sebbene rivisti al ribasso restano molto maggiori di quelli della crescita attesa della domanda.

Di fronte alla prospettiva di un potenziale eccesso di offerta i Paesi OPEC+ hanno convenuto di approfondire i tagli produttivi già in essere. Il 6 dicembre i Paesi che hanno aderito all'accordo OPEC+ hanno infatti fatto un altro passo per ovviare a questo squilibrio incrementando il taglio della loro produzione da 1,2 Mbb/g a 1,7 Mbb/g. L'Arabia Saudita ha dimostrato ancora una volta la sua disponibilità a sostenere un onere maggiore offrendo volontariamente un'ulteriore riduzione di 0,4 Mbb/g, per portare il taglio totale fino a 2,1 Mbb/g. Secondo le valutazioni della IEA ciò implica una riduzione dell'offerta di 500 kb / d dai livelli attuali.

Anche a valle della decisione OPEC+ resta dunque probabile che almeno nella prima parte del 2020 il mercato petrolifero si troverà in una situazione di un significativo surplus di offerta rispetto alla domanda.

Figura 2.7 - Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

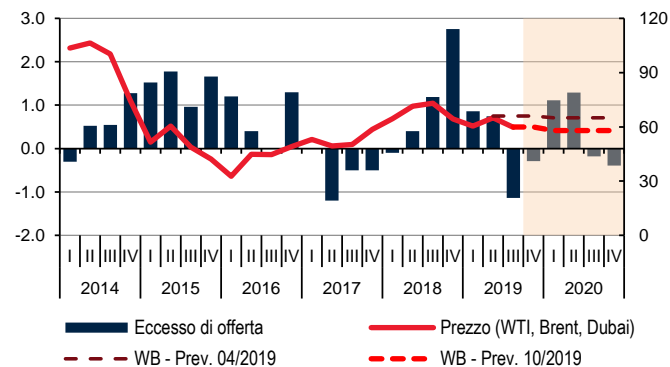


Figura 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

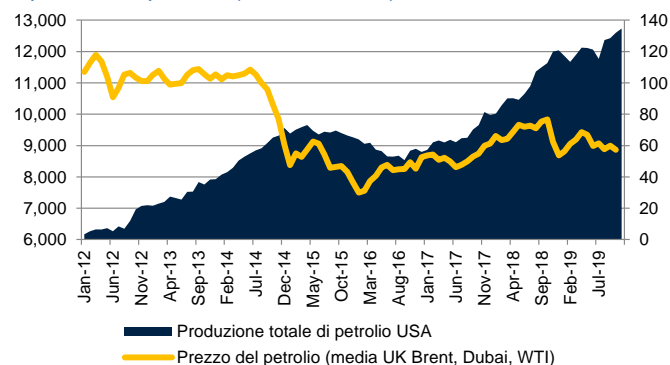


Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (NB: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g)

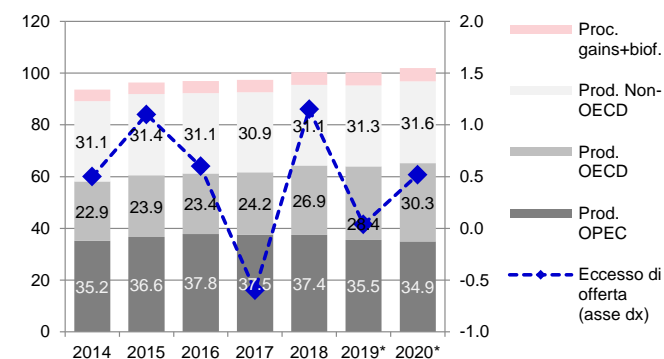
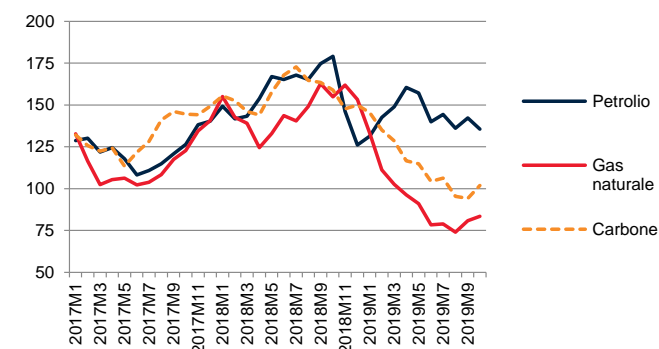


Figura 2.10 - Prezzi di petrolio (media Brent, WTI, Dubai Fateh), gas naturale (UE, USA, Giappone) e carbone (Australia e Sud Africa) - indici FMI (2016=100)



Prezzi del gas in ripresa stagionale, ma resta l'eccesso di offerta di GNL. Domanda asiatica in rallentamento

Il prezzo medio delle importazioni spot GNL dal Giappone, dopo la forte discesa ed il sostanziale dimezzamento avvenuto in gran parte nel primo semestre dell'anno (dai 32,4 €/MWh di novembre 2018 ai 16,5 di maggio 2019), ed un piccolo minimo a 14,3 € a luglio, è poi lievemente risalito per stabilizzarsi intorno ai 16-17 €/MWh (ad ottobre 16,98 €, +7,7% su settembre, -46,6% su ottobre 2018). Anche lo spread tra GNL e il prezzo al TTF, dopo essersi pressoché azzerato in aprile, si poi di nuovo gradualmente divaricato fino a valori intorno ai 6-7 €/MWh tra agosto ed ottobre (Figura 2.11).

Le importazioni globali di GNL sono aumentate di circa 26 miliardi di mc (da 207 a 233) tra l'estate 2018 e l'estate 2019, un incremento quasi interamente ripartitosi tra la maggior domanda cinese (circa 9 miliardi) e i maggiori stoccaggi europei (circa 15 miliardi). Un ritmo di crescita simile anno su anno è previsto per l'inverno 2019/2020 rispetto a quello 2018/2019: 20 miliardi di mc aggiuntivi (da 228 a 248), imputabili nuovamente a 9 miliardi per la Cina, 6 il resto dell'Asia, 5 all'Europa.

Il mercato del GNL continua a vedere l'Asia (e in particolare la Cina) come regione driver della domanda, e l'Europa come regione di bilanciamento stagionale grazie agli stoccaggi: la debolezza dei prezzi è pertanto essenzialmente ascrivibile ai rallentamenti nella crescita della domanda asiatica.

In particolare, la domanda cinese di gas naturale dovrebbe aumentare nell'inverno 2019-2020 ad un ritmo dimezzato rispetto a un anno prima, a causa sia di un'economia più debole (nel terzo trimestre ai minimi espansivi degli ultimi 30 anni) sia della concorrenza del carbone, reso circa cinque volte più economico dalla forte discesa di prezzo (-30%) avvenuta da inizio 2019. La domanda di gas stimata per l'inverno 2019-2020 da parte del gruppo energetico statale Sinopec Corp è compresa tra 145 e 150 miliardi di metri cubi (billion cubic metres - bcm), il 5-8% in più rispetto all'anno precedente, un tasso di crescita dimezzato rispetto al +14,6% della precedente stagione. Questo nonostante il sostegno proveniente dall'aggressiva campagna di gassificazione avviata dalla Cina a partire dal 2017 per sostituire nel settore civile residenziale il carbone con il gas (e l'elettrico) nell'ambito del programma di riscaldamento invernale che coinvolge le sue vaste province settentrionali da metà novembre a metà marzo dell'anno successivo, al fine di ridurre sia l'inquinamento atmosferico sia le emissioni di CO₂.

Secondo le stime previsionali di PetroChina – principale produttore e fornitore cinese di gas naturale - la conversione da carbone a gas aumenterà di 8-9 miliardi di metri cubi la domanda cinese di gas naturale per l'inverno 2019-2020, mentre su base annuale si prevede che lo switch aggiunga complessivamente circa 17 miliardi di metri cubi, di cui 12 da utenti industriali e 5 dal settore residenziale.

Si tratta in ogni caso di un trend che, quantunque tuttora in crescita, perdura nella decelerazione avviata nel 2018, dopo il forte incremento avvenuto nel triennio tra il 2015 ed il 2018 da 19,7 a 54 milioni di t (+33%, +46% e +41% a/a): nel mese di ottobre sono stati importati 9,47 miliardi di mc di GNL, in diminuzione del 2,5% rispetto allo stesso mese del 2018.

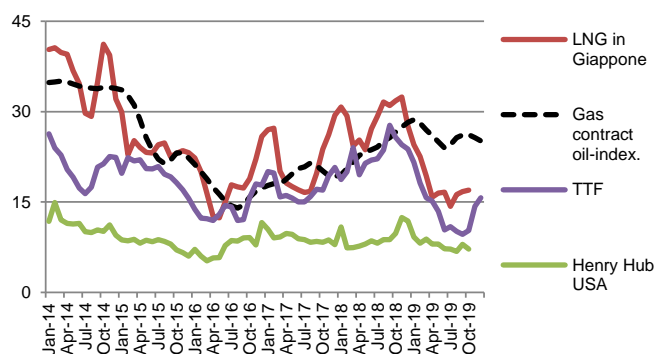
Il ridimensionamento si è riflesso negli ultimi dati commerciali di inizio novembre, che hanno evidenziato una diminuzione delle importazioni cinesi di gas naturale - compresi gli approvvigionamenti di gasdotti e il gas naturale liquefatto nelle navi cisterna - per la prima volta in quasi tre anni, anche se in parte dovuta a un'interruzione in un terminale di ricezione. Il nuovo gasdotto Russia-Cina in procinto di entrare in funzione dovrebbe poi ulteriormente contribuire a moderare la crescita della domanda di GNL a lungo termine.

Esportazioni americane in aumento strutturale ma in rallentamento. Pressioni ribassiste sul prezzo all'Henry Hub

Per quanto concerne il mercato americano, dall'inizio del 2019 il prezzo del gas naturale è diminuito di 0,37 \$/MMBtu, pari al 12,38%. I prezzi si mantengono sui minimi dal 2016 (7,2 €/MWh) e, secondo le ultime proiezioni dell'EIA, all'Henry Hub dovrebbero collocarsi in media intorno a 2,73 \$/MMBtu per l'ultimo mese del 2019, per poi attestarsi nel 2020 su una media annuale a 2,48 \$/MMBtu, inferiore di 13 centesimi rispetto al prezzo medio 2019. Questa previsione riflette un rallentamento della crescita delle esportazioni di gas naturale da parte degli Stati Uniti e un contestuale calo della domanda, che mantiene gli stoccaggi più alti della media e rallenta la produzione: il notevole incremento dell'export ne ha comportato infatti una contestuale riduzione dei margini di profitto e rappresenta una barriera all'entrata per lo sviluppo di nuovi progetti per il GNL. Il valore intrinseco e prospettico di questi ultimi si è storicamente basato su tre elementi: innanzitutto, l'accesso a un mercato del gas naturale altamente liquido e interconnesso a basso prezzo; in secondo luogo, la possibilità di contratti con destinazioni flessibili e meccanismi di tariffazione multipli; infine, costi di consegna più bassi e meno volatili rispetto a quelli sostenuti negli ultimi anni da molti progetti concorrenti indicizzati al petrolio.

Negli ultimi mesi, dopo un forte rialzo ad ottobre, il prezzo del gas ha virato violentemente al ribasso portando il future a cedere nel mese di novembre circa il 25% passando così dal massimo di 2,9 \$/MMBtu a poco più di 2,25 \$/MMBtu (fonte Bloomberg Finance) a causa di una combinazione estremamente sfavorevole di andamento climatico e scorte: da un lato, la National Oceanic & Atmospheric Administration ha infatti diramato previsioni per un clima più mite e più caldo della norma in gran parte degli Stati Uniti, aumentando ulteriormente il rischio di un eccesso di offerta; dall'altro, la produzione USA si trova nel frattempo in forte espansione nei bacini di scisto ed è ben superiore alla domanda di riscaldamento e combustibili per centrali elettriche. Ciò contribuisce alla pressione ribassista sui prezzi, che non riesce ad essere compensata dal contestuale e pur forte incremento dell'export. Come ulteriore conseguenza, sono notevolmente aumentate le scorte di gas naturale a 3,591 miliardi di piedi cubici alla fine di novembre, circa il 20% in più rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, secondo l'Energy Information Administration.

Figura 2.11 - Prezzi del gas naturale (€/MWh)



In Europa stoccaggi ai massimi, si rafforza il ruolo equilibratore del mercato europeo

Le forti importazioni ormai strutturali di GNL dalle piazze asiatiche si sono riflesse nell'andamento degli stoccaggi europei. A differenza dell'anno termico 2017-2018, nel quale essi si sono mantenuti pressoché costantemente sui minimi del range della media quinquennale, a partire da fine 2018 gli stoccaggi si sono via via incrementati fino a raggiungere gradualmente, in corrispondenza dell'inizio dell'estate, gli estremi superiori del range (66,6% a giugno); e successivamente, nel mese di ottobre, hanno persino stabilmente oltrepassato tali estremi, fino a un picco di quasi completa saturazione della capacità (97,4%) (Figura 2.12) nonostante nel frattempo lo spread LNG/TTF fosse già in risalita, per poi ridimensionarsi in modo del tutto marginale il mese successivo.

In prospettiva, è interessante notare come l'Europa costituisca un mercato con i requisiti per rivestire un ruolo di compensazione e di bilanciamento per quello globale: una produzione interna inferiore al fabbisogno; importazioni significative tramite dotazioni infrastrutturali (gasdotti) dalle aree limitrofe al continente ma anche di GNL asiatico; considerevoli capacità di stoccaggio; variabilità della domanda fortemente stagionale. Nel 2018, il gap di approvvigionamento europeo (287 miliardi di mc, come differenza tra 535 di consumi e 248 di produzione) è stato soddisfatto per circa l'80% (232 bcm) dalle importazioni nette di gasdotti - di cui 3/4, circa 179 bcm, forniture russe - per circa il 20% (circa 59 bcm) tramite importazioni nette di GNL, con un incremento degli stoccaggi per circa 5 bcm.

Le ultime stime per il 2019 suggeriscono che il gap di offerta si stia allargando probabilmente fino a 310 miliardi di metri cubi come effetto combinato di una maggior domanda a causa del perdurante passaggio da carbone a gas, di una ridotta produzione interna, di importazioni nette da gasdotti in calo a poco più di 220 bcm, principalmente a causa dei minori volumi di provenienza algerina. Le importazioni di GNL dovrebbero portarsi a poco meno di 100 miliardi di metri cubi, con un incremento netto degli stoccaggi di poco inferiore ai 10 bcm. La caratteristica qualificante dei consumi europei di gas in Europa, tuttavia, è la stagionalità, con la netta prevalenza di quelli invernali (da ottobre a marzo), pari al 62-65% rispetto all'estate (da aprile a settembre): di conseguenza, poiché i volumi di produzione e le importazioni di gasdotti sono invece molto più stabili nel corso dell'anno, il divario di offerta è molto maggiore in inverno che in estate. Del gap di approvvigionamento per il 2019, pari a 310 miliardi di metri cubi complessivi, si possono stimare meno di 100 bcm in estate ed oltre 210 bcm in inverno (primo e quarto trimestre).

Nell'estate 2019 le importazioni di GNL hanno più che coperto la domanda, consentendo di incrementare gli stoccaggi con 58 miliardi di mc e portandoli a fine trimestre verso i 100 miliardi di mc, quasi a saturazione (97%) Per l'inverno 2019/20, assumendo un clima normale più stagionale rispetto all'anno precedente, il divario di offerta potrebbe essere maggiore (circa 230 miliardi di metri cubi, quasi il 10% in più rispetto al 2018) - ma soddisfacibile sia grazie a maggior import da gasdotti sia a maggiori prelievi dagli stoccaggi.

Prezzo del carbone in forte calo, trainato dal gas

Per tutto il 2019 anche il prezzo del carbone è sceso in misura notevole, raggiungendo una massima variazione negativa nel III trimestre, quando ha subito cali tendenziali dell'ordine del 40% (a seconda delle tipologie di carbone). Tra gennaio e ottobre il prezzo del carbone ha perso oltre il 30% (Figura 2.10). Nel 2019 si è dunque rafforzata la correlazione tra prezzi del gas e del carbone, guidata dalla competizione nella generazione elettrica, che costringe il carbone a non restare al di sopra dello *switching price*.

Mercato ETS: prezzi in assestamento, prima variazione trimestrale negativa dal 2017

Nel corso del terzo trimestre i prezzi EUA hanno fatto registrare nel complesso un assestamento rispetto agli ampi rialzi conseguiti nel trimestre precedente (Figura 2.13). In particolare, dopo il picco di media mensile in luglio, dove si sono sfiorati i 28 €, successivamente i prezzi medi mensili si sono ridimensionati di circa 1 euro al mese fino ad ottobre (24,67 €), per poi stabilizzarsi a novembre (24,5 €) su quelli che sono attualmente i valori medi annui (24,81 €). È pertanto verosimile ipotizzare che l'anno 2019 si chiuda intorno a questi valori, che si confrontano col prezzo medio 2018 a 15,88 € (+56%), e con quello 2017 a 5,33 € (+365%).

Va comunque notato che per la prima volta dal secondo trimestre 2017 gli EUA fanno registrare una variazione congiunturale t/t negativa (- 8,4%, Figura 2.13), sebbene al momento essa vada considerata abbastanza fisiologica a seguito del precedente andamento fortemente rialzista dei prezzi. Tuttavia è comunque sufficiente a interrompere la netta divaricazione rispetto all'andamento dei prezzi del gas, che nel terzo trimestre si è invece ricomposta: va ricordato come la correlazione tendenzialmente "normale" tra prezzi del gas e dei diritti di emissione sia di tipo diretto (a parità di produzione e di offerta), data la minor intensità carbonica del combustibile: la discesa dei primi nonostante l'aumento dei secondi è stata finora sintomatica dell'eccesso di offerta di gas combinata a una minor domanda proveniente dalla generazione (per ragioni climatiche) e dall'industria (per il rallentamento economico).

Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

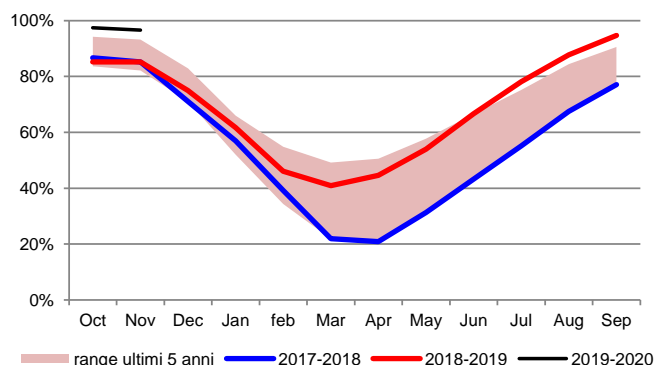
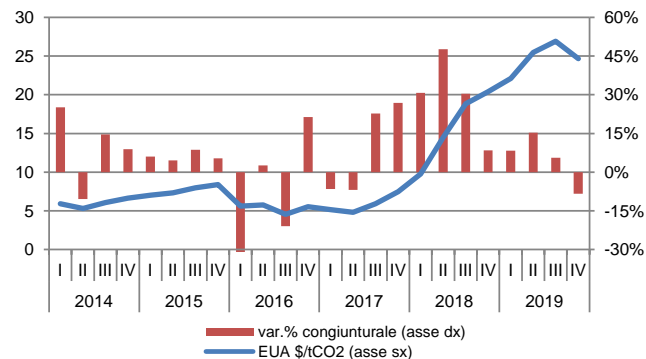


Figura 2.13 - Prezzo dei permessi di emissione (asse sx) e loro variazione % congiunturale (asse dx)



2.2 L'andamento dei consumi energetici

Nei primi nove mesi dell'anno consumi di energia primaria in calo dell'1%: i risultati del II e III trimestre ridimensionano il deciso calo di inizio anno

Secondo le stime ENEA nel corso del III trimestre 2019 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 37,7 Mtep, sugli stessi livelli dello stesso periodo dell'anno scorso (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica). Il risultato del III e del II trimestre (variazione tendenziale praticamente nulla), ridimensiona il forte calo dei primi tre mesi dell'anno, quando i consumi di energia erano calati del 3% rispetto allo stesso periodo del 2018, favoriti da fattori di natura climatica. In un orizzonte di più ampio respiro (Figura 2.14), il dato degli ultimi due trimestri risulta quindi in controtendenza rispetto al calo dei precedenti due (fine 2018 e inizio 2019, quasi -2% medio), che avevano interrotto le variazioni positive del biennio 2017-18 (oltre l'1% medio). Complessivamente per i primi nove mesi del 2019 i consumi di energia primaria sono stimati in ogni caso ancora in calo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, seppur in attenuazione (-1%).

Consumi di energia in linea con i principali driver, che nei nove mesi hanno fornito una spinta alla riduzione dei consumi

La stima dei consumi di energia nei primi nove mesi dell'anno in corso è inoltre complessivamente in linea con quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (Figura 2.15). Il calo tendenziale della domanda di energia, specie quella proveniente dai settori di impiego fiale (il cui andamento è fortemente correlato a quello dei driver), pari al -1% per la primaria e circa la metà per i consumi finali (si veda oltre), avviene infatti a fronte di una riduzione dello 0,5% del Superindice ENEA (rispetto alla spinta fornita nei primi nove mesi del 2018, si veda par. 2.1). Se nei primi tre mesi dell'anno la forte riduzione dei consumi era da ricercare nell'impulso proveniente da tutti i principali driver (in calo del 2,5% tendenziale), in primis per temperature particolarmente miti, nei successivi due trimestri dal Superindice è venuto invece un impulso positivo. Nel II trimestre la spinta negativa proveniente dal calo dell'attività economica e dall'aumento dei prezzi è stata infatti superata dall'impulso positivo della variabile climatica, mentre nel III trimestre la spinta positiva, seppur marginale, è venuta da PIL e prezzi (vedi par. 2.1).

Complessivamente i dati relativi ai primi nove mesi del 2019 sembrano quindi confermare il rallentamento del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia, osservato invece nel corso della prima metà del decennio, quando la riduzione dei consumi energetici era risultata più sostenuta di quanto prevedibile sulla base dell'andamento del Superindice.

Nel III trimestre in aumento i consumi di gas, FER e petrolio (+1,2 Mtep), compensati dal calo di solidi ed import

In termini di fonti primarie, nel III trimestre 2019 si rileva un aumento tendenziale di circa 1,2 Mtep tra gas naturale, petrolio e rinnovabili, di fatto compensato dal calo di solidi ed importazioni di elettricità. Nel dettaglio (Figura 2.16):

- nel trimestre in analisi sono ancora in crescita i consumi di gas, +7% rispetto al III trimestre 2018 (spinti in particolare dal maggior ricorso nella termoelettrica, +12%), in linea con il risultato del precedente trimestre (+5% tendenziale nei primi nove mesi);
- in lieve aumento anche i consumi di petrolio, +1% tendenziale, ma nei nove mesi comunque in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2018 (-1%), per il calo dei precedenti sei mesi (-2% la variazione tendenziale);
- dopo la brusca frenata del II trimestre, nel corso del terzo tornano ad aumentare anche i consumi di FER, +5% la variazione tendenziale, ma nei 9 mesi ancora in lieve calo tendenziale;

- ancora in riduzione le importazioni di elettricità (-16% rispetto al III trimestre 2018, in linea con i precedenti sei mesi), ed i solidi (nei primi nove mesi -22% tendenziale).

Figura 2.14 - Consumi di energia primaria trimestrali (variazioni % tendenziali, asse sx) e annuali (2007=100, dx)

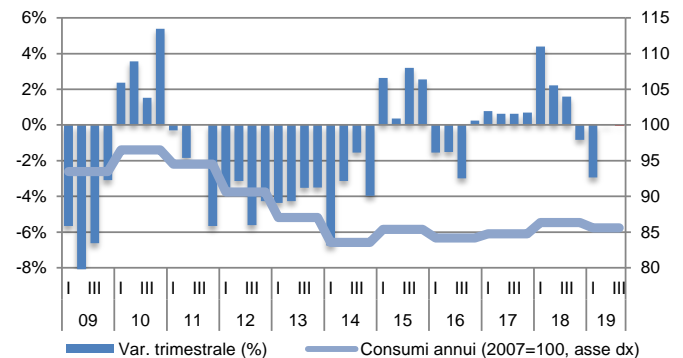


Figura 2.15 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

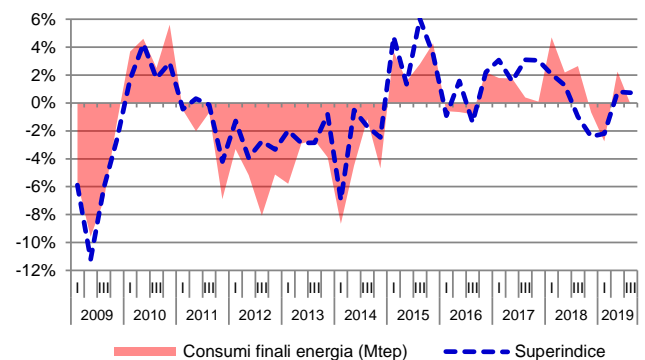


Figura 2.16 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (variazione tendenziale, Mtep)

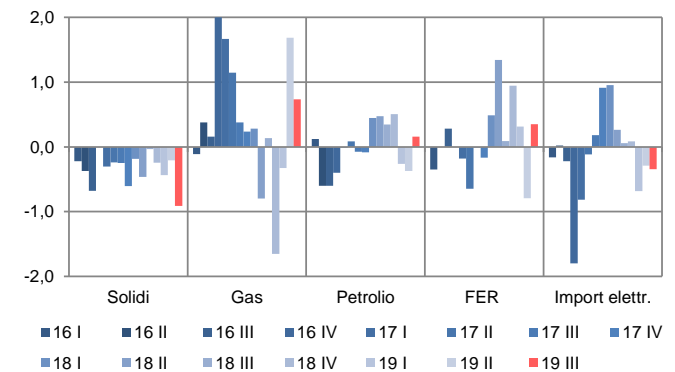
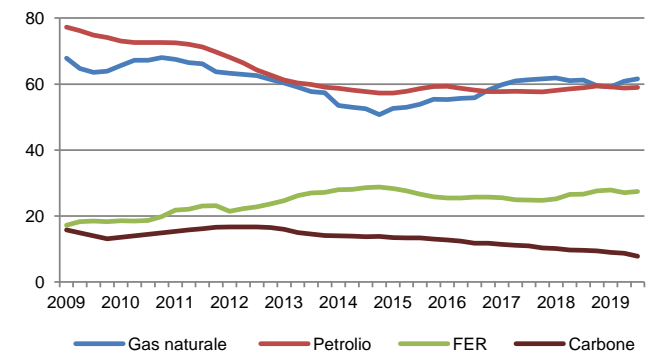


Figura 2.17 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)



Nei primi nove mesi 2019 tornano a crescere i consumi di gas (+5%) e a scendere petrolio (-1%) e FER (-0,6%); accelera il calo dei solidi (-22%)

In riferimento ai primi nove mesi del 2019, il fabbisogno di energia primaria risulta complessivamente in calo di circa l'1% rispetto allo stesso periodo del 2018. Il forte calo dei primi tre mesi dell'anno (-3% tendenziale) è stato infatti ridimensionato dai risultati del II e III trimestre, durante i quali i consumi sono rimasti sostanzialmente sugli stessi livelli del precedente anno. Nei nove mesi l'aumento dei consumi di gas naturale (+2 Mtep sull'anno precedente) è stato infatti più che compensato dai minori consumi di petrolio, carbone, FER ed importazioni di elettricità, complessivamente in calo di circa 3,5 Mtep.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.17), nel corso dei primi tre trimestri 2019 i consumi di gas sono dunque tornati a crescere (+5% tendenziale, per il maggiore ricorso nella generazione termoelettrica +15%), dopo la riduzione dello scorso anno (-3% rispetto al 2017), tornando sul trend di crescita del precedente triennio 2015-17 (+7% m.a.).

Dopo il triennio 2015-17 di forti riduzioni (-5% medio annuo) e l'aumento del 2018 (+11%, per la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017), i consumi di FER nei primi nove mesi del 2019 risultano complessivamente in lieve calo, -0,6% rispetto allo stesso periodo del 2018: i risultati positivi del I e III trimestre sono infatti più che compensati dal calo del II trimestre (su cui ha inciso il -22% tendenziale dell'idro).

Anche i consumi di petrolio risultano nei nove mesi in calo, dell'1% tendenziale, dopo la forte ripresa dello scorso anno (+3%, legata però in parte anche a fattori statistici, si veda Analisi trimestrale n. 2/2019) e il precedente triennio 2015-2017 di variazioni complessivamente marginali che aveva fatto seguito alle forti contrazioni della prima metà del decennio (-5% medio annuo).

Prosegue la riduzione dei consumi di carbone (-22% rispetto ai primi nove mesi del 2018), a ritmi anche più sostenuti del precedente triennio (-9% medio annuo).

Ancora in aumento i consumi di gas nella termoelettrica (+15% nei nove mesi); nel III trimestre in ripresa anche le FER, ma nei nove mesi restano in lieve calo

Sebbene nel corso del III trimestre la richiesta di energia elettrica sulla rete sia cresciuta di quasi 1 TWh (+1% la variazione tendenziale), la produzione nazionale risulta in aumento di quasi 2,5 TWh (+3,4%), per compensare le minori importazioni dall'estero, calate di 1,6 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018. Il dato del III trimestre conferma quanto già emerso nel corso della prima metà dell'anno: in riferimento ai primi nove mesi del 2019 la produzione nazionale risulta infatti complessivamente in aumento di ben 5,4 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018 (+2,6%), a riprendere il trend di costanti aumenti del triennio '15-17 (+2% annuo medio), dopo il calo del 2018 (-2% sul 2017).

In termini di fonti primarie per la generazione elettrica, come emerge dalla Figura 2.18, nel corso del III trimestre i maggiori consumi di gas naturale e FER (+1 Mtep totale rispetto ai livelli del III trimestre 2018) sono stati in buona parte compensati dal calo dei solidi e, in modo marginale, dei prodotti petroliferi.

Ancora in forte aumento i consumi di gas, +12% tendenziale nel III trimestre: nei primi nove mesi il ricorso al gas nella termoelettrica è stata complessivamente pari a 16 Mtep, 2 Mtep in più rispetto allo stesso periodo del 2018 (+15%).

Si intensifica invece il calo tendenziale della produzione elettrica da solidi, di circa un terzo nei primi nove mesi del 2019 (rispetto allo stesso periodo del 2018): nello stesso periodo la produzione elettrica da solidi nelle sole centrali Enel è diminuita del 40%, con una accelerazione nel corso del III trimestre (-50% rispetto al III trimestre 2018).

In calo anche la generazione da prodotti petroliferi, ormai comunque su valori molto modesti.

Per quanto riguarda le rinnovabili, dopo la crescita dello scorso anno per la ripresa dell'idro dai livelli minimi del 2017 (+11% in termini di energia primaria rispetto al 2017, Figura 2.19), e dopo il risultato altalenante dei primi due trimestri del 2019, nel III trimestre il ricorso alle FER è nuovamente in aumento (+5% la variazione tendenziale). Nel corso del III trimestre 2019 si registra infatti l'incremento di 1 TWh di produzione idroelettrica (+9% tendenziale), e di 0,5 TWh di intermittenti (+4%).

Nonostante la ripresa del III trimestre, nei primi nove mesi del 2019 produzione elettrica da FER in lieve calo (-1% tendenziale)

Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la generazione elettrica da FER, pari a 74,3 TWh, risulta tuttavia ancora in calo, di circa l'1%, rispetto allo stesso periodo del 2018, per la minore produzione idroelettrica, in calo di quasi 4 TWh (-10% tendenziale), nonostante l'aumento della produzione solare ed eolica (+9% e +13% rispettivamente).

Secondo i dati Terna di ottobre e novembre, tuttavia nei primi undici mesi del 2019 la produzione da FER, pari a circa 105 TWh, risulterebbe sostanzialmente allineata ai livelli dello stesso periodo dello scorso anno. Ad ottobre e novembre, infatti, risulta in lieve aumento sia la produzione idroelettrica, (sempre negativo il dato cumulato gennaio-novembre, -8%), che quella intermittente (+13% medio nel bimestre).

Figura 2.18 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

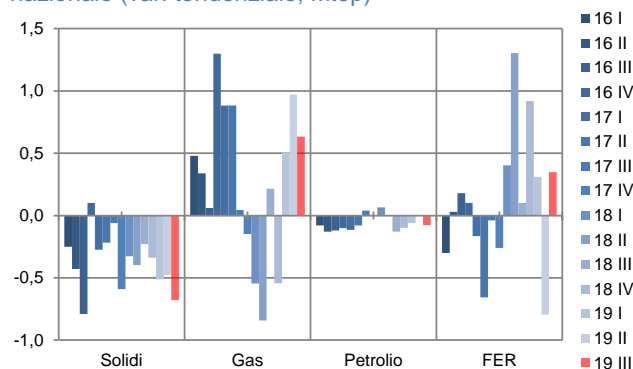
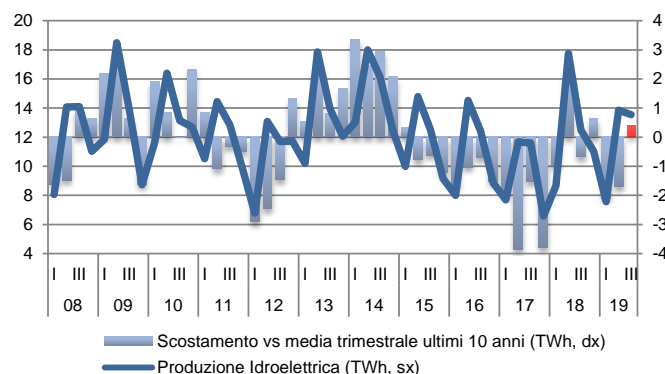


Figura 2.19 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)



Nei primi nove mesi del 2019 consumi finali di energia in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018 (-0,6%)

La stima ENEA dei consumi finali di energia per il III trimestre 2019 è pari a circa 26,5 Mtep, solo in lieve calo rispetto ai livelli del corrispondente trimestre del 2018 (NB: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). In termini di mix, si rileva un lieve aumento di prodotti petroliferi ed elettricità, entrambi cresciuti di circa l'1% in termini tendenziali, stabili i consumi di gas.

Tale risultato avviene dopo la crescita del II trimestre (+2% tendenziale) ed il netto calo dei primi tre mesi dell'anno (-3%), in entrambi i casi da ricercare in gran parte nelle variazioni dei consumi di gas naturale per ragioni di natura climatica (Figura 2.20).

Complessivamente nel corso dei primi nove mesi dell'anno la richiesta di energia proveniente dai settori di impiego finale risulta in ogni caso ancora lievemente inferiore rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, di circa lo 0,6%.

Si sottolinea come, nello stesso periodo, per il fabbisogno di energia primaria si stima una riduzione più sostenuta (-1% tendenziale), pur a fronte di una riduzione solo marginale della domanda elettrica (-0,2% nei nove mesi). Tale "divario" tra consumi di energia finale e primaria (in termini di variazioni tendenziali) è spiegabile da un lato con un miglioramento dell'efficienza media del parco di generazione elettrica, dato l'importante calo dei combustibili solidi a favore della produzione da gas (caratterizzata da rendimenti medi nettamente più elevati), dall'altro da aspetti di natura puramente "statistica". Come descritto, nel corso del 2019 sia le importazioni nette di energia elettrica che la produzione elettrica da FER sono infatti in forte calo rispetto ai primi nove mesi del 2018, a favore della produzione termica nazionale. La trasformazione in energia primaria della produzione da rinnovabili e delle importazioni è per convenzione effettuata mediante un coefficiente di conversione pari a 2200 kcal/kWh, corrispondente a un rendimento del 39%; decisamente inferiore a quello effettivo del parco termoelettrico nazionale; ne consegue una "sovrastima" della riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto all'effettivo calo di produzione elettrica.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 2.20), i consumi di energia nei settori di impiego finale dai livelli minimi del 2014 hanno proseguito nei successivi quattro anni su una traiettoria di crescita quasi costante (+1,5% medio annuo), per poi stabilizzarsi nei primi nove mesi del 2019.

In termini di contributi settoriali (Figura 2.21), il lieve calo tendenziale dei primi nove mesi dell'anno è da ricercare principalmente nella riduzione, marginale, dei consumi nel settore civile (maturata nella prima metà dell'anno), oltre che nel calo degli usi non energetici (per il forte calo della petrolchimica, -15% nei nove mesi).

Consumi elettrici in aumento nel III trimestre (+1% tendenziale), ma nei nove mesi ancora in lieve calo (-0,2%)

Nel corso del III trimestre 2019 i consumi di elettricità sono stati pari a 84 TWh, in aumento dell'1% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+0,9 TWh). Tale risultato si registra in presenza di una giornata lavorativa in più rispetto al III trimestre 2018 e con una temperatura media nei mesi estivi lievemente più elevata. Anche i risultati dell'economia (+0,6% il PIL), dell'industria (indice produzione industriale +0,2%) e del settore servizi (VA settoriale +0,2%) hanno favorito l'aumento dei consumi elettrici (si veda par. 2.1). La crescita del trimestre è maturata in particolare nel mese di luglio, durante il quale la domanda è aumentata del 3% tendenziale (+1 TWh), anche per effetto di una giornata lavorativa in più (il dato "corretto" infatti ridimensiona la crescita all'1,5%). Nel successivo mese di agosto, la domanda è risultata sostanzialmente in linea col dato dell'agosto 2018, pur in presenza di una giornata lavorativa in meno, per effetto di una temperatura lievemente

più alta. Nel mese di settembre una giornata lavorativa in più ha favorito la crescita dei consumi elettrici di circa l'1% in termini tendenziali. Secondo le analisi Terna (rapporti mensili), anche i dati destagionalizzati e corretti per effetti di calendario e temperatura confermerebbero i valori grezzi, delineando una lieve crescita della domanda nel III trimestre. Anche le elaborazioni ENEA sulla richiesta mensile di elettricità corretta da effetti calendario e attività economica mostrano come buona parte del risultato del trimestre sia da imputare al fattore climatico (Figura 2.23).

Il risultato del III trimestre ridimensiona il calo dei precedenti due trimestri dell'anno (-1% la variazione tendenziale media), portando il risultato parziale dei primi nove mesi del 2019 in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018 (-0,2%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.22), dopo il trend di riduzione fino ai minimi del 2014 e la stagnazione del biennio successivo, la domanda elettrica, cresciuta nel corso del 2017 (+2% rispetto al 2016), ha successivamente rallentato nel 2018 (+0,4%). I primi nove mesi del 2019 sembrano in questo senso accentuare il rallentamento dello scorso anno, passando a variazioni tendenziali negative, seppur marginali.

I dati Terna aggiornati a novembre 2019 accentuano il risultato, solo marginalmente negativo dei primi nove mesi: il calo della domanda di ottobre e novembre (-1% tendenziale), porta infatti la domanda elettrica sulla rete in riduzione dello 0,4% rispetto ai primi undici mesi del 2018.

Figura 2.20 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri,asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

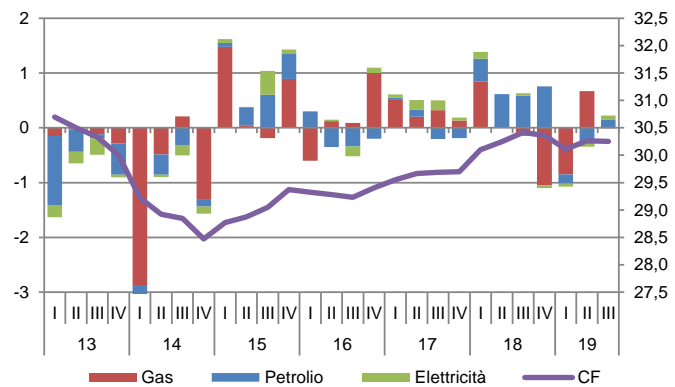
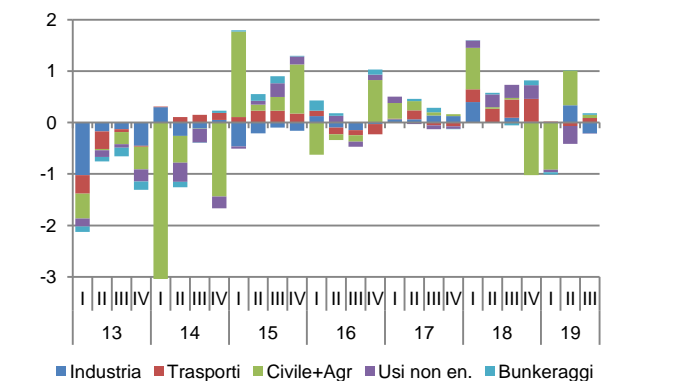


Figura 2.21 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Nei primi nove mesi del 2019 elettrificazione del sistema in lieve aumento

A fronte della crescita, seppur marginale (+1% tendenziale), della domanda elettrica nel corso del III trimestre, i consumi finali di energia sono stimati, come visto, sostanzialmente sui livelli del 2018. L'elettrificazione del sistema nel trimestre in esame risulta quindi in lieve aumento (rispetto al III trimestre 2018). Anche in riferimento ai primi nove mesi del 2019 l'elettrificazione è stimata in lieve aumento, dal momento che il calo della domanda elettrica (-0,2%) è meno sostenuto della riduzione dei consumi finali (-0,6% rispetto ai primi nove mesi del 2018). Una prospettiva di più lungo periodo mostra tuttavia come l'elettrificazione del sistema si muova su una traiettoria sostanzialmente costante a partire dal 2015 (Figura 2.22).

Nei primi nove mesi del 2019 consumi di energia nei trasporti sui livelli di un anno fa; ancora in aumento il trasporto aereo (+4%), lieve calo per quello stradale (-0,4%)

Nel corso del III trimestre 2019 i consumi energetici del settore trasporti sono stimati pari a circa 10,5 Mtep, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (+0,8%). Dopo che nei primi tre mesi dell'anno i consumi del settore si erano assestati sugli stessi livelli dell'anno precedente, il lieve calo del II trimestre è stato poi compensato dall'aumento del III: complessivamente nei primi nove mesi i consumi risultano infatti allineati allo stesso periodo del 2018. Il dato parziale del 2019 pare quindi portare i consumi del settore su una traiettoria più stabile, dopo la crescita registrata nel 2018 (+3% tendenziale), su cui tuttavia avevano influito alcune novità introdotte sulla rilevazione delle vendite di prodotti petroliferi (si veda Analisi Trimestrale 1/2019).

In termini di combustibili, nei primi nove mesi l'aumento dei consumi di carburante per il trasporto aereo (+4% tendenziale) ha di fatto compensato la lieve riduzione dei consumi per il trasporto stradale, in calo di circa lo 0,4% tendenziale. Nel dettaglio, nel corso del III trimestre i consumi di carburante per il trasporto aereo sono risultati infatti ancora in aumento (+3% tendenziale), sebbene ad un ritmo inferiore rispetto ai precedenti due trimestri dell'anno (+5%). In un'ottica di più lungo periodo, il dato dei primi nove mesi del 2019 (+4%) è in linea con il trend degli ultimi anni, pur in lieve rallentamento rispetto al triennio 2016-2018 (+7% in media).

In riferimento al trasporto stradale, il lieve calo del I semestre (inferiore all'1% tendenziale) è stato in parte compensato dall'aumento del III trimestre (+0,5%): nei nove mesi il risultato complessivo è ancora in calo, -0,4% rispetto allo stesso periodo del 2018 (Figura 2.24). In riferimento ai soli carburanti per autotrazione, le vendite di gasolio motori, in riduzione marginale nei primi tre mesi dell'anno, nel corso del II e III trimestre mostrano cali più decisi, dell'1% tendenziale: nei primi nove mesi del 2019 la riduzione complessiva (-0,7% circa), risulta quindi in controtendenza rispetto all'aumento del 2018 (+4%). I dati più recenti relativi alle vendite di gasolio per i mesi di ottobre e novembre portano il dato cumulato dei primi undici mesi dell'anno in calo anche più sostenuto: -1,3% la variazione tendenziale rispetto allo stesso periodo del 2018. Diverso invece l'andamento dei consumi di benzina, in calo nei primi sei mesi dell'anno (-1,5% tendenziale), sono tornati a crescere nel III trimestre (+3%), portando il dato cumulato dei primi nove mesi addirittura in aumento, seppur marginale, rispetto allo stesso periodo del 2018 (+0,2%). I dati più recenti di ottobre (+2% tendenziale) e novembre (-3,7% tendenziale) portano il dato cumulato dei primi undici mesi sostanzialmente sugli stessi livelli dello stesso periodo del 2018.

Infine si registra un deciso aumento le vendite di GPL per autotrazione, +8% rispetto al III trimestre 2018: il dato parziale dei primi nove mesi è +2,3% tendenziale (confermato dai dati di ottobre e novembre, +2,9% nei primi undici mesi).

Figura 2.22 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

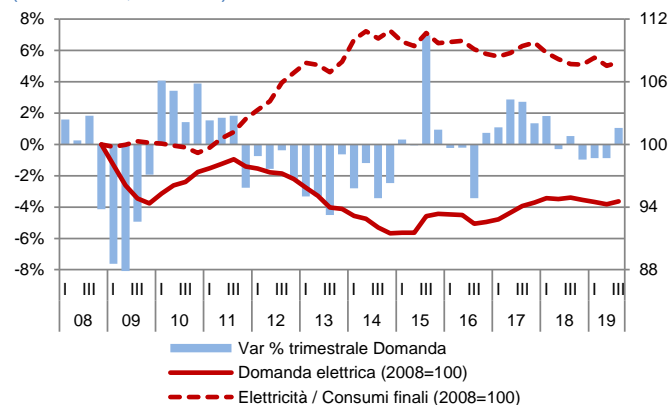


Figura 2.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (dati corretti con intervallo di previsione al 95%, GWh)

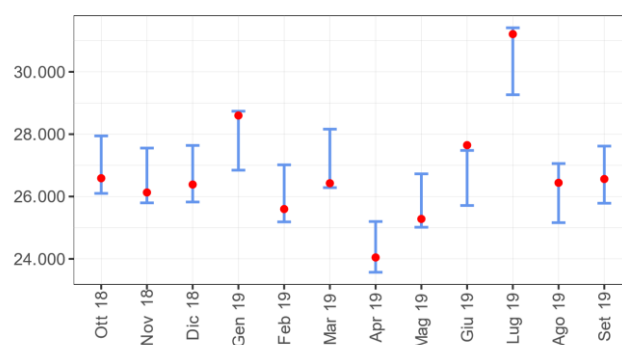
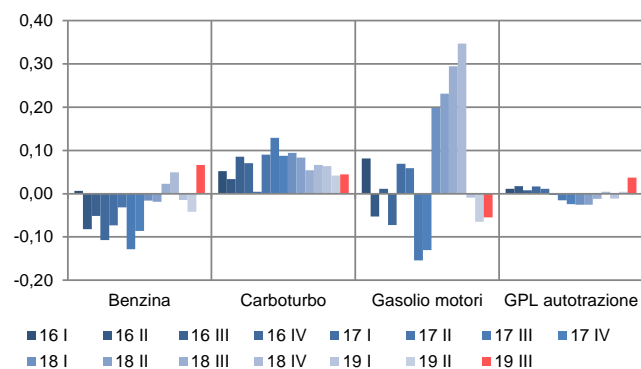


Figura 2.24 - Consumi di benzina, carburante, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)



Consumi di carburanti per autotrazione in linea con gli indicatori di traffico, peggiora l'efficienza del parco auto

Nei primi nove mesi dell'anno i dati relativi al traffico veicolare (AISCAT) risultano sostanzialmente sugli stessi livelli del 2018. Nonostante sia per i dati di traffico che per i consumi energetici si tratti di elaborazioni su dati parziali e non definitivi, dalla Figura 2.25 emerge come il sostanziale allineamento dei dati per il 2019 (consumi solo in marginale calo) rappresenti una discontinuità rispetto a quanto rilevato nel biennio 2016-17, durante il quale i consumi di energia per il trasporto su strada erano risultati in calo, nonostante il traffico veicolare in aumento.

Anche dalla Figura 2.26 si può cogliere, per il triennio 2015-2017, un disaccoppiamento tra consumi e traffico (consumi in aumento moderato rispetto al traffico), in concomitanza con accelerazione del ricambio del parco auto e riduzione delle emissioni medie del circolante. Anche al netto delle novità introdotte nel 2018, nel corso del successivo biennio (2018-2019), tale disaccoppiamento tra traffico e consumi sembra invece essersi indebolito, in concomitanza con una fase di rallentamento del tasso di rinnovo e delle emissioni del parco auto (si veda l'analisi sul tema nel cap. 3).

Consumi dell'industria sui livelli di un anno fa, in concomitanza del calo della produzione industriale (-1%)

Secondo le stime ENEA i consumi finali di gas, elettricità e prodotti petroliferi del settore industriale nel corso dei primi nove mesi del 2019 sono stati complessivamente pari a circa 19 Mtep, sostanzialmente sugli stessi livelli dello stesso periodo del 2018. La lieve riduzione dei primi tre mesi dell'anno, da ricercare nel calo di circa l'1% tendenziale sia di gas che elettricità, è stata compensata nel corso dei successivi tre mesi. Nel corso del terzo trimestre, a fronte del lieve aumento dei consumi elettrici e prodotti petroliferi, è in calo il ricorso al gas (-1% rispetto al III trimestre 2018).

Sia sul risultato del primo trimestre che su quello del terzo ha probabilmente influito anche il calendario: due giorni lavorativi in meno nel primo (rispetto allo stesso periodo del 2018), uno in più nel III trimestre.

In un'ottica più di lungo periodo, dopo il marginale aumento del 2018 (+0,4% sul 2017), i dati parziali dei primi nove mesi del 2019 sembrano quindi riportare i consumi del settore su traiettoria di sostanziale stazionarietà del precedente biennio 2016-2017, a valle del lungo periodo di forti riduzioni del 2012-2015 (-5% medio annuo).

La Figura 2.27 mostra l'evoluzione dei consumi energetici del settore e dei suoi principali driver, produzione industriale totale e dei soli beni intermedi. Emerge come la stazionarietà dei consumi del settore nel 2019 avvenga in concomitanza con un calo tendenziale dell'1% dell'indice di produzione industriale, tornato a scendere dopo il quinquennio 2015-18 di variazioni tendenziali positive. Si sottolinea infine come la riduzione dell'attività industriale del solo comparto dei beni intermedi risulti particolarmente marcata (-2,4% la variazione tendenziale).

Dalla Figura 2.27 si osserva come il progressivo disaccoppiamento tra driver e consumi, iniziato nel 2013 e proseguito negli anni 2015-17 di ripresa dell'attività industriale, si sia ridimensionato nel corso del 2018 e i dati parziali del 2019 sembrano confermare tale tendenza. Anche nel corso del III trimestre, infatti, l'andamento dei consumi, sostanzialmente stazionario, è in linea con il risultato dell'attività dell'industria (+0,2% l'indice di produzione industriale, rispetto al III trimestre 2018, dati grezzi).

Figura 2.25 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (Aiscat) - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primi 9 mesi)

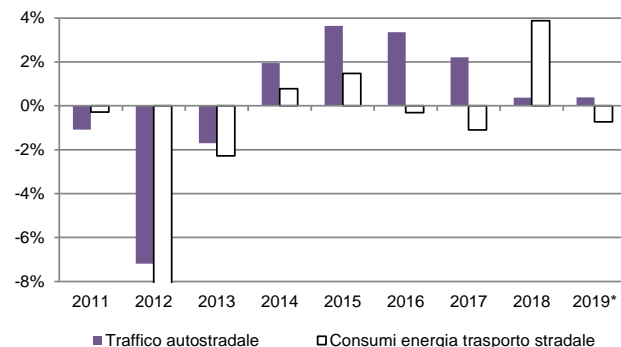


Figura 2.26 - Emissioni specifiche medie del parco auto, consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale - variazioni % annuali

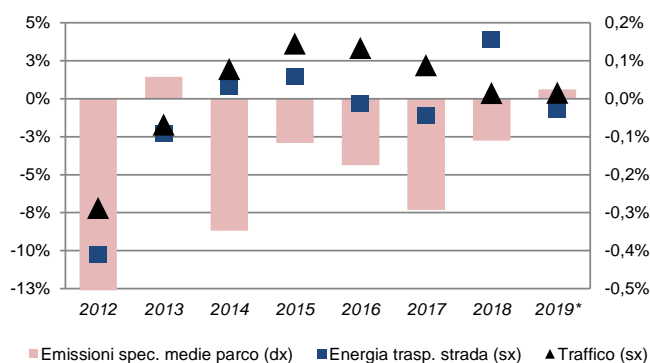


Figura 2.27 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

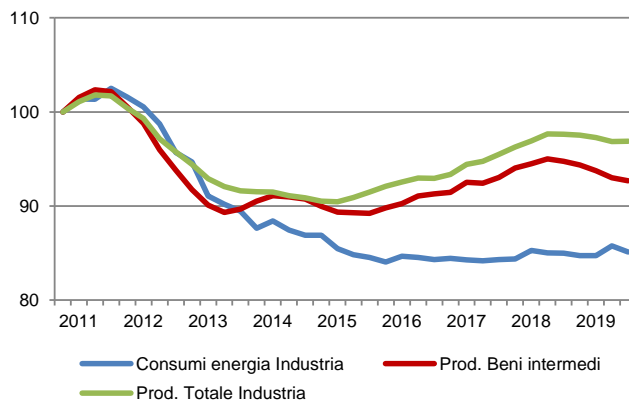
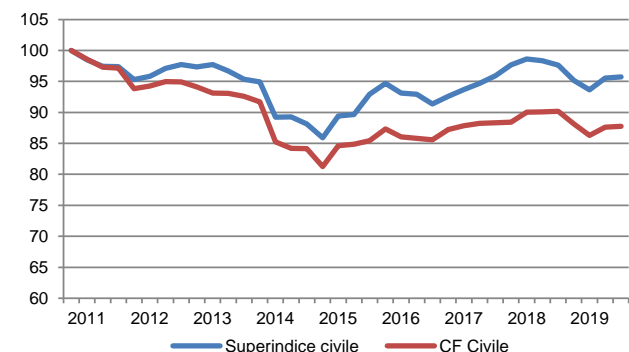


Figura 2.28 - Consumi energetici del settore Civile e indice delle variabili guida del settore (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)



Nei primi nove mesi dell'anno i consumi del settore civile in lieve calo: il netto calo dei primi tre mesi ridimensionato dal risultato dei successivi due trimestri

Nel corso del III trimestre 2019 i consumi di energia del settore civile risultano in lieve aumento, circa l'1% in più rispetto allo stesso periodo del 2018 (Figura 2.28).

Oltre alla richiesta di energia elettrica, in aumento dell'1% (rispetto al III trimestre 2018), anche i consumi di gas sulle reti di distribuzione sono infatti cresciuti nel trimestre in esame dello 0,8% in termini tendenziali (+23 mila Smc). Il calo dei mesi di luglio ed agosto (-1% medio tendenziale) è stato infatti più che compensato dagli incrementi del mese di settembre, durante il quale la domanda di gas sulla rete è stata superiore di circa 40 mila Smc rispetto al settembre dell'anno precedente (+3,8%), per effetto di una temperatura mediamente più bassa. Anche i consumi di prodotti petroliferi (GPL e gasolio riscaldamento), nel loro complesso, hanno seguito lo stesso andamento di quelli di gas: in aumento di oltre l'1% rispetto allo stesso periodo del 2018.

L'andamento dei consumi nel trimestre in esame risulta inoltre in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, in lieve aumento (Figura 2.28). Sull'indice che sintetizza l'andamento delle variabili guida dei consumi energetici del settore agiscono infatti, oltre alla componente climatica (che ha favorito l'aumento dei consumi elettrici a luglio ed agosto, di quelli termici a settembre), anche l'andamento dei prezzi delle commodity e il risultato del settore dei servizi, che hanno entrambe registrato un lieve aumento dei consumi di energia rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2018.

Il risultato del II e III trimestre 2019 ridimensiona in buona parte il calo dei consumi dei primi tre mesi dell'anno, quando le temperature miti di febbraio e marzo avevano portato i consumi del settore a scendere di quasi 1 Mtep rispetto al I trimestre 2018. Complessivamente nel corso dei primi nove mesi dell'anno i consumi del settore civile risultano in ogni caso ancora inferiori, seppur in maniera marginale, rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-0,6%).

Stime preliminari ENEA per il IV trimestre: prosegue il calo della domanda di energia primaria e delle emissioni di CO₂, entrambi in riduzione dell'1% rispetto al 2018

Secondo una stima preliminare relativa all'intero 2019, possibile grazie alla disponibilità di dati parziali relativi a parte del IV trimestre, nel corso del 2019 i consumi di energia primaria risulterebbero in diminuzione di circa l'1% rispetto al 2018 (sostanzialmente allineati al dato dei primi nove mesi), mentre la riduzione dei consumi finali risulterebbe leggermente meno marcata.

In termini di mix, la riduzione del 2019 sarebbe il risultato del calo di solidi, importazioni e petrolio (complessivamente in riduzione di quasi 4 Mtep rispetto al 2018), che avrebbe più che compensato gli incrementi della domanda di gas naturale.

Nel dettaglio, i consumi di gas (+2 Mtep rispetto al 2018) sarebbero infatti rimasti invariati nel corso del IV trimestre (rispetto allo stesso periodo del 2018): dopo il +15% tendenziale dei primi nove mesi dell'anno, si stima per il IV trimestre una frenata imputabile al calo della domanda elettrica e all'aumento della generazione da FER (entrambi in termini di variazioni tendenziali).

I consumi di petrolio sono invece stimati per l'intero 2019 in riduzione di circa l'1% rispetto all'anno precedente; all'aumento del III trimestre avrebbe infatti fatto seguito un nuovo calo delle vendite di prodotti petroliferi (-1% rispetto al IV trimestre 2018, nell'ipotesi di variazione nulla a dicembre), in particolare nel mese di novembre (-4%).

Per quanto riguarda le rinnovabili, si stima una lieve ripresa nella parte finale dell'anno (sulla base dei dati disponibili fino a novembre, per dicembre si assume variazione tendenziale nulla), per i risultati positivi della generazione idroelettrica (+1,5% nel bimestre ottobre e novembre), eolica e solare (in

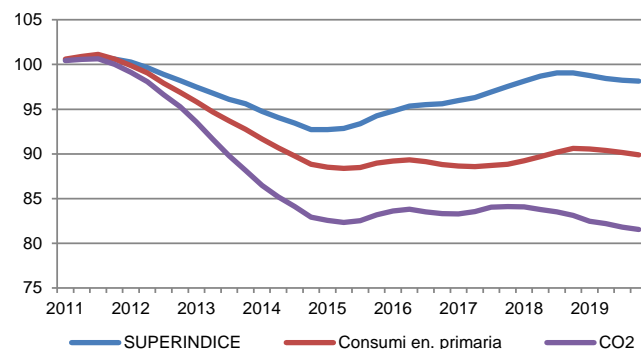
aumento rispettivamente del 12,5% e del 9,5% rispetto ai primi undici mesi del 2018). In termini di energia primaria il bilancio delle FER per l'intero 2019 risulterebbe quindi sostanzialmente invariato rispetto ai livelli del 2018.

Sulla base di tali stime preliminari, e nell'ipotesi che i consumi di solidi proseguano anche nella parte finale dell'anno allo stesso tasso di riduzione tendenziale dei primi otto mesi, è possibile stimare le emissioni di CO₂ per il 2019 in riduzione rispetto al 2018, di circa l'1,3%. Tale stima preliminare, sostanzialmente in linea con quella del fabbisogno di energia primaria (Figura 2.29), prospetta quindi la possibilità di una riduzione più sostenuta rispetto al dato fornito per i primi nove mesi, stimata in -0,8% la variazione tendenziale (NB: qualora per il IV trimestre 2019 si assuma per i consumi di solidi una variazione tendenziale nulla, allora la stima preliminare delle emissioni di CO₂ per l'intero 2019 prospetterebbe una riduzione più contenuta, entro l'1% rispetto ai livelli del 2018).

Nel corso del IV trimestre 2019 una serie di fattori avrebbero infatti fornito un impulso alla riduzione delle emissioni: calo della domanda elettrica, incremento della produzione da FER, calo delle vendite di petrolio e prosecuzione della riduzione dei solidi (questo solo ipotizzato). Anche la riduzione dei consumi finali di energia per l'intero 2019, che risulta in linea con la spinta negativa proveniente dal Superindice ENEA, sarebbe in lieve intensificazione rispetto al calo tendenziale dei primi nove mesi. Per il IV trimestre 2019 sono infatti stimati in lieve calo la domanda elettrica (-1% ad ottobre e novembre), le vendite di prodotti petroliferi e, in maniera marginale, i consumi di gas.

Si evidenzia, infine, come nel precedente numero dell'Analisi trimestrale la stima (allora preliminare) per i nove mesi del 2019 sia tutto sommato da considerarsi coerente con i risultati del presente numero dell'Analisi per quanto riguarda i consumi di energia primaria (riduzione nei nove mesi di circa l'1% tendenziale). Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, invece, la stima preliminare si basava sull'ipotesi "conservativa" di variazione tendenziale nulla dei consumi di carbone nel III trimestre (risultati invece ancora in forte calo), cui aveva fatto seguito una stima "prudenziale" delle emissioni di CO₂ nei primi nove mesi dell'anno. Ulteriore elemento (meno prevedibile) che ha influito su una stima preliminare rivelatasi "prudenziale" è rappresentato dal forte incremento della produzione elettrica da FER nel mese di settembre, +7% tendenziale.

Figura 2.29 - Andamento del Superindice ENEA, dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO₂ (num. indice 2014=100, media mobile ultimi 4 trimestri)



3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Nei primi nove mesi dell'anno emissioni di CO₂ in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018 (-0,8%), dopo un quinquennio di sostanziale stazionarietà

Le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano nei primi nove mesi dell'anno sono stimate in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018, circa lo 0,8% in meno. Dopo che gli incrementi (tendenziali) del II trimestre avevano compensato il calo dei primi tre mesi dell'anno, nel corso del III trimestre 2019 le emissioni sono infatti stimate nuovamente in riduzione, del 2% rispetto allo stesso periodo del 2018 (Figura 3.1).

Se nel corso del 2018 si era registrato un disaccoppiamento tra emissioni, in calo di circa il 2% rispetto all'anno precedente, e consumi energetici, cresciuti di oltre l'1%, il dato parziale dei primi nove mesi del 2019 sembra quindi indicare un indebolimento di tale processo, dal momento che emissioni e consumi di energia proseguono su traiettorie appaiate (nei primi nove mesi del 2019 i consumi primari si sono ridotti dell'1% circa, vedi cap. 2.2).

In un'ottica più di lungo periodo, dopo gli anni della crisi economica caratterizzati da forti riduzioni, fino ai livelli minimi del 2014, nei successivi quattro anni le emissioni di CO₂ in Italia sono rimaste sostanzialmente stazionarie (Figura 3.1). I dati del 2019, seppur parziali, sembrano indicare un nuovo moderato calo, in parte da ricercare nella *phase out* del carbone (si veda oltre), in parte spiegabile con l'andamento delle principali variabili guida (si veda par. 2.2).

Nel III trimestre calo delle emissioni di CO₂ legato al risultato dei settori ETS (-4% tendenziale)

Il calo delle emissioni di CO₂ stimato per il III trimestre dell'anno è da ricercare prevalentemente nel risultato dei settori ETS (cioè sottoposti all'Emission Trading System, dunque industria energivora e generazione elettrica), in cui si è registrato un calo tendenziale di circa il 4% (Figura 3.2). Dopo che l'incremento del II trimestre aveva compensato il forte calo dei primi tre mesi dell'anno, il risultato del III trimestre porta quindi le emissioni di CO₂ settoriali nei primi nove mesi dell'anno complessivamente in riduzione dell'1,5% rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2018. Tale dato, seppur parziale, indica quindi un calo in linea con il trend di riduzione del precedente anno e mezzo, in cui tuttavia si erano registrati ritmi significativamente più decisi (-5% medio).

Anche nei settori ESD (cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, dunque trasporti, civile e industria non energivora) nei primi nove mesi dell'anno le emissioni di CO₂ sono stimate complessivamente in calo rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, seppur meno del risultato dei settori ETS. La riduzione, pari a circa lo 0,5% rispetto ai primi tre trimestri del 2018, risulta inoltre in linea con l'andamento dei consumi finali di energia. Dopo che l'incremento del II trimestre aveva in buona parte compensato i forti cali dei primi tre mesi dell'anno (-0,5% nel I semestre), nel corso del III trimestre le emissioni di CO₂ del settore ESD sono stimate infatti sui livelli dello stesso periodo del 2018 (Figura 3.2 e Figura 3.3; vedi oltre per il dettaglio settoriale).

Figura 3.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (media mobile 4 termini, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

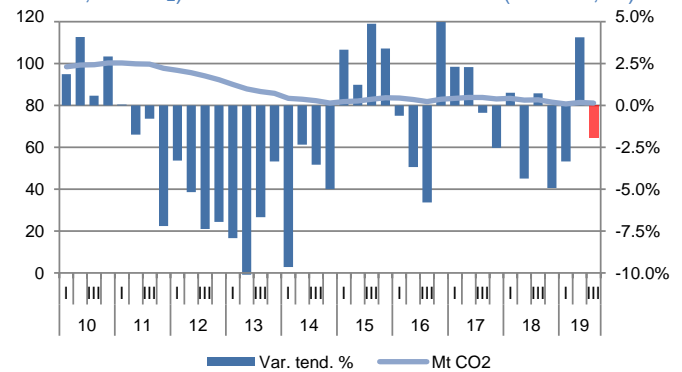


Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

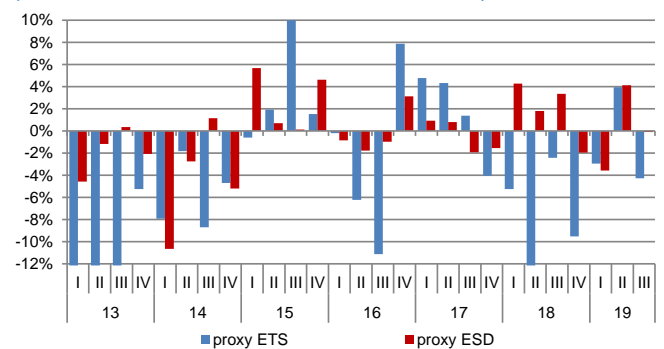
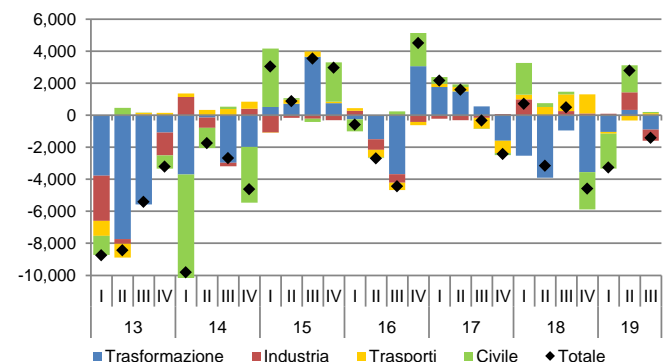


Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)



Nel III trimestre deciso calo delle emissioni di CO₂ per la generazione elettrica: nei primi nove mesi dell'anno -3% tendenziale

Nel corso dei primi nove mesi del 2019 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in netto calo rispetto allo stesso periodo del 2018, oltre il 3%. Dopo l'incremento del II trimestre, che aveva in buona parte compensato il calo dei primi tre mesi dell'anno, nel corso del III trimestre si stima infatti un nuovo deciso calo delle emissioni settoriali (-6% la variazione tendenziale). Come emerge dalla Figura 3.4, il risultato dei primi nove mesi del 2019 delinea quindi una ripresa del trend di riduzione delle emissioni del settore, seppur a ritmi meno sostenuti rispetto a quanto stimato a partire dalla seconda metà del 2017 fino a fine 2018 (-9% la variazione tendenziale media trimestrale).

Per analizzare le ragioni dell'andamento delle emissioni settoriali, in Figura 3.4 la variazione tendenziale trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Si rileva come il calo delle emissioni settoriali nell'arco dei nove mesi sia da ricercare nella forte spinta proveniente dalla riduzione dell'intensità carbonica della produzione termica (per progressiva uscita dei solidi), nonostante l'aumento della produzione nazionale (per calo delle importazioni) ed il maggior ricorso alla produzione termica (per compensare il calo dell'idro). Nel dettaglio:

- La **produzione nazionale** nel corso del III trimestre dell'anno è in aumento di oltre 2,5 TWh (+3,4% la variazione tendenziale), anche più di quanto rilevato nei primi sei mesi (+2%). Il maggiore ricorso alla produzione nazionale nel trimestre in analisi è solo in parte riconducibile all'aumento della domanda elettrica, cresciuta dell'1% in termini tendenziali (+0,9 TWh). Così come accaduto nei precedenti due trimestri, infatti, è soprattutto il calo dell'import netto dall'estero (-18% nei nove mesi) ad aver determinato l'aumento della produzione interna. Come emerge dalla Figura 3.4, l'aumento della quota di produzione nazionale nei primi tre trimestri del 2019 ha fornito un impulso all'aumento delle emissioni del settore (circa 2,5%), diversamente da quanto osservato per il 2018 quando aveva invece contribuito alla riduzione delle emissioni settoriali (per la ripresa delle importazioni dalla Francia).
- Nel trimestre in analisi la **quota di produzione termica** sul totale della produzione nazionale ha invece fornito un lieve impulso (-1,4%), alla riduzione delle emissioni del settore, per la ripresa della produzione da FER, idroelettrico in particolare (+8% rispetto al III trimestre 2018, Figura 3.5). Complessivamente nei primi nove mesi dell'anno la quota di produzione termica ha comunque fornito una spinta all'aumento delle emissioni (circa il 2,5%), per compensare il calo della produzione da FER (-1%), maturato in particolare nel corso del II trimestre (-22% la produzione idroelettrica). Nel corso del 2018 tale componente aveva invece fornito un contributo decisivo alla riduzione delle emissioni del settore grazie alla ripresa della produzione idroelettrica dai minimi del 2017.
- In linea con quanto osservato nei primi sei mesi dell'anno, l'**intensità carbonica della produzione termica** (gCO₂ per kWh_{el} prodotto) risulta in calo anche nel III trimestre, fornendo un netto impulso alla riduzione delle emissioni del settore (-8% nei nove mesi). Nell'arco dei primi nove mesi dell'anno si registra infatti una forte ripresa dei consumi di gas per la generazione elettrica (+15% in termini tendenziali), ed il perdurare della contrazione della produzione da solidi, in calo di oltre un terzo rispetto allo stesso periodo del 2018. Il percorso di decarbonizzazione del parco termoelettrico italiano prosegue dunque lungo la

traiettorie intrapresa dalla metà del decennio in corso (Figura 3.4).

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione delle variazioni % tendenziali su base trimestrale)

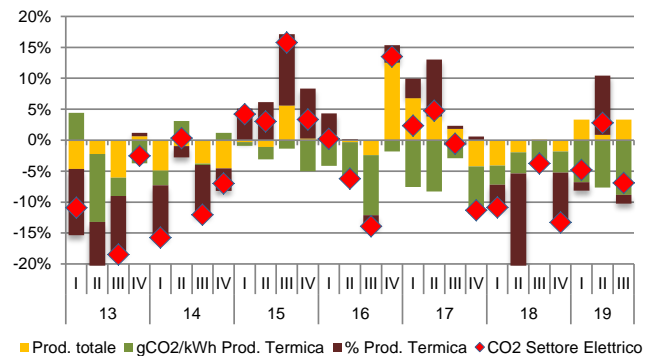


Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro - variazione tendenziale (somma ultimi quattro trimestri, GWh)

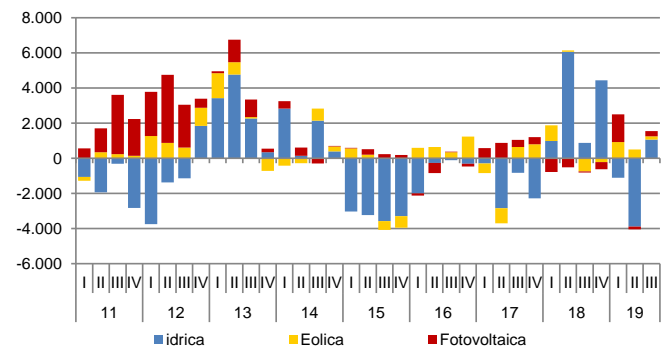
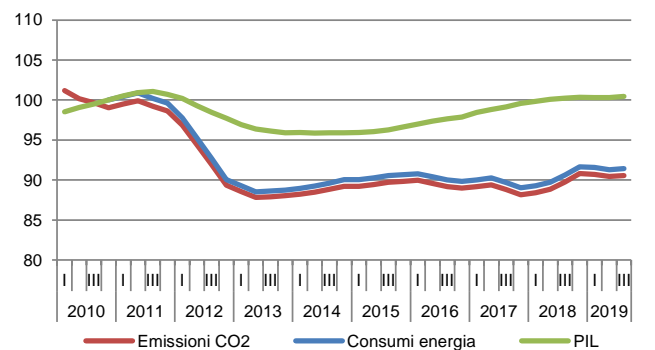


Figura 3.6 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Emissioni di CO₂ del settore trasporti in lieve calo nei primi nove mesi del 2019, in linea con l'andamento dei consumi

Dopo il lieve calo della prima metà dell'anno (riduzione tendenziale inferiore all'1%), le emissioni di CO₂ del settore dei trasporti nel III trimestre del 2019 sono stimate in marginale incremento, in linea con l'aumento dei consumi di energia del trasporto stradale (+0,5% tendenziale). A tale riguardo si sottolinea come, nel calcolo delle emissioni di CO₂ settoriali, siano esclusi i consumi di carburanti per aviazione internazionale (che rappresentano oltre i 4/5 del totale consumi aerei in Italia): in questo senso i consumi energetici utilizzati per la stima della CO₂ quasi coincidono con i consumi del "solo" trasporto stradale.

Complessivamente nei primi nove mesi del 2019 le emissioni sono in ogni caso stimate ancora in lieve calo rispetto ai livelli di un anno fa (-0,5%), un dato in linea con quello dei consumi stradali (si veda par. 2.2). Inoltre, nei primi nove mesi del 2019 consumi ed emissioni del settore trasporti sono diminuiti ad un ritmo leggermente più sostenuto rispetto al PIL (in calo dello 0,2% rispetto allo stesso periodo 2018). Anche in riferimento ad un orizzonte più ampio si rileva un modesto disaccoppiamento tra l'andamento di consumi/emissioni del settore e quello del PIL, sebbene a fasi alterne (Figura 3.6). Oltre che negli anni di crisi economica, quando i consumi si erano ridotti in maniera più sostenuta del PIL, anche nel corso del biennio 2016-17 la domanda di energia del settore è rimasta sostanzialmente stabile, a fronte della crescita dell'economia italiana. Pur escludendo il 2018, quando i consumi sono cresciuti più rapidamente del PIL (su tale risultato pesano tuttavia questioni di natura statistica), i primi nove mesi del 2019 in corso non sembrano indicare una decisa ripresa del disaccoppiamento.

Nella seconda parte del 2019 frena l'aumento delle emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione, che restano comunque più elevate rispetto al 2018 (+3,8%)

Nel corso del III trimestre dell'anno le emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione sono state pari a 119 gCO₂/km, sugli stessi livelli del trimestre precedente, ma più elevate rispetto ai 116 gCO₂/km dello stesso periodo di un anno fa (+2,5%).

Come emerge dalla Figura 3.7, dopo il lungo periodo di riduzioni che aveva portato le emissioni medie del nuovo immatricolato dai 118 gCO₂/km di inizio 2014 ai 112,5 di fine 2017, nel 2018 si è assistito ad una inversione di tendenza. Le emissioni medie del nuovo immatricolato hanno infatti iniziato a risalire nel corso della prima metà dell'anno di circa l'1% medio (rispetto allo stesso periodo del 2017), per poi proseguire su tale trend ad un ritmo decisamente più elevato nel corso della seconda metà dell'anno e nei primi mesi del 2019 (+5% medio). Sebbene nel corso degli ultimi due trimestri le emissioni sembrano essersi stabilizzate sui 119 gCO₂/km, restano comunque su livelli notevolmente più elevati rispetto a quelli di solo un anno fa. Secondo i dati più recenti UNRAE, nonostante il risultato positivo di ottobre e novembre (emissioni medie in calo del 2% rispetto agli stessi mesi del 2018), nei primi undici mesi dell'anno le emissioni medie specifiche sarebbero complessivamente più elevate del 4% rispetto allo stesso periodo di un anno fa, rendendo particolarmente sfidante il raggiungimento del target di 95 CO₂/km del 2021.

Altro elemento di preoccupazione è rappresentato dal lento tasso di rinnovo del parco veicolare. Nonostante nel corso del III trimestre 2019 il mercato dell'auto sia tornato a crescere (non succedeva da un anno e mezzo) del 4% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, il bilancio complessivo dei primi nove mesi resta negativo, circa 24 mila veicoli in meno rispetto allo stesso periodo di un anno fa (-1,6%). Anche i dati relativi alle vendite di ottobre e novembre sono in crescita (+5% medio) e fanno sperare in una inversione di tendenza, ma il

bilancio complessivo dei primi undici mesi resta negativo (-0,6%).

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni (Figura 3.8), si segnala il perdurare della crisi del diesel, in calo nei primi undici mesi dell'anno del 22% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (oltre 200 mila vetture in meno). D'altro canto, prosegue l'aumento delle vendite di autovetture a benzina, oltre 157 mila vetture in più rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+25%): nel 2019 quasi una auto su due (il 44%) di nuova immatricolazione è a benzina, mentre lo scorso anno era poco più di una su tre (35%).

Prosegue a ritmi sostenuti anche l'aumento delle immatricolazioni di vetture a GPL: +8% nei primi undici mesi dell'anno (126 mila vetture il dato parziale 2019). Dopo il forte calo dei primi sei mesi dell'anno (-37% la variazione tendenziale), nella seconda parte dell'anno le immatricolazioni di auto a metano sono invece tornate ad aumentare, con 18 mila vetture di nuova immatricolazione, il doppio rispetto allo stesso periodo dello scorso anno; il dato complessivo dei primi undici mesi è tuttavia ancora negativo (-2%).

Prosegue invece la crescita del mercato dell'ibrido: nei primi undici mesi dell'anno 25 mila vetture in più rispetto allo scorso anno, +31% (con una accelerazione nei mesi di settembre, ottobre e novembre, +40% tendenziale), un dato in linea con la crescita del 2018 (+30% sul 2017). In relazione alle auto ibride si segnala come le ibride tradizionali (le HEV) siano cresciute complessivamente del 12% negli undici mesi, arrivando a 116 mila veicoli. In termini relativi, nello stesso periodo si rileva una crescita decisamente più sostenuta per le Plug in: +30% (5.800 auto nei primi undici mesi 2019), e delle ibride diesel, passate da 1700 unità dello scorso anno ad oltre 16 mila nei primi undici mesi del 2019. Complessivamente i segmenti Plug in ed Ibride diesel nel 2018 rappresentavano meno dell'8% del mercato dell'ibrido, nel 2019 sono oltre il 20%. Anche le vendite di auto elettriche sono cresciute nel corso del 2019 a ritmi importanti: a fine novembre oltre 9.800 di vetture immatricolate, più del doppio rispetto allo stesso periodo del 2018.

Figura 3.7 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

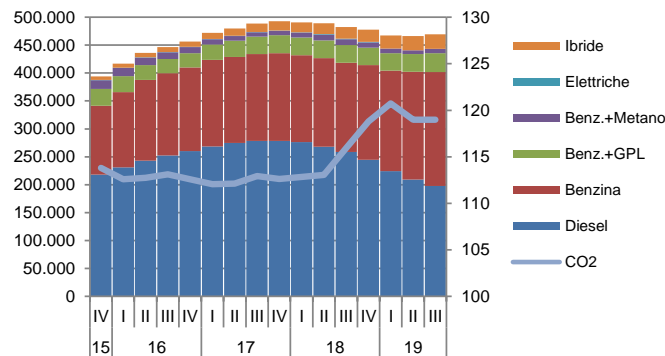
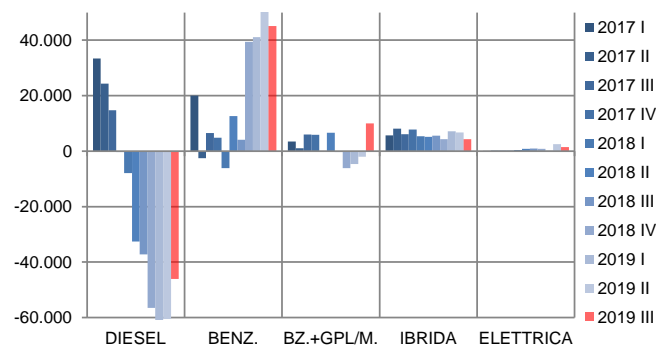


Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)



Nei primi nove mesi del 2019 si indebolisce la spinta alla riduzione delle emissioni proveniente dal calo dell'intensità energetica e dalla quota di fossili nel mix energetico

La Figura 3.9 riporta la scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano, tramite l'identità di Kaya (vedi nota metodologica). Ogni istogramma rappresenta il contributo di ciascuna delle componenti dell'identità di Kaya alla variazione media annua delle emissioni nei precedenti tre anni (NB: la somma delle variazioni delle cinque variabili corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂ negli stessi tre anni). Emerge come il tasso medio annuo triennale di riduzioni delle emissioni dai livelli minimi del 2014 sia andato via via riducendosi, fino a variazioni positive nel 2017 (+0,8% m.a. a fine anno). Successivamente tale trend si è prima attenuato, per poi passare a variazioni negative a partire dalla seconda metà del 2018, arrivando ad un nuovo punto di "minimo" nel I trimestre 2019, quando il tasso di riduzione medio annuo (rispetto ai precedenti tre anni) è stato pari a -1%. Tuttavia nei successivi due trimestri del 2019 il tasso di riduzione è nuovamente andato attenuandosi, arrivando ad appena -0,3% m.a nel III trimestre.

Con riferimento all'andamento delle diverse componenti dell'identità di Kaya, nei primi nove mesi del 2019 si conferma la spinta negativa proveniente dall'**intensità energetica del PIL**, anche se in progressiva attenuazione: dal -2% m. a. del triennio 2014-2016, al -1,3% del 2017, al -1% del 2018, a -0,7% nel III trimestre 2019.

Una spinta alla riduzione delle emissioni proviene anche dall'**intensità carbonica delle fonti fossili** (-0,6% m.a. negli ultimi tre anni) per il minor ricorso al carbone.

Il contributo all'aumento delle emissioni proveniente dalla **quota di fonti fossili sull'energia primaria** è invece andato via via riducendosi dal +1,5% della seconda metà del 2017 (per la ripresa del gas nella termoelettrica), fino a valori negativi a fine 2018 (-0,3% m.a.). Dopo avere proseguito su tale tendenza anche nei primi mesi del 2019, nei successivi due trimestri questa spinta si è invece progressivamente indebolita.

Resta invece positiva la spinta all'aumento delle emissioni proveniente dalla componente **PIL pro-capite** (oltre l'1% negli ultimi tre anni), sebbene in lieve attenuazione.

Complessivamente il ridimensionamento del calo delle emissioni nel corso del 2019 (a fine III trimestre il tasso medio annuo relativo ai tre anni precedenti è pari al -0,3%, rispetto al -1% di fine 2018) è quindi da ricercare nella minore spinta alla riduzione proveniente dalle componenti quota di fossili/energia primaria (di fatto esaurita) e intensità energetica del PIL (ridimensionata).

Se si considerano le variazioni medie annue delle emissioni ipotizzando di azzerare il contributo della componente PIL/cap, a fine III trimestre 2019 la riduzione media annua delle emissioni risulterebbe negli ultimi tre anni pari a circa l'1,4%, un dato che, seppur più sostenuto della riduzione effettiva (-0,3%), risulta comunque in attenuazione rispetto al -2% dei precedenti quattro trimestri.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.10), il ritorno alle forti riduzioni delle emissioni del periodo 2013-2016 (in media quasi -3%, sempre al netto della componente PIL/cap) appare pertanto complesso in assenza di una accelerazione del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia e tra energia ed emissioni (accelerazione della penetrazione delle rinnovabili).

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

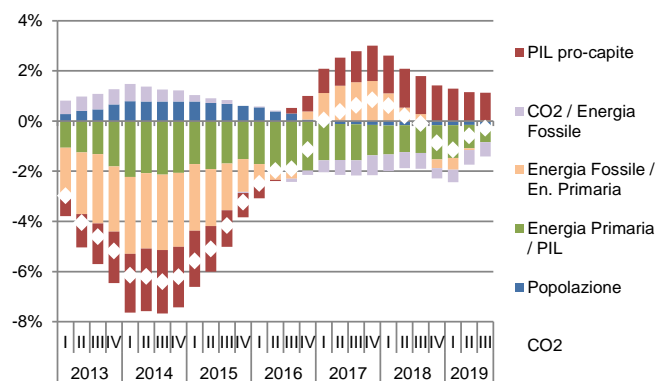
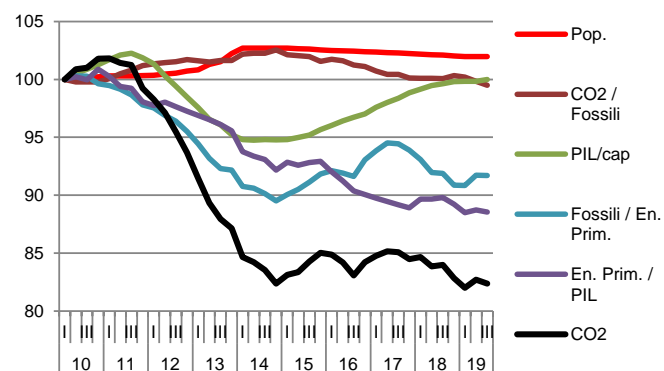


Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (2010=100)



Nei primi otto mesi 2019 aumento significativo della nuova potenza di impianti FER (+49% rispetto allo stesso periodo del 2018), trainati dall'eolico

Secondo i dati ANIE la nuova potenza eolica, fotovoltaica (FV) e idroelettrica complessivamente connessa nel corso dei primi otto mesi del 2019 è pari a 771 MW, circa 250 MW in più rispetto a quanto registrato nello stesso periodo del 2018 (+49%). Nel dettaglio:

- le nuove installazioni di impianti solari (330 MW nel periodo gennaio-agosto) risultano in aumento del 28% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente;
- è in forte aumento la nuova potenza di impianti eolici, complessivamente pari a 412 MW nei primi otto mesi, tre volte la potenza installata nel corso dello stesso periodo del 2018 (137 MW);
- le nuove installazioni di impianti idroelettrici ad agosto sono invece complessivamente pari a 29 MW, quasi 100 MW in meno rispetto allo stesso periodo del 2018.

In un'ottica di più lungo periodo (Figura 3.11), da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti alimentati da FER sia complessivamente pari a quasi 5 GW (circa 0,9 GW l'anno). Di questi, 2,3 GW sono impianti solari (46%), 2,1 GW (41%) sono impianti eolici, i restanti 0,6 GW, idroelettrico (11%).

Nella Figura 3.12 si riporta il dato medio mensile di nuova capacità connessa relativa ai primi otto mesi del 2019, confrontato con i dati medi mensili dei precedenti cinque anni. Per il FV i primi otto mesi del 2019 mostrano il proseguimento delle installazioni su un trend di crescita pluriennale: circa 41 MW/mese nel 2019, 5 in più rispetto al dato medio del 2018.

Anche le nuove installazioni di impianti eolici nel periodo gennaio-agosto 2019 (52 MW/mese) sono in aumento rispetto ai livelli dell'anno precedente (43 MW/mese, +19%), seppur ad un ritmo dimezzato rispetto a quanto registrato nel corso del precedente biennio.

Discorso opposto per l'idroelettrico, 3,6 MW/mese di nuove connessioni nei primi otto mesi del 2019, contro i 9 MW/mese medi dei precedenti cinque anni.

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. La proposta di Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima prospetta infatti al 2030 circa 30 GW aggiuntivi di FV rispetto alla capacità odierna, e 7 GW aggiuntivi per l'eolico.

Importante impulso ai ritmi di crescita della nuova capacità da FER è atteso dal recente decreto "FER 1", il DM 4 luglio 2019, che ha l'obiettivo di promuovere la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da FER quali i FV, eolici *on shore*, idroelettrici e gas di depurazione. Sono due i meccanismi incentivanti (funzione della potenza dell'impianto), riconosciuti all'energia netta immessa in rete: la Tariffa Onnicomprensiva o un Incentivo (calcolato come differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario dell'energia). Dal Decreto ci si attende infatti la realizzazione di nuovi impianti per circa 8 GW di nuova capacità installata, con un aumento della produzione elettrica da FER per a circa 12 TWh. Come noto, il Decreto prevede, per l'accesso agli incentivi, l'iscrizione ad appositi registri ed aste, a seconda della taglia e della tipologia di impianti a FER.

Figura 3.11 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW)

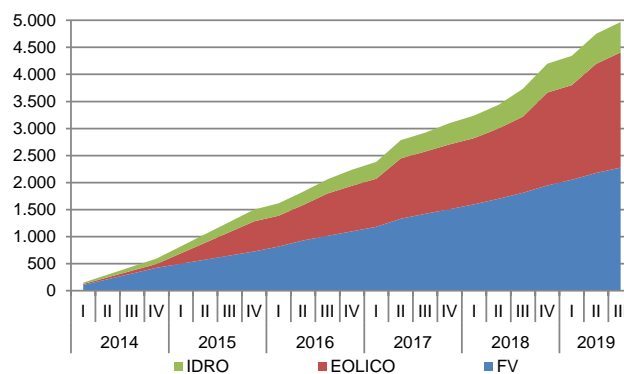
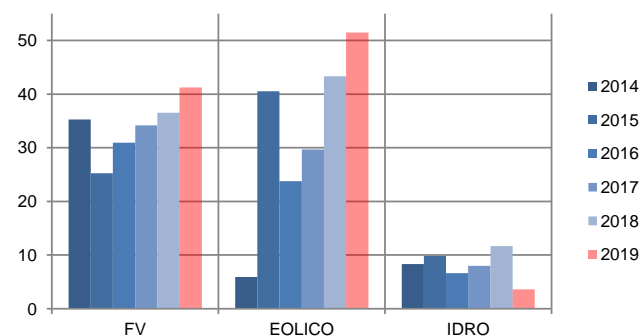


Figura 3.12 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi mensili, MW)



4. Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Produzione non-OPEC in aumento di quasi 2 Mbbbl/g nel 2019, oltre 2 Mbbbl/g nel 2020. Con i nuovi tagli quota OPEC verso nuovi minimi decennali

Il mercato petrolifero mondiale continua a rimanere in una situazione di tendenziale eccesso di offerta (vedi par. 2.1), cui si aggiunge una capacità di resilienza del sistema produttivo cresciuta molto negli ultimi anni con l'aumento della produzione non-OPEC, quella di light tight oil statunitense in particolare, caratterizzata da maggiore elasticità alle condizioni di mercato rispetto alla produzione convenzionale. Sebbene diverse fonti tendano a prevedere un rallentamento della crescita della produzione statunitense, quest'ultima nel III trimestre si è attestata al nuovo record storico di 12,2 milioni di barili/giorno, e nei primi due mesi del IV trimestre ha raggiunto i 12,7 Mbbbl/g, un valore che se confermato a fine anno corrisponderebbe ad un aumento su base annua superiore al milione di bbl/g. E questo nonostante continui a scendere il numero di *oil rig* attivi, ragione prima delle revisioni al ribasso delle previsioni di crescita della produzione (come fatto ad esempio di recente da Goldman Sachs). Anche nella seconda metà del 2019 ha quindi continuato ad espandersi la quota di produzione OCSE sul totale, a scapito di quella OPEC. Quest'ultima è stimata nel III trimestre a meno di 35 Mbbbl/g, mentre per i primi nove mesi dell'anno si stimano 35,5 Mbbbl/g, in calo di quasi 2 Mbbbl/g rispetto alla media 2018. La produzione OCSE è invece stimata per l'insieme dei primi nove mesi dell'anno a circa 28,4 Mbbbl/g, con un incremento di 1,5 Mbbbl/g sulla media 2018. In termini di quote produttive, la produzione OPEC scenderebbe al 35,4% nella media 2019, a poco più del 34% nel 2020 (la previsione di settembre stimava invece il 35,2%; Figura 4.1).

Il ruolo crescente della produzione non-OPEC rende l'offerta più elastica alle variazioni congiunturali della domanda e/o a shock temporanei di vario genere anche dal lato dell'offerta. Per di più, i nuovi tagli alla produzione OPEC accresceranno ulteriormente la *spare capacity*, già stimata superiore ai 3 milioni di bbl/g, il 70% imputabile alla sola Arabia Saudita. A dimostrazione della resilienza del sistema, è significativo l'impatto limitato avuto dagli attentati agli impianti produttivi arabi a settembre, che avevano una capacità potenziale di contrarre l'offerta fino al 5% del totale mondiale.

In Italia forte ripresa delle importazioni nonostante il calo dei consumi, torna su valori elevati il petrolio russo

In Italia si segnala la notevole ripresa delle importazioni nette, che dopo cinque cali tendenziali consecutivi sono tornate ad aumentare nel II trimestre e nel III trimestre hanno messo a segno una crescita di quasi il 10% (Figura 4.2). Con questa nuova crescita il dato cumulato relativo ai primi nove mesi dell'anno diviene positivo per ben 1,4 Mt. Il continuo calo della produzione interna (-450 kt nei nove mesi) concorre a spiegare la necessità di aumentare l'import, ma non è di per sé sufficiente, tenendo conto che negli stessi nove mesi si è assistito anche a un calo dei consumi petroliferi (circa 400 kt in meno). Un contributo significativo è venuto in effetti dalla tenuta delle lavorazioni di raffinazione e dall'aumento dell'export di prodotti (vedi oltre).

Le provenienze dei greggi riflettono in parte lo scenario internazionale, con l'azzeramento del petrolio iraniano dopo l'embargo USA (era stato pari a 5,5 Mt nei primi nove mesi del 2018), compensato quasi completamente dalla crescita delle importazioni dall'Iraq (cresciute di 4 Mt nei nove mesi 2019) che quest'anno è divenuto di gran lunga il primo fornitore italiano (21% del totale), seguito dall'Azerbaijan (16%).

Complessivamente si conferma la forte riduzione del peso degli arrivi dall'area del Medio Oriente (nei nove mesi dal 39% al

30%) perché si è ridotto di 1/3 il greggio saudita (Figura 4.3). Altro dato notevole dell'anno sembra la forte ripresa del petrolio russo, che pur con molta variabilità negli ultimi anni ha oscillato su percentuali intorno al 10%, mentre nel II trimestre ha superato il 15% e nel III il 20%. Nei primi nove mesi la Russia è divenuta ora il terzo fornitore italiano, poco al di sotto dell'Azerbaijan.

Per il resto si conferma la crescita del ruolo del petrolio proveniente dall'insieme dei Paesi africani, con la Libia però costante sui livelli 2018, come anche la riduzione significativa del petrolio americano, quello USA in particolare, le cui crescenti esportazioni si dirigono altrove.

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; NB: dati proiezione IEA per 2019 e 2020)

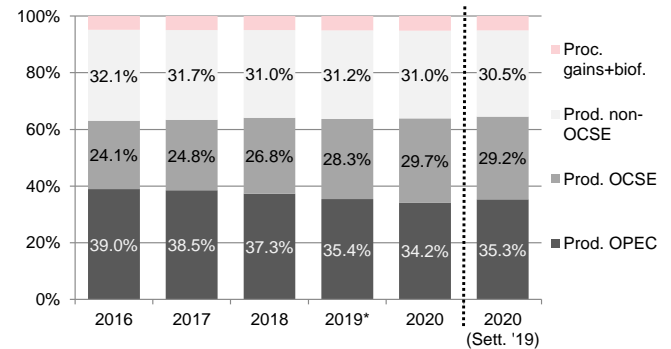


Figura 4.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx; kt, asse dx)

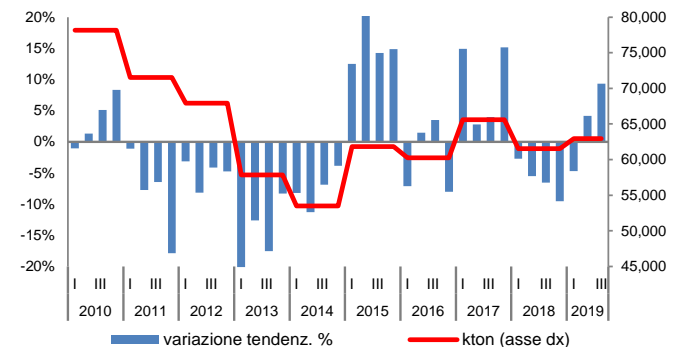
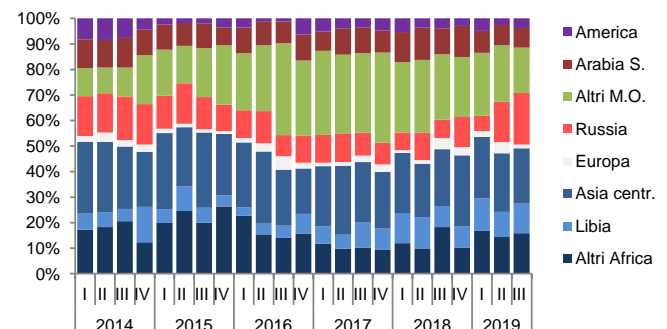


Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Prosegue il calo della produzione di greggio in Italia

Dal lato della produzione i dati del III trimestre 2019 sono in perfetta continuità con quelli del I semestre (Figura 4.4). La produzione italiana di greggio prosegue nella sua traiettoria discendente, a un tasso medio superiore al 10% su base annua, un dato in linea con quanto avviene anche in Germania e Francia, dove però i livelli produttivi sono storicamente più bassi. Resta invece in aumento la produzione di greggio dell'insieme dell'UE (+3% nei nove mesi, sebbene in leggero calo nel III trimestre), grazie agli incrementi di produzione registrati in Gran Bretagna nell'ultimo anno e mezzo. Nei primi nove mesi dell'anno in corso la produzione britannica è aumentata di più di 2 Mt rispetto all'anno passato, e rappresenta ormai più del 70% della produzione europea.

Nel III trimestre migliorano i crack spread dei prodotti raffinati, nonostante il differenziale ancora ridotto tra greggi leggeri e pesanti

Nel III trimestre il settore della raffinazione ha continuato per un verso ad essere penalizzato dal ridotto sconto dei greggi heavy/sour rispetto ai greggi leggeri/sweet, mentre per un altro verso ha beneficiato dell'allargamento degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.

Il differenziale di prezzo tra grezzi light sweet e greggi heavy sour ha oscillato per tutta la prima parte dell'anno su livelli molto ridotti, in conseguenza della combinazione dei tagli produttivi da parte dei produttori OPEC+ e delle sanzioni degli Stati Uniti contro Iran e Venezuela, tra i principali produttori di greggi heavy sour. Negli ultimi mesi il differenziale Urals/Brent ha invece mostrato una notevole variabilità, condizionato anche dal blocco dei flussi di Urals dalla Russia all'Europa centrale per la contaminazione della pipeline Druzhba. A settembre e a ottobre, anche grazie al ritorno alla normalità su questo fronte, il differenziale è tornato su valori più elevati (fino a quasi -2 \$/bbl), ma i dati preliminari di novembre sembrano indicare un nuovo peggioramento (Figura 4.5). A novembre il dato medio relativo al 2019 indicava un differenziale di poco inferiore a 1 \$/bbl.

Nel trimestre sono invece migliorati in termini congiunturali i crack spread dei due principali prodotti raffinati (che misurano la differenza tra valore del prodotto e costo del greggio), che hanno beneficiato del calo delle quotazioni petrolifere (-10% il Brent su base congiunturale) e della contemporanea ripresa delle quotazioni dei prodotti, che pure sono ancora in calo nella media dei primi nove mesi dell'anno: nei nove mesi del 2019 la benzina è stata quotata a una media di 599 \$/ton (rispetto ai 683 \$/ton dei primi nove mesi del 2018), mentre il diesel è stato quotato a una media di 588 \$/ton (rispetto ai 638 \$/ton del 2018). Il crack spread sul diesel è dunque salito a 15 \$/bbl, in aumento congiunturale del 7%, rafforzato come da attese degli analisti dall'imminente entrata in vigore della nuova normativa IMO sui carburanti marini, quello sulla benzina a 10 \$/bbl (+2%). I due prodotti presentano invece performance opposte con riferimento al dato su base annua: +6% il diesel, che ha beneficiato anche delle minori esportazioni saudite, per la riduzione delle lavorazioni delle raffinerie, con l'obiettivo di massimizzare le quantità di greggio disponibile per l'esportazione; -27% la benzina, che sconta la situazione di eccesso di offerta di distillati leggeri che si prolunga dalla metà dell'anno scorso, per la combinazione di elevati livelli di attività delle raffinerie USA e di previsioni prudenti circa la crescita della domanda globale.

In prospettiva, per il diesel in particolare resta l'aspettativa di consumi europei in calo, sia per il rallentamento economico sia per il calo delle vendite delle auto diesel. Inoltre, sono registrate in aumento le esportazioni di distillati medi dalla Cina, grazie alle maggiori quote concesse dal Governo ai raffinatori locali.

Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx) e in Europa (kt, asse dx)

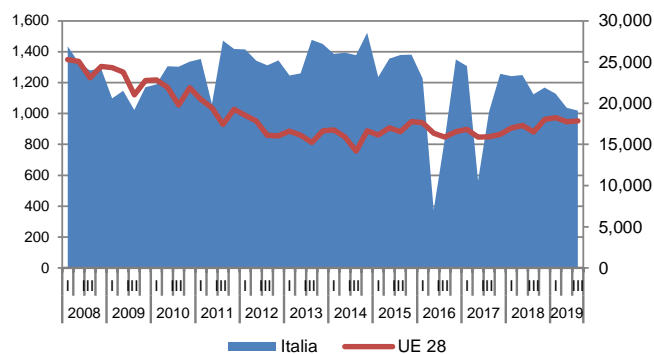
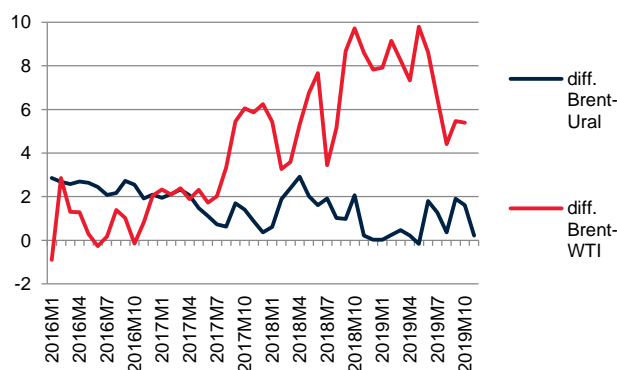


Figura 4.5 - Differenziale tra Brent e WTI e tra Brent e Urals (\$/bbl)



Temporanea ripresa dei margini nell'area del Mediterraneo nel III trimestre, ma il 2019 tende a chiudersi sui minimi degli ultimi anni

Come anticipato nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, nel III trimestre dell'anno i margini di raffinazione sono risultati in ripresa sia su base congiunturale sia su base annuale, dopo che nel I semestre erano risultati in calo in tutte le aree, con l'unica eccezione degli Stati Uniti, dove tra l'altro fino a metà anno le raffinerie hanno beneficiato del WTI a fortissimo sconto rispetto al Brent (Figura 4.5 e Figura 4.6).

La ripresa dei margini è stata di poco meno di 3 \$/bbl sia nell'area del Mediterraneo sia nell'Europa del Nord-Ovest. Il margine di raffinazione calcolato da "EMC Benchmark" (relativo a una raffineria costiera di media complessità ubicata nel Mediterraneo e con una carica composta da 50% Brent e 50% Urals) è salito a 3 \$/bbl dal valore pressoché nullo del II trimestre. Nella media dei primi nove mesi dell'anno il margine "EMC Benchmark" si attesta a 1,4 \$/bbl, comunque ancora in calo rispetto al corrispondente periodo del 2018. Inoltre, i dati parziali del IV trimestre mostrano una tendenza a un nuovo calo. Resta dunque la prospettiva di chiudere il 2019 sui valori più bassi degli ultimi cinque anni. D'altra parte, sia il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) sia il margine della raffineria di Sarroch del Gruppo Saras risultano significativamente superiori al margine EMC Benchmark (entrambi i margini si sono attestati a circa 6 \$/bbl nel III trimestre, a circa 4 \$/bbl nei nove mesi).

A breve, la possibilità di miglioramenti resta legata all'entrata in vigore della nuova normativa IMO sui carburanti marini (il 1° gennaio 2020), che dovrebbe da un lato spingere i crack spread sul gasolio, dall'altro penalizzare i greggi heavy/sour e premiare le raffinerie ad alta conversione. Al contrario, lo scenario emergente dai nuovi tetti IMO rischia di risultare sempre più difficile per le raffinerie meno complesse, con rischi di nuove chiusure degli impianti europei più datati.

Utilizzo degli impianti in forte ripresa nel III trimestre, la media annua torna sui livelli del 2018

Nel III trimestre le condizioni del mercato, unite al superamento dei fattori congiunturali (fermate manutentive a Sannazzaro e Sarroch) che avevano ridotto la capacità disponibile nella prima metà dell'anno, hanno determinato un notevole rimbalzo del tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione italiani (calcolato sulla sola lavorazione di greggio). Nel trimestre in esame l'utilizzo è salito di quasi nove punti percentuali, dal 76,7 all'85,3%, riportando la media dei primi nove mesi sullo stesso livello del corrispondente periodo del 2018 (78%).

Su base congiunturale l'utilizzo degli impianti è salito anche nella media dei Paesi OCSE europei (Figura 4.7), con un incremento altrettanto forte in Germania (+8%) e più contenuto in Francia (+3%). Fanno eccezione la Gran Bretagna, dove il tasso di utilizzo si è ridotto di un punto percentuale, e la Spagna, dove è rimasto invariato, peraltro sempre sui livelli più elevati registrati tra i principali Paesi europei (superiori al 90%). Molto diverso è invece il quadro che emerge dal confronto fra il tasso di utilizzo medio registrato nei primi nove mesi del 2019 e quello registrato negli stessi mesi del 2018. Il dato relativo all'insieme dei Paesi europei OCSE mostra un calo dell'utilizzo del 2% circa, mentre cali anche più sostenuti si registrano in Francia, Germania e Spagna. Fanno eccezione l'Italia, dove come si è visto il dato è invariato, e la Gran Bretagna, dove invece si registra un lieve incremento.

Sebbene nel breve periodo l'entrata in vigore dei nuovi vincoli IMO potrebbe far risalire il tasso di utilizzo delle raffinerie per soddisfare la nuova richiesta di distillati medi, il quadro complessivo resta quello di una accresciuta concorrenza da parte delle nuove raffinerie previste entrare in funzione, con una capacità superiore alla crescita attesa della domanda.

Ne potrebbe derivare un calo del tasso di utilizzo delle raffinerie UE all'80% entro il 2024 (IEA; Oil 2019, pag. 92), visti i vantaggi competitivi delle raffinerie USA, asiatiche e del Medio Oriente.

Figura 4.6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche (\$/bbl; NB: per il IV trimestre dati parziali)

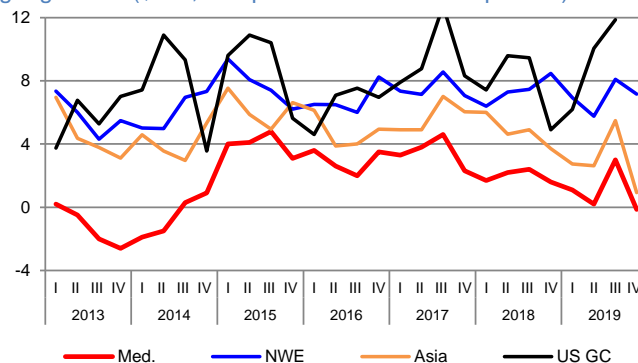
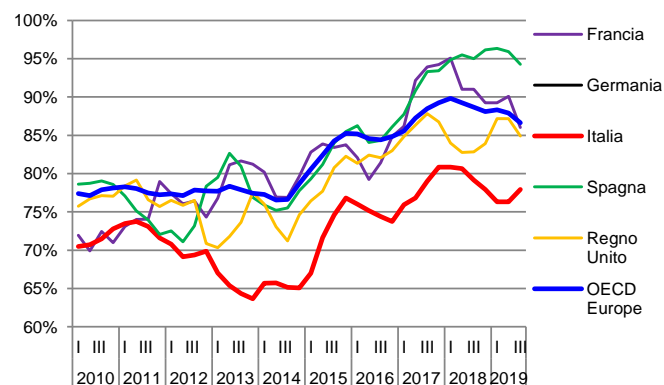


Figura 4.7 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (% media mobile 12 mesi)



Lavorazioni di greggio in forte ripresa in Italia nel III trimestre (+8%). Italia meglio della media UE nei nove mesi

L'andamento delle lavorazioni di greggio segue quello del tasso di utilizzo degli impianti. Le condizioni di mercato non favorevoli che hanno caratterizzato buona parte dell'anno si sono riflessi in cali tendenziali significativi del greggio passato in lavorazione in tutti i Paesi dell'Europa continentale, con l'unica eccezione dell'Italia (Figura 4.8). In tutti i Paesi europei le migliori condizioni del mercato nel III trimestre hanno favorito una decisa ripresa del greggio lavorato, ma su base annua le lavorazioni dei primi nove mesi in Germania, Francia, Spagna e nella media UE registrano cali compresi tra l'1,5 e il 4,3%. In Italia, invece, la ripresa del III trimestre (+8% sull'anno prima) è stata tanto notevole da riportare le lavorazioni dei primi nove mesi esattamente sugli stessi livelli di un anno prima (altra eccezione la Gran Bretagna, dove l'aumento delle lavorazioni è coinciso con il balzo della produzione interna di greggio). Se si considera che la diminuzione delle lavorazioni italiane nella prima parte dell'anno è stata anche legata a fermate manutentive in alcune raffinerie importanti, questa peculiarità italiana in un quadro poco favorevole potrebbe essere un segnale positivo.

Per di più, questa tenuta delle lavorazioni è avvenuta in un contesto di moderata riduzione dei consumi interni di prodotti petroliferi (vedi cap. 2.2): nei nove mesi del 2019 i consumi di gasolio sono diminuiti di circa 200 kt (-0,8%) e una forte riduzione ha interessato la carica petrolchimica (-500 kt), mentre sono rimasti fermi i consumi di benzina. I prodotti del greggio passato in lavorazione, che come detto è rimasto sui livelli del 2018, hanno evidentemente trovato uno sbocco diverso dal mercato interno.

Ripresa dell'export netto nel II e III trimestre

In effetti negli ultimi due trimestri le esportazioni nette italiane sono aumentate per circa 500 kt. In particolare, performance notevoli hanno riguardato il gasolio (+750 kt di export netto), la benzina (+300 kt) e la nafta (+500 kt), mentre è peggiorato molto l'export netto di distillati pesanti e olio combustibile, oltre che di carboturbo (unico combustibile la cui domanda continua ad aumentare a ritmi sostenuti) (Figura 4.9).

Il dato relativo all'insieme dei primi nove mesi sconta ancora la performance molto negativa del primo trimestre, quando l'export netto perse circa 700 kt, ma la perdita sull'anno precedente è ora ridotta a meno di 200 kt (-2%), dovuta a un calo delle importazioni per quasi 800 kt e a un calo delle esportazioni per quasi 1000 kt. Il bilancio annuale è però largamente in miglioramento per gasolio e nafta (in concomitanza con la debole fase della petrolchimica, per la prima volta dal 2012 l'Italia è tornata ad essere esportatore netto di nafta), come anche in leggero miglioramento è quello della benzina.

Sale il rapporto produzione/consumo di gasolio e benzina

La ripresa delle lavorazioni delle raffinerie ha riportato in aumento il rapporto tra produzione e consumo sia del gasolio sia della benzina.

Nel caso del gasolio (Figura 4.10) il rapporto in questione è tornato a salire, invertendo una tendenza al calo che durava dal 2016. L'Italia si consolida dunque come unico Paese, tra i principali europei, con una produzione di gasolio che eccede i consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1).

Anche nel caso della benzina (Figura 4.11), che vede trend fortemente discendenti in tutti i restanti Paesi europei, gli ultimi due trimestri hanno invertito la tendenza recente al calo del rapporto produzione/consumi. Anche qui l'Italia resta di gran lunga il Paese con il maggiore eccesso di produzione, tornato ben sopra il 100%.

Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

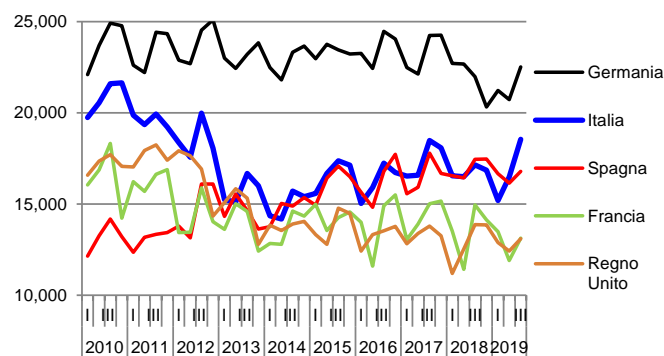


Figura 4.9 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)

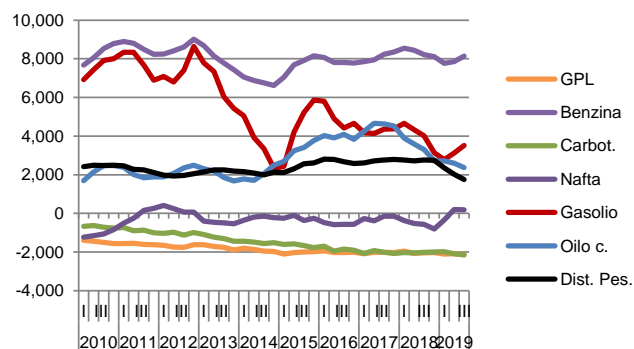


Figura 4.10 - Rapporto tra produzione e consumo di gasolio (media mobile a 4 termini)

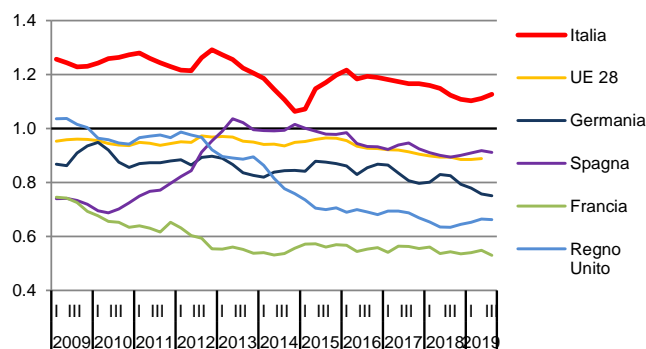
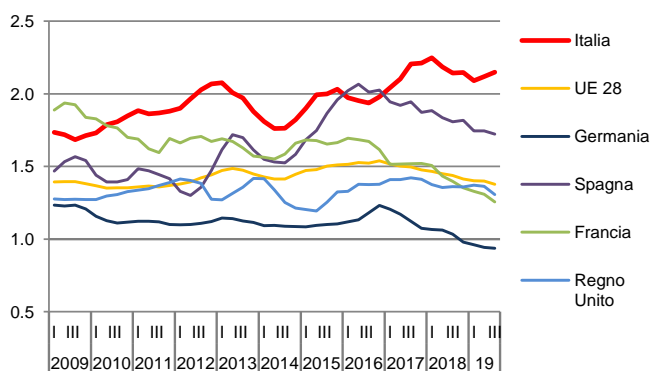


Figura 4.11 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina (media mobile a 4 termini)



4.2 Sistema del gas naturale

Continua la ripresa dei consumi europei di gas, trainati dalla domanda della termoelettrica

Nel terzo trimestre i consumi europei di gas naturale hanno confermato la netta ripresa già evidenziata in quello precedente, allorché era stata invertita una tendenza negativa protrattasi per quattro trimestri consecutivi di calo tendenziale. In particolare, si è registrato un incremento pari al 6,5% (poco più di 5 miliardi di metri cubi in termini assoluti), che portano il valore cumulato dei primi tre trimestri 2019 a una variazione positiva del 3% rispetto all'analogo periodo 2018 (in termini assoluti, una differenza pari a circa 10 miliardi di metri cubi). (Figura 4.12)

Tuttavia, a differenza dell'aumento avvenuto nel trimestre precedente, al quale avevano concorso congiuntamente in misura simile sia la generazione elettrica sia gli altri usi, in questo caso quasi l'intera variazione è stata ascrivibile alla prima componente, laddove le altre si sono mantenute abbastanza costanti (nel caso degli usi residenziali) oppure hanno mostrato una certa debolezza (nel caso del comparto industriale).

In particolare, i consumi per la generazione elettrica (Figura 4.13), dopo aver costantemente stazionato nei mesi invernali sui massimi della media quinquennale ed averli nettamente superati in primavera culminando nel mese di luglio a un livello di 10,5 miliardi di mc (+29% sul luglio 2018), nei successivi mesi di agosto e settembre hanno subito una relativa decelerazione - pur mantenendosi comunque superiori a quelli dell'anno precedente - tale da riportarli a chiusura del terzo trimestre almeno in linea con i massimi del range quinquennale ad 8,4 miliardi di mc.

In parallelo, nella generazione termoelettrica europea si assiste ad una nuova forte accelerazione del calo dei consumi di carbone: in Germania, Regno Unito e nell'insieme degli altri Paesi UE le variazioni negative tendenziali nel corso della prima metà del 2019 sono divenute progressivamente maggiori (Figura 4.14).

L'andamento del Pil europeo supporta il dato che gli usi industriali non abbiano contribuito al sostegno della domanda di gas naturale, a differenza della generazione termoelettrica. Nel III trimestre si è mantenuto il ritmo di crescita del PIL registrato nel trimestre precedente (+0,2% per l'Eurozona, +0,3% per l'UE28), ma a zavorrare la media sono stati proprio i due maggiori Paesi manifatturieri e votati all'export, ovvero Italia e Germania (entrambe +0,1%): quest'ultima, pur riuscendo ad evitare una formale recessione tecnica in quanto proveniente dal -0,2% del trimestre precedente (grazie soprattutto a consumi privati, costruzioni ed export), rimane però ancora del tutto immersa nella metamorfosi che l'ha vista passare da un ruolo di traino a fonte di debolezza per l'intera area continentale europea.

Prosegue la riduzione della produzione europea con l'anticipo della chiusura di Groningen

L'aumento della domanda europea di gas è stato coperto dall'incremento delle importazioni, quelle di GNL in particolare, che hanno anche compensato il nuovo calo della produzione interna, legato in primo luogo all'accelerazione della riduzione della produzione del giacimento di Groningen, con la decisione delle autorità olandesi di anticipare l'interruzione completa della produzione entro il 2022. Su base tendenziale la produzione dei Paesi Bassi è scesa nel III trimestre di un altro 16% (-1,5 miliardi di metri cubi), in accelerazione rispetto al -11% del II trimestre. Nell'insieme dei primi nove mesi, la riduzione è pari a più di 3 miliardi di metri cubi. Anche la produzione britannica è in calo, ma in misura inferiore (-5% tendenziale, circa 0,5 miliardi di metri cubi in meno).

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale su base trim. (asse sx) e domanda totale annua (asse dx)

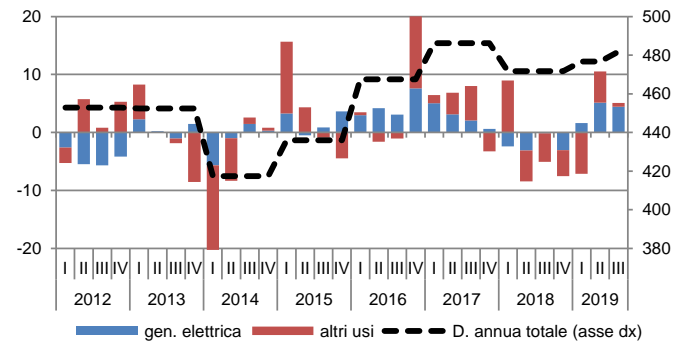


Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)

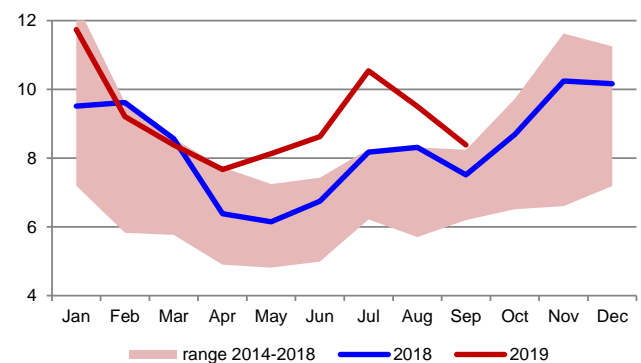
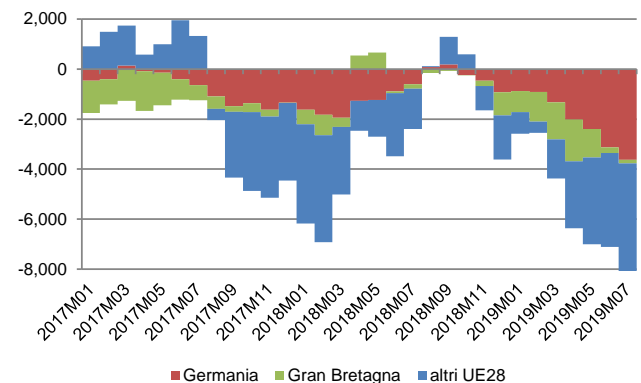


Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (variazione tendenziale su base mensile, ktep)



Si confermano ai massimi storici le importazioni di GNL in Europa, quintuplicato il GNL dagli USA

Lo spread di prezzo tra il GNL sui mercati asiatici ed il gas sugli hub europei (TTF), che nel mese di aprile era arrivato a segnare un azzeramento determinando un picco delle importazioni UE (che avevano sfiorato i 13 miliardi di mc), è risalito nei mesi estivi su livelli compresi tra 3 e 6 €/MWh, in linea con quelli che ne sono i valori stagionali ormai dal 2015. Le importazioni di GNL nell'UE28 si sono anch'esse conseguentemente ridimensionate a valori mensili compresi tra 7,2 e 8,2 miliardi di mc. per un valore complessivo trimestrale in contrazione dai 31,3 del trimestre precedente (-25,5%) ma in significativo incremento rispetto al terzo trimestre 2018 (+76%, pari a circa 10 miliardi di mc) (Figura 4.15).

È tuttavia interessante notare la visibile fuoriuscita delle importazioni di GNL, a partire dal 2018, dal range di variabilità estremamente compresso nel quale si erano mantenute nell'intero quinquennio 2013-2017.

Nella Figura 4.16 è chiaramente percepibile tale fuoriuscita dagli estremi superiori del range della media quinquennale a partire dall'autunno 2018, ed il successivo ulteriore incremento nella primavera 2019 poi solo in parte rientrato nel corso del terzo trimestre.

Le importazioni europee di GNL dagli USA sono ammontate a 3,815 miliardi di mc, confermando così anche per il terzo trimestre l'incremento esponenziale verificatosi nei precedenti tre trimestri: in questo caso l'aumento è stato del 436% (3,1 miliardi in valore assoluto) anno su anno, e del 16% (527 milioni) rispetto al trimestre precedente. L'entità della variazione a/a si coglie considerando che gli ultimi quattro trimestri (IV 2018 - IV 2019) hanno complessivamente totalizzato circa 13,7 miliardi di mc di importazioni, pressoché decuplicando rispetto a 1,46 dei quattro trimestri precedenti (Figura 4.17).

In particolare va segnalata la persistente compressione dello spread tra i prezzi GNL all'Henry Hub (indicativi della domanda interna) e quelli sulla Costa del Golfo (Argus Gulf Coast LNG FOB), che risentono invece per ragioni logistiche della domanda estera. Tale spread si è andato via restringendo proprio in concomitanza con l'impennata delle esportazioni in Europa, scendendo - sia pur in via estemporanea - anche a meno di 1 \$/Mbtu, livelli non più in grado di coprire i costi di trasporto e dunque tali da azzerare la convenienza dell'export rispetto al mercato interno. Non si è ancora raggiunto un livello allo stesso tempo sufficientemente basso ma anche durevole tale da azzerare le esportazioni, ma il trend lascia intravedere la possibilità di una competizione di prezzo tra approvvigionamenti da GNL e da gasdotti, finora mai concretizzatasi, e rappresenta comunque un ulteriore indicatore indiretto dell'eccesso di offerta GNL presente sul mercato globale.

Si confermano e si rafforzano inoltre le modifiche strutturali del mercato di tipo qualitativo già in atto da diversi trimestri. La domanda nei mercati tradizionali del GNL è caratterizzata da una crescente incertezza dovuta a diverse ragioni tra cui l'evolversi delle iniziative politiche (ad es. l'eliminazione graduale del carbone e del nucleare nella Corea del Sud), la crescita della generazione rinnovabile, la liberalizzazione del mercato: tale incertezza sta erodendo la preferenza per i contratti a lungo termine e poco flessibili (fixed) a vantaggio sia di quelli "flexible" (i quali hanno ormai raggiunto nel 2019 il 90% del totale rispetto al 70% del 2018 e a meno del 40% del 2017, fonte IEA), sia di quelli spot e a breve termine.

Inoltre i contratti divengono sempre più intermediati da soggetti specializzati (società di brokeraggio), soppiantando il tradizionale modello diretto tra produttore e fornitore: ciò a sua volta contribuisce a rendere più liquido ed attrattivo il mercato a breve termine, che sempre più spesso assume addirittura la forma di compravendite azionarie: il recente progetto FID per il

GNL in Canada è un buon esempio, in cui gli sviluppatori del progetto commercializzeranno la propria quota azionaria. Sono inoltre aumentati i volumi di approvvigionamento di GNL indicizzati a gas nell'orizzonte 2014-24: comprendendo nuovi progetti e operazioni in portafoglio, si è passati dai circa 100 miliardi di mc degli anni 2014-2017 fino ai circa 170 attuali e ai 200 previsti per il 2020 ed oltre, un incremento essenzialmente riguardante il gas di provenienza americana. L'aumento dell'indicizzazione del gas collegata agli hub negoziati (Henry Hub, TTF, JKM) rispetto alla tradizionale indicizzazione petrolifera riflette almeno due elementi: una crescente fiducia nei parametri di riferimento dei prezzi del gas con l'aumentare della liquidità; e, viceversa, le crescenti discrepanze tra i prezzi indicizzati dal petrolio e quelli degli utenti finali. Sono stati segnalati peraltro contratti di GNL asiatico indicizzati al carbone, anch'esso più prevedibile e meno volatile rispetto al petrolio.

Figura 4.15 - Importazioni di GNL nell'UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)

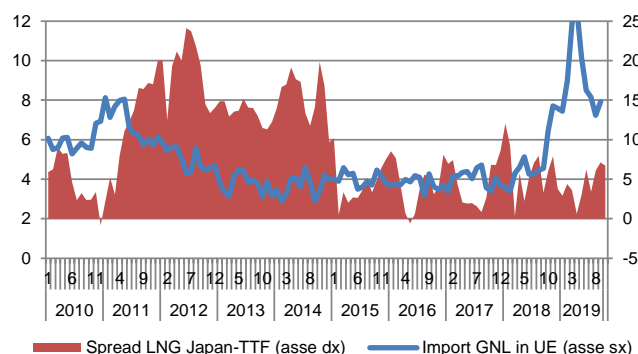


Figura 4.16 - Importazioni di GNL in Europa (miliardi di m³)

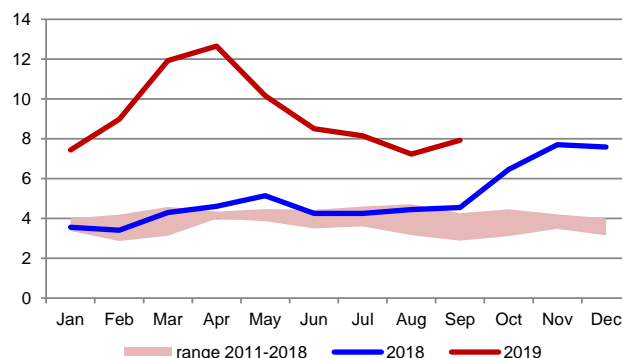
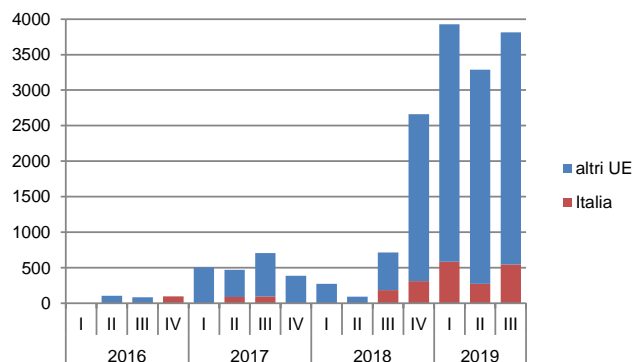


Figura 4.17 - Esportazioni di GNL USA in Europa (milioni di m³)



Anche in Italia aumento della domanda di gas trainato dalla termoelettrica

Anche nel terzo trimestre i consumi di gas in Italia hanno proseguito il trend di variazioni tendenziali positive rispetto al corrispondente periodo degli anni precedenti (Figura 4.18).

Si è soprattutto rafforzata la permanenza della domanda termoelettrica trimestrale oltre la sua media storica decennale suffragando le recenti ipotesi che i fattori dai quali è tradizionalmente influenzata stiano assumendo caratteri almeno in parte strutturali e non più soltanto congiunturali. Tra questi, in particolare, innanzitutto la riduzione delle importazioni di energia causata dalla progressiva omogeneizzazione del mix energetico europeo a quello italiano, con il conseguente assottigliamento dei tradizionali surplus da carbone (in Germania) e da nucleare (in Francia); in secondo luogo – nell'ambito del mix interno – la riduzione dell'apporto anche da fonti idro per ragioni climatiche normalmente variabili ma anch'esse sempre più frequentemente deficitarie; in terzo luogo l'andamento ancora strutturalmente calante del prezzo del gas – sia in termini assoluti sia relativi rispetto a quello del carbone – dovuto ai forti eccessi di offerta del GNL, il quale unito all'aumento dei prezzi dei permessi di emissione ha continuato a determinare *clean spark spread* positivi, elemento a cui il settore energetico è particolarmente sensibile.

In termini cumulati, i primi nove mesi hanno fatto registrare un aumento del 4,9% sullo stesso periodo del 2018 e ciò lascia ragionevolmente presagire che anche a consuntivo l'anno 2019 si chiuderà su livelli più elevati rispetto al 2018 (Figura 4.19). Il dato è ascrivibile essenzialmente al settore termoelettrico (+15,6%, poco meno di 20 miliardi di metri cubi in valore assoluto), in quanto sia il comparto civile (-0,8%) sia quello industriale (-0,6%) risultano sostanzialmente allineati da un anno all'altro.

Per quanto concerne invece la domanda industriale, va segnalata nel terzo trimestre la sua notevole e importante diminuzione, con la quale dopo circa tre anni si è prima bruscamente riportata intorno alla sua media decennale, per poi penetrare al ribasso tale media fino a uno scarto negativo che non si registrava da luglio 2016 (Figura 4.19).

GNL sempre sui massimi storici

Dal lato dell'offerta (Figura 4.20) si conferma nel terzo trimestre il balzo delle importazioni di GNL registrato nei due trimestri precedenti: 1,7 miliardi in più rispetto al terzo trimestre 2018 (+87%), del tutto in linea con il dato complessivo dei primi nove mesi 2019 (10,6 miliardi rispetto ai 5,7 del 2018, +86%). In valore assoluto, per appena 19 milioni di mc (3,619 miliardi di mc rispetto ai 3,638 del trimestre precedente), il dato non va a costituire il quarto massimo storico trimestrale consecutivo. Circa il 15% delle importazioni di GNL (546 milioni) sono provenienti dal mercato americano. A livello mensile, dopo i picchi primaverili a circa 1,38 miliardi di mc, l'import si è stabilizzato intorno a 1,14-1,22 miliardi.

Per quanto riguarda le altre provenienze dell'import di gas, si registra anche un notevole aumento tendenziale dell'import dal Nord Europa (2,93 miliardi rispetto ai 2,13 del terzo trim. 2018, +38%), quasi esattamente compensato in valore assoluto da una diminuzione dell'import dalla Russia (7,33 rispetto ad 8,18, -10%, l'opposto di quanto avvenuto nel III trimestre 2018), che pertanto sembra essere tornato a risentire della concorrenza del GNL anche in termini assoluti dopo la temporanea parentesi di stabilità nel primo semestre.

Figura 4.18 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

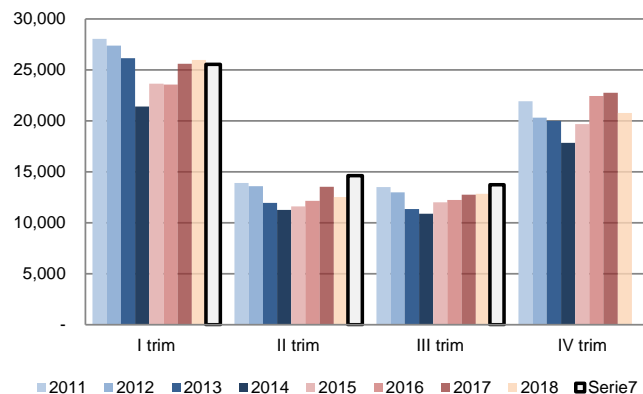


Figura 4.19 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia - Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

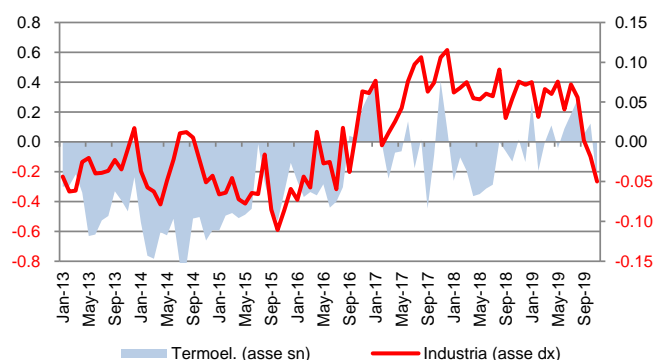
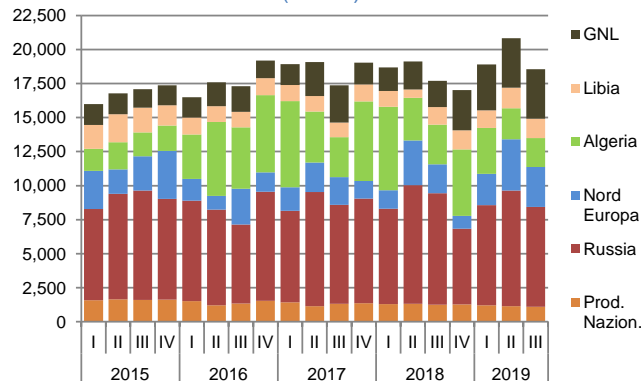


Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Marginale riduzione congiunturale del gas russo, ancora in calo il gas algerino, GNL seconda fonte di approvvigionamento

Le immissioni medie giornaliere di gas naturale per punto di entrata registrate nei primi nove mesi dell'anno confermano in gran parte le medie annuali finora registrate, sebbene con alcune lievi diminuzioni, anch'esse confermate del trend recente: rispetto al dato relativo ai primi sei mesi dell'anno il gas russo scende da 88 ad 85 milioni di mc e quello algerino da 31 a 28 a causa della perdurante penalizzazione subita dai contratti ancora indicizzati al petrolio in un contesto generale che li vede sempre più distaccarsi per mitigarne la volatilità del prezzo. A queste contrazioni si contrappongono la tenuta del gas dal Nord Europa, e soprattutto quella del GNL, la cui quota sulle importazioni italiane supera il 20% e si attesta per la prima volta subito dietro l'import russo (Figura 4.22).

Nel III trimestre il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, ha avuto un tasso di utilizzo medio giornaliero del 69% (era stato del 76% nel primo semestre), per cui risulta ampiamente superato dal terminal GNL di Cavarzere, il cui tasso medio di utilizzo ha raggiunto l'86%, con punte del 100%. Ancora in calo il dato relativo al gasdotto Transmed, che porta il gas algerino: il tasso di utilizzo medio è sceso al 22%, per di più con una variabilità molto ridotta (utilizzo massimo al 27%, minimo al 17%).

Riflessi positivi della situazione del mercato globale del gas su alcuni indicatori di sicurezza del sistema Italia

Il complesso di queste variazioni porta a migliorare l'indice di diversificazione delle importazioni, il quale si riporta su valori che non si registravano dal 2012 (Figura 4.23), con una generale miglioramento della capacità teorica del sistema di rispondere a shock della domanda o dell'offerta.

I livelli di stoccaggi europei ai massimi e quasi ai livelli di saturazione della capacità (vedi cap 2.1), uniti all'eccesso di offerta di GNL sui mercati globali e ai conseguenti tassi di utilizzo dei terminali GNL europei notevolmente superiori rispetto alle medie di lungo periodo (ultimi 8 anni), rappresentano un contesto in grado di ridurre i rischi di difficoltà di copertura della domanda nel corso del prossimo inverno anche in caso di interruzione di forniture.

Sebbene l'Italia continui a rispettare solo formalmente la regola N-1 sulla sicurezza gas (vedi Analisi trimestrale n. 4/2018), il sistema energetico italiano arriva comunque all'inverno con l'aspettativa di rischi ridotti. Le più recenti simulazioni effettuate da ENTSO-G tendono infatti a escludere il rischio per l'Italia di problemi di approvvigionamento sia nel caso di picchi di domanda sia nei casi (più estremi) di interruzioni delle forniture sulla rotta ucraina o su quella algerina combinata con un periodo di freddo intenso. Questo perché "the level of storages across Europe significantly contributes to the balance of demand across the season and also to the ability to physically send gas to neighbouring countries", per cui "the European gas system offers sufficient flexibility across the season in Europe, provided gas is available" (ENTSO-G, Winter Supply Outlook 2019/2020, pag. 36).

Figura 4.21 - 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)

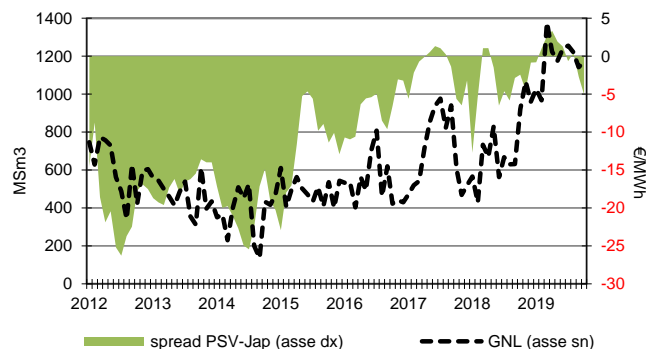


Figura 4.22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 e valori medi del 2018 e 2019 (MSm³)

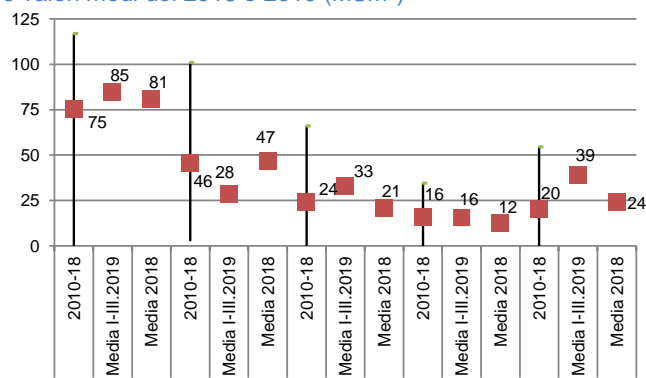
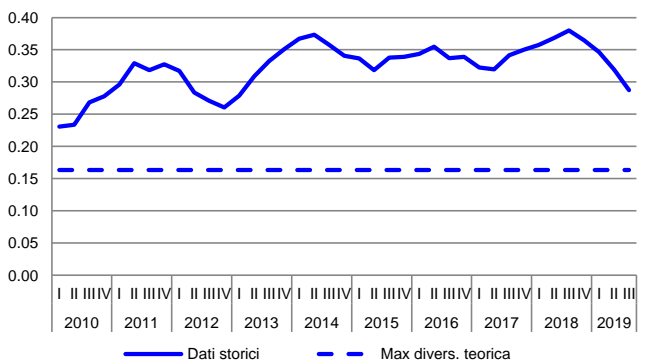


Figura 4.23 - Indice di diversificazione delle importazioni italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale (media mobile a 4 termini)

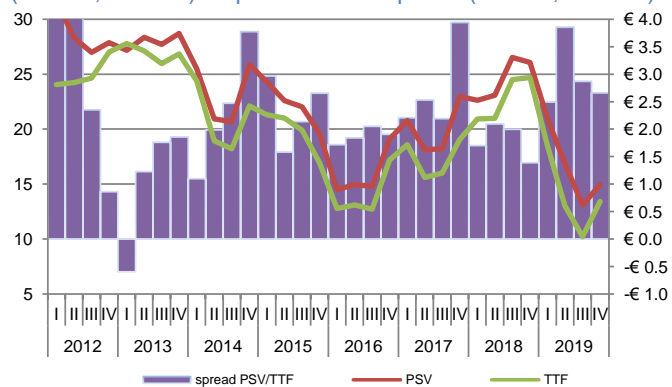


Spread PSV-TTF per tutto il 2019 sui massimi dal 2012, costantemente sopra i 2,5 €/MWh

Il perdurante trend discendente dei prezzi del gas dovuto all'eccesso di offerta di GNL, che pure si è riflesso nel corso del 2019 in un balzo delle importazioni confermato nel terzo trimestre, si è tradotto in una discesa dei prezzi al PSV soltanto in termini assoluti ma non anche relativi rispetto al TTF. Lo spread PSV-TTF – storicamente positivo e su valori tra doppi e quadrupli del solo costo variabile del trasporto - tende piuttosto a mostrare nell'ultimo anno una correlazione inversa rispetto ai prezzi del gas: dopo essere notevolmente aumentato tra il primo ed il secondo trimestre in media da 2,49 a 3,85 € in corrispondenza della violenta discesa primaverile del prezzo del gas, si è poi riportato nel trimestre estivo a 2,87 € per poi scendere ulteriormente nell'ultima parte dell'anno fino a circa 2,5 (Figura 4.24), proprio in parallelo alla leggera ripresa e stabilizzazione del prezzo del gas. Allargando l'orizzonte temporale, si nota inoltre come nel corso dell'intero 2019 (media annuale fino al mese di novembre) il differenziale si sia allargato a circa 3 euro dai circa 2 registrati nel corrispondente periodo in tutti gli anni precedenti: un incremento pari a circa il 50% avvenuto in concomitanza con la fase di più forte ribasso del prezzo del gas al TTF, a sua volta collegato all'eccesso di offerta di LNG ed al relativo incremento di importazioni.

Allo stesso tempo va tuttavia sottolineato come proprio tale incremento di import, che ha riguardato anche l'Italia, si sia tradotto nel III trimestre nella riduzione del ruolo dell'import via gasdotto, sia dalla Russia sia dall'Algeria. Entrambe le forniture di queste provenienze incidono sul differenziale PSV-TTF, la prima in quanto fattore strutturale di concentrazione del mercato upstream, la seconda in quanto tradizionalmente indicizzata al prezzo del petrolio e pertanto molto più onerosa in un contesto generalizzato di prezzi del gas sganciati dal greggio, calanti e più stabili. La permanenza dello spread PSV-TTF su livelli elevati pur in questo contesto di mercato segnala evidentemente come restino sostanzialmente inalterati fattori chiave come l'incompleta integrazione del mercato italiano rispetto ai mercati più liquidi nord-europei, la limitata capacità di accesso a questi ultimi (in particolare al gasdotto Transitgas) e più in particolare la dipendenza dalle importazioni spot di quella provenienza.

Figura 4.24 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sx) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



4.3 Sistema elettrico

Nel III trimestre domanda elettrica in aumento (+1% tendenziale), ma nei nove mesi resta in riduzione (-0,2%)

Nel III trimestre 2019 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 84 TWh, in aumento dell'1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 4.25). Tuttavia, dato il calo registrato sia nel I che nel II trimestre dell'anno (-1% tendenziale), nel corso dei primi nove mesi del 2019 la richiesta risulta complessivamente in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2018 (-0,2%). Più nel dettaglio, l'incremento tendenziale di circa 0,9 TWh nel trimestre in esame è il risultato di un deciso aumento del mese di luglio, durante il quale i consumi sono aumentati di oltre 1 TWh (+3,5% tendenziale), per effetto di una giornata lavorativa in più e di una temperatura media lievemente più elevata rispetto a luglio 2018. Nei successivi mesi di agosto e settembre la richiesta si è invece complessivamente assestata sui livelli dello stesso periodo del 2018: al marginale incremento di agosto (+0,4%) è seguito il calo di settembre (-1%).

In un'ottica di più ampio respiro i primi nove mesi del 2019 confermano quindi il rallentamento del trend di crescita della domanda elettrica già emerso nel corso del 2018 (+0,4% sul 2017), dopo la crescita più sostenuta del 2017 (+2% sul 2016; Figura 4.26). I dati più recenti di Terna confermano questa tendenza, consolidando per l'intero anno una variazione tendenziale negativa.

È invece diverso il dato relativo al picco di domanda: il picco di domanda mensile dello scorso luglio (58 GW) è solo lievemente inferiore al massimo decennale (Figura 4.27), dopo che il picco mensile di giugno era stato superiore al massimo decennale, mentre anche i picchi di agosto e settembre sono stati non lontani dai massimi. In effetti negli ultimi due decenni il peso della richiesta di energia elettrica dei mesi estivi sulla richiesta totale annuale è andata progressivamente aumentando (Figura 4.28), sia per la diffusione dei sistemi di climatizzazione estiva nelle abitazioni e nei locali pubblici, sia per il progressivo aumento delle temperature medie (i gradi giorno raffreddamento presentano una tendenza di lungo periodo crescente). La figura mostra come la domanda elettrica del III trimestre pesi in maniera sempre più importante sulla domanda elettrica annua: dal 24% circa degli anni 1995-2000 al 26% dei giorni nostri. Anche nel corso della seconda metà del decennio in corso, caratterizzato come si è visto da un progressivo rallentamento del trend di crescita della domanda, i consumi elettrici relativi al solo periodo estivo hanno invece proseguito su una tendenza in aumento, superiore all'1% medio annuo.

Aumenta la produzione termica (+6 TWh), in calo l'import

Come nella prima metà dell'anno, anche nel III trimestre la produzione termica risulta in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (+1,9%); nei nove mesi l'incremento cumulato è anche più sostenuto, 6 TWh in più rispetto allo stesso periodo del 2018 (+4,5%). A fronte di una domanda elettrica complessivamente in lieve riduzione, l'incremento della produzione termica nei primi tre trimestri del 2019 è da ricercare in primis nel calo delle importazioni (-6 TWh) ed in misura minore nella minore produzione da FER (-0,8 TWh). Anche nel corso del III trimestre, infatti, le importazioni nette si sono ridotte di oltre il 15% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in linea col calo della prima metà dell'anno. Nel trimestre si registra invece una nuova ripresa della produzione elettrica da FER (+30 TWh circa, oltre il 5% in più rispetto al III trimestre 2018).

Tuttavia sull'insieme dei primi nove mesi pesa il calo maturato in particolare nel II trimestre (-10% tendenziale), per cui la produzione elettrica da FER risulta complessivamente in calo di circa l'1% (quasi 1 TWh in meno, Figura 4.26), perché la generazione da fonti non programmabili (FRNP) è in aumento

di circa 3,3 TWh (+10% rispetto ai primi nove mesi del 2018), mentre la produzione idroelettrica è diminuita di circa 4 TWh (-10% tendenziale, Figura 4.29).

Figura 4.25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

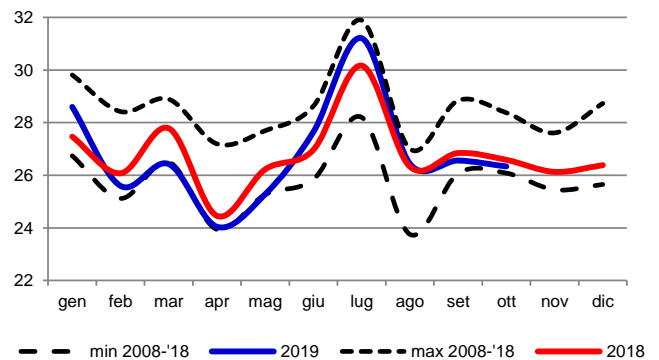


Figura 4.26 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

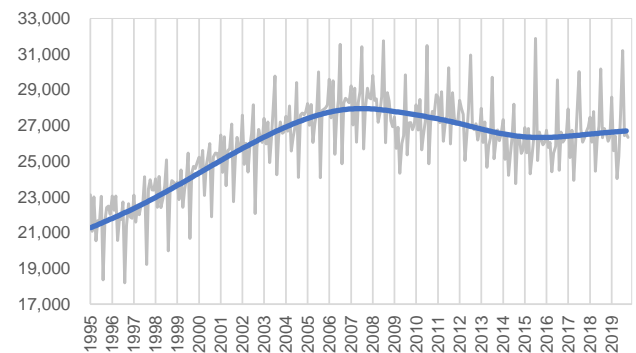


Figura 4.27 - Punta di domanda in potenza (GW)

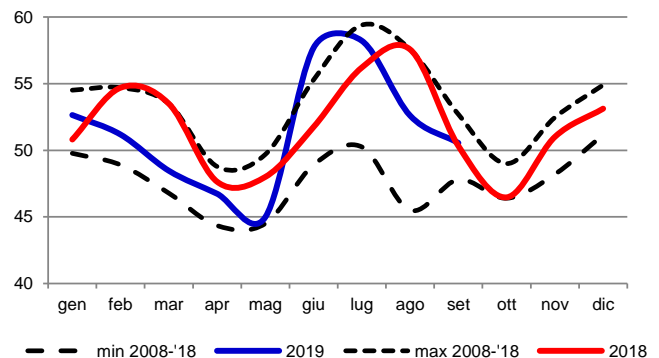
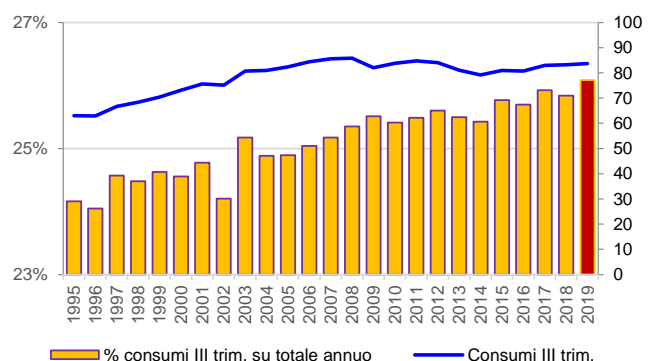


Figura 4.28 - Consumi di energia elettrica nel III trimestre (TWh, asse dx) e incidenza del III trimestre sui consumi annuali (% , asse sx)



Margini di adeguatezza sui minimi penalizzati dal calo delle importazioni. Rischi per la copertura della domanda nel prossimo inverno

Due eventi hanno caratterizzato l'evoluzione del sistema elettrico italiano negli ultimi anni:

- da un lato, la ridotta profittabilità degli impianti termoelettrici e la conseguente progressiva riduzione del parco termoelettrico disponibile, a partire in particolare dal 2013, per la combinazione di calo della domanda e di crescita del parco rinnovabile che ha spiazzato gli impianti termici; la capacità di generazione tradizionale è infatti passata in pochi anni da valori superiori ai 70 GW a valori di capacità effettivamente disponibile oggi inferiori ai 60 GW (Figura 4.29);
- dall'altro, il significativo cambiamento della curva di domanda, sia nella sua dinamica mensile, con l'incremento del carico estivo, sia nel suo profilo orario, con il posticipo del momento del picco giornaliero e l'accentuazione delle rampe (Figura 4.27).

Ne è derivato un impatto rilevante sull'adeguatezza del sistema elettrico (vedi anche i numeri passati dell'Analisi trimestrale ENEA), che secondo Terna è "sottoposto ormai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme (caldo o freddo intensi, scarsa idraulicità) e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti (es. indisponibilità di parte del parco nucleare francese) come quelle verificatesi nel 2015 e nel 2017" (Terna, Contesto ed evoluzione del sistema elettrico, 2019, pag. 82).

Secondo le stime ENEA il minimo margine di adeguatezza "effettivo" (NB: vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima, che a partire da questo numero è effettuata con una metodologia leggermente diversa), cioè la capacità disponibile in eccesso rispetto alla domanda (incrementata della riserva di sostituzione), è stato in tutti e tre i trimestri del 2019 inferiore a quello registrato nei corrispondenti trimestri del 2018 (Figura 4.31). I margini minimi registrati nel III trimestre risultano inferiori ai 10 GW (corrispondenti a valori inferiori al 20% in termini percentuali) e si sono registrati a luglio, in ore serali, in corrispondenza di domanda elevata (anche ben superiore ai 50 GW), di valori estremamente ridotti di generazione da fonti intermittenti, di valori delle importazioni nella media annuale (ben al di sotto dei 5 GW, molto inferiori alla media del 2018), di produzione idroelettrica superiore alla media annua.

Si stima invece che i minimi assoluti dell'anno siano ancora quelli registrati a gennaio, quando sono stimati a circa 6 GW (inferiori al 20% in termini percentuali), sempre in ore serali, in corrispondenza di domanda relativamente elevata (circa 50 GW), di valori pressoché nulli di generazione da fonti intermittenti e di valori molto ridotti delle importazioni.

Il peggioramento dei margini nel 2019 è in effetti riconducibile ai cali della produzione idroelettrica e delle importazioni che hanno caratterizzato in particolare i primi due trimestri (vedi sopra). All'opposto, il pur modesto miglioramento dei margini stimato nel 2018 rispetto all'anno precedente è infatti spiegabile con la ripresa dell'idro ed il ritorno a situazioni di normalità delle importazioni che hanno contraddistinto quell'anno.

Al netto delle differenze nella metodologia di calcolo e nei dati utilizzati, queste stime sono in linea con quelle di Terna, che stima l'attuale margine di adeguatezza a circa 6 GW (il 10% della richiesta), mentre un margine "opportuno" dovrebbe essere almeno pari al 20% della domanda, quindi tra un valore tra i 10-12 GW. In effetti, il Winter Outlook 2019/2020 di Entso-E, l'associazione dei Tso europei, indica che nel prossimo inverno in caso di freddo intenso il sistema elettrico italiano sarà in grado di "garantire la copertura dei picchi di domanda e le riserve solo con il contributo dell'import dai Paesi vicini, in particolare nell'area settentrionale".

Inoltre, in caso di "significative indisponibilità non programmate di impianti di generazione e/o trasporto, congestioni degli interconnector o simultanea scarsità di risorse sul sistema nel suo complesso, il deficit non potrebbe essere pienamente coperto dalle importazioni".

Figura 4.29 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% della richiesta di energia elettrica)

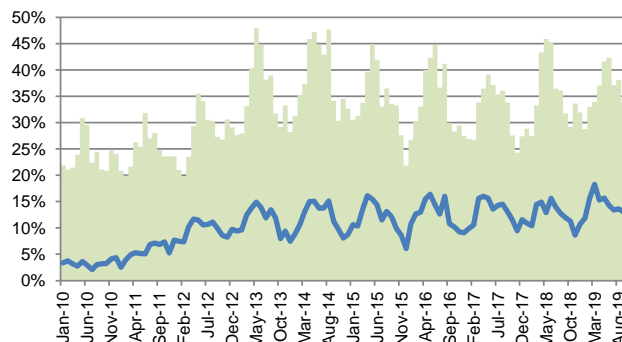


Figura 4.30 - Evoluzione della capacità installata in Italia negli ultimi anni (GW)

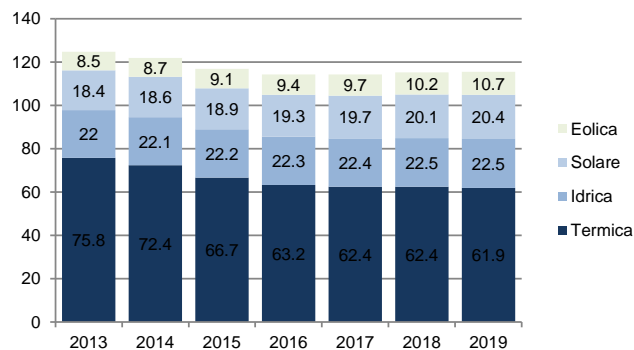
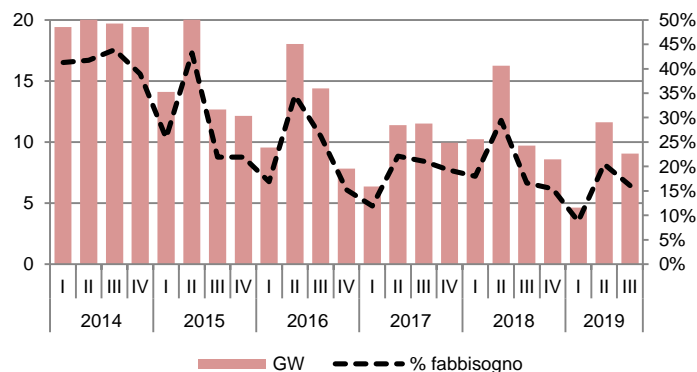


Figura 4.31 - Capacità di generazione elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno



Indicatori di penetrazione delle fonti intermittenti oltre i livelli del 2018, ma inferiori ai massimi del 2017

Nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno la produzione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) ha registrato un incremento significativo rispetto all'anno precedente (dal 13,1% al 14,6% della domanda complessiva dei nove mesi). L'incremento non si è limitato ai valori medi, ma ha riguardato anche la massima quota di copertura della domanda su base oraria, che secondo la stima ENEA nel III trimestre 2019 ha superato il 62%, e precisamente nelle ore centrali del 15 agosto, con produzione fotovoltaica vicina ai massimi annuali (superiore ai 10 GW) e domanda sui minimi per le ore diurne. La quota massima di produzione oraria da FRNP stimata per il III trimestre 2019 è significativamente più elevata rispetto a quella stimata per il corrispondente trimestre del 2018 (58%), ed è inferiore solo al valore stimato per il III trimestre 2017 (67%). Nell'insieme del 2019, comunque, la massima penetrazione delle FRNP è rimasta ben al di sotto dei valori massimi stimati per il triennio 2015-2017.

La media della quota di produzione oraria da FRNP è stata nel III trimestre pari al 14% (Figura 4.32), anche in questo caso superiore al 2018 ma inferiore al 2017.

Più ripido il profilo della domanda residua. Rischi di eccesso di produzione non flessibile nel prossimo inverno

I dati sulla produzione da fonti intermittenti si riflettono su un altro indicatore di rilievo per la valutazione delle implicazioni della transizione verso un sistema elettrico low-carbon, cioè la massima variazione oraria della produzione da fonti FRNP (Figura 4.33). Nel III trimestre 2019, secondo le elaborazioni ENEA, nell'1% delle ore di massima variazione positiva la variazione della produzione da FRNP ha rappresentato tra il 15% e il 17% della domanda oraria (intorno alle 8 di mattina). Nelle ore di massima variazione negativa questa ha invece rappresentato valori compresi tra il 13% e il 15% della domanda di quell'ora (intorno alle ore 17 e 18). Si tratta di valori significativamente più elevati di quelli stimati per il III trimestre 2018, e anche in questo caso inferiori solo a quelli del 2017.

La Figura 4.34 mostra l'andamento della curva oraria di domanda residua (vale a dire la domanda al netto della produzione intermittente) negli ultimi due anni: nel 2019 il maggiore apporto della produzione da fonti intermittenti ha portato per un verso a una nuova diminuzione della domanda da coprire con fonti programmabili nelle ore centrali della giornata (quelle nelle quali la richiesta è più elevata), per un altro verso ad una ulteriore accentuazione delle rampe mattutine e serali.

Nel dettaglio, nella media dei primi nove mesi del 2019 il valore minimo medio della domanda residua nelle ore centrali della giornata è stato pari a circa 25 GW, in forte riduzione rispetto al minimo dell'anno scorso (26,7 GW), mentre i massimi serali si sono attestati in entrambi i casi a circa 37 GW. Ne è derivato che la risalita pomeridiana della domanda residua (rampa serale, tra le ore 13 e le 20) è divenuta nel 2019 più ripida, con una variazione media pari a 12 GW, molto maggiore di quella registrata nel 2018 (10,2 GW). E anche la rampa mattutina ha assunto un profilo più ripido rispetto allo scorso anno: la variazione media nel 2019 risulta pari a circa 5 GW, contro i 4,5 GW dello scorso anno.

Queste implicazioni della crescita del ruolo delle fonti intermittenti sono alla base di un'altra tipologia di possibili rischi, per la gestione in sicurezza del sistema elettrico, segnalati nel già citato Winter Outlook di ENTSO-E. Oltre ai problemi di adeguatezza, nei periodi di bassa domanda (in particolare nel periodo delle vacanze di Natale), si potrebbero verificare momenti carenza di capacità di *downward regulation*, che potrebbe riguardare in particolare le zone di mercato meridionali.

Entso-E segnala che Terna ha già predisposto azioni preliminari e piani di emergenza, che potrebbero includere

“enhanced coordination with neighbouring TSOs and special remedial actions, such as the curtailment of not flexible generation”. Inoltre, “further special actions, such as NTC import reductions, could be planned in cooperation with neighbouring TSOs to maintain grid stability and a suitable voltage profile (ENTSO-E Winter Outlook 2019/2020, pag. 78).

Figura 4.32 - Massima penetrazione oraria delle FRNP registrata in ogni trimestre (% , asse sx) e valori medi (% , asse dx)

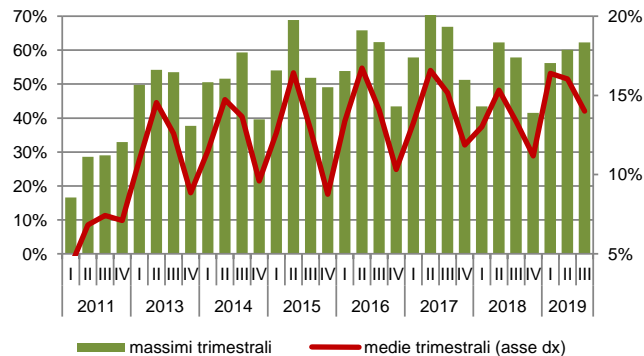


Figura 4.33 - Massima variazione oraria delle fonti intermittenti (% sul carico)

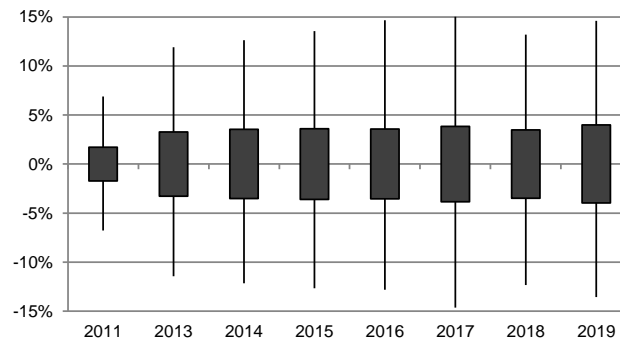
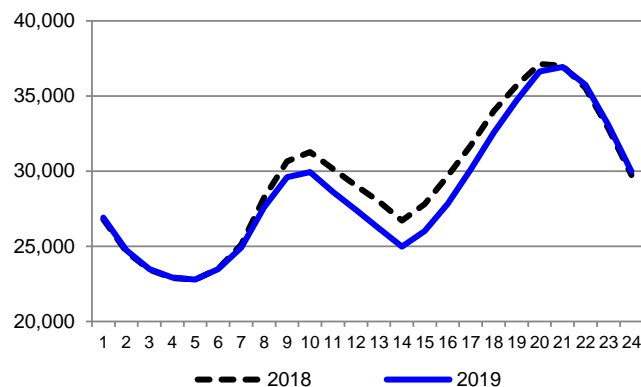


Figura 4.34 - Profilo orario della domanda residua nei primi nove mesi del 2019 e del 2018 – Sistema Italia (MW)



Prezzi sulla borsa elettrica in forte calo tendenziale (-26%) ancora sui minimi degli ultimi due anni

Il valore medio del PUN registrato sulla borsa elettrica nel III trimestre è stato pari a 51 €/MWh, pressoché identico a quello registrato nel II trimestre, ma in calo molto pronunciato rispetto al III trimestre 2018, quando era stato pari a 68,8 €/MWh, dunque con una variazione tendenziale del -26%. Si tratta dei valori trimestrali più bassi registrati negli ultimi due anni, mentre per trovare un valore inferiore nel periodo luglio-settembre bisogna risalire al 2016, quando il prezzo medio del II trimestre era sceso fino a circa 41 €/MWh, minimi del decennio. A spiegare il persistere di valori storicamente bassi dei prezzi, come anche la loro mancata ripresa congiunturale in concomitanza con i maggiori consumi elettrici tipici del periodo estivo (vedi sopra quanto detto a proposito della Figura 4.28), è chiaramente il prezzo del gas naturale, che per tutto il trimestre è rimasto sui minimi decennali (vedi cap. 2.1). Tra l'altro, l'aumento delle vendite in borsa di elettricità da gas naturale ha anche fornito un parziale sostegno ai prezzi: nell'insieme dei primi nove mesi dell'anno i volumi di elettricità da gas sono risultati in aumento di quasi dieci punti percentuali (Figura 4.36), mentre una riduzione quasi equivalente ha riguardato le fonti rinnovabili, che entrano in borsa a prezzo marginale pressoché nullo, tendendo ad abbassare il livello generale dei prezzi.

Cambia la curva oraria del PUN

La curva oraria del prezzo di Borsa relativa ai primi undici mesi del 2019 mostra un andamento sostanzialmente parallelo a quello del 2018, al netto della traslazione complessiva della curva (Figura 4.37). L'analisi più di dettaglio dei prezzi medi nelle singole ore mostra però che il profilo dei prezzi continua a modificarsi. A fronte di una variazione media pari al -13%, il prezzo medio orario è diminuito in misura maggiore tra le ore 11 e le ore 16, fino a un massimo del -17% alle 13 e alle 14. Decrementi inferiori si sono invece registrati nelle altre ore della giornata, con riduzioni inferiori al -10% nelle ore serali. Riduzione leggermente maggiori della media si sono inoltre registrate nelle ore notturne, tra le 23 e le 6 del mattino. Si consolida dunque la tendenza all'inversione del momento del picco giornaliero, con la riduzione del prezzo medio nelle ore del picco di domanda mattutino e il suo aumento nelle ore del picco di domanda serale, quando non è più disponibile la produzione fotovoltaica. Ne hanno risentito evidentemente i rapporti tra i prezzi medi delle diverse fasce (Figura 4.38). L'abbassamento del prezzo nelle ore centrali ha riportato il rapporto F1/F2 sulla parità, mentre è ai minimi storici il rapporto F1/F3, in conseguenza della riduzione dello scarto tra i prezzi diurni e quelli notturni.

Redditività degli impianti a gas in forte ripresa, nel III trimestre sui massimi di lungo periodo

Il forte calo del prezzo del gas ha permesso per tutto il 2019 una notevole ripresa della redditività degli impianti a gas. In particolare nel III trimestre il *clean spark spread* ha raggiunto valori elevati anche in una prospettiva di lungo periodo (Figura 4.39). Pur in presenza di un valore elevato del prezzo dei permessi di emissione (circa 25€/t) il *clean spark spread* si è assestato a una media di 14 €/MWh, un valore più che doppio rispetto al trimestre precedente e superiore all'80% su base annua (nel III trimestre 2018 era pari a 7,7 €/MWh). A contribuire alla fase favorevole dello *spark spread* è anche la permanenza su valori significativi del peso del gas nella generazione elettrica, aiutato per un verso dal forte calo dell'import che ha caratterizzato quest'anno, per un altro verso dal già segnalato processo di progressiva dismissione di una quota del parco di generazione tradizionale, unito al rallentamento delle installazioni di impianti a fonti rinnovabili.

Figura 4.35 - Prezzo Unico Nazionale e prezzo del gas al PSV - medie mensili (€/MWh)

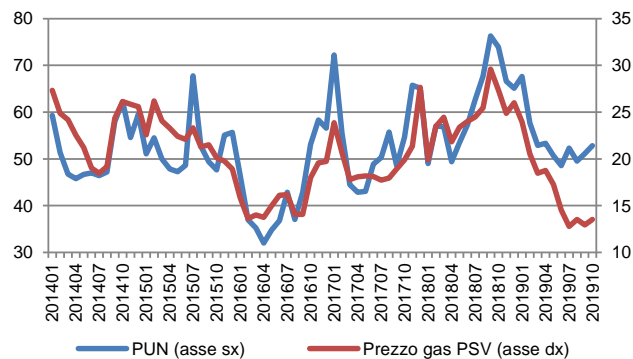


Figura 4.36 - Vendite in borsa per fonte nei primi nove mesi del 2019 rispetto al 2018 (variazione %)

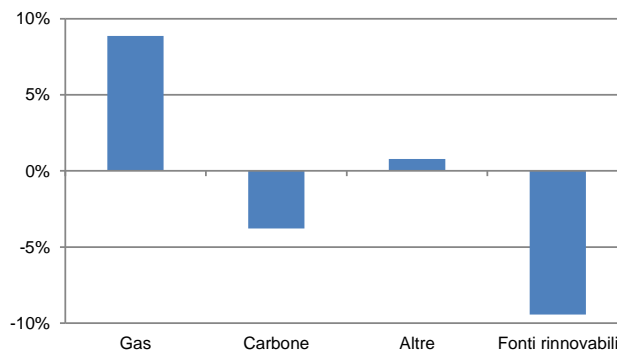


Figura 4.37 - Variazione del prezzo medio orario tra il 2018 e il 2019 nelle diverse ore del giorno

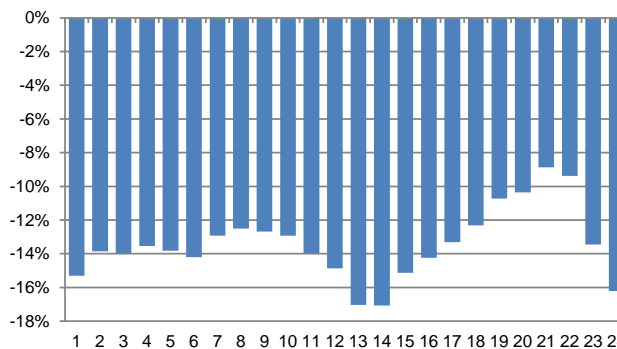
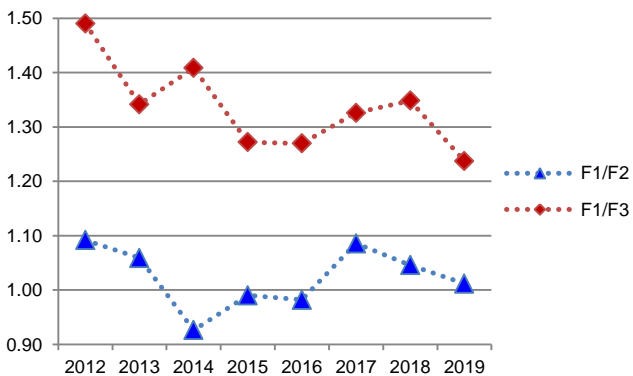


Figura 4.38 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e in F2 e tra prezzo medio in F1 e in F3 (NB: per il 2019 dati relativi ai primi nove mesi)



PUN ancora su livelli elevati rispetto ai prezzi all'ingrosso presso le principali borse europee.

Il PUN continua a mantenersi su valori elevati, se rapportato ai prezzi all'ingrosso rilevati nei principali Paesi europei. Nei primi undici mesi dell'anno il valore si attesta intorno ai 53 €/MWh, mentre i prezzi delle borse di Germania, Francia e Spagna registrano una convergenza intorno ad un valore di 38-39 €/MWh (Figura 4.40). Si tratta di un divario ancora consistente, che, se misurato rispetto al Paese più "competitivo" che di volta in volta realizza il prezzo più basso, è prossimo al 40% (Figura 4.41), anche se il dato relativo al terzo trimestre 2019 è leggermente meno negativo.

Il movimento del PUN negli anni appare naturalmente correlato a quello dei prezzi di borsa degli altri Paesi, in particolar modo rispetto a quello registrato presso l'EEX tedesco.

Tendenza alla riduzione dei differenziali tra il PUN e i prezzi all'ingrosso presso le principali borse europee.

Il quadro appare diverso se si analizza la dinamica temporale. Negli anni si osserva una tendenza alla riduzione del prezzo all'ingrosso in Italia rispetto agli omologhi di Francia, Germania e Spagna. Tra il 2012 e il 2019 (dato aggiornato al mese di novembre) il divario tra l'Italia e il Paese più competitivo (quasi sempre la Germania) scende da +80% circa al sopra citato valore di +40%. In dettaglio, tra il 2006 e il 2011, in un periodo in cui il prezzo per tutti i Paesi staziona su livelli elevati, l'Italia realizza un tasso d'incremento annuo medio pari al 5,3%, inferiore a quello tedesco e a quello francese. Tra il 2012 e i primi undici mesi del 2019, in concomitanza con prezzi internazionali delle materie prime su livelli decisamente più bassi (vedi cap. 2.1), il prezzo all'ingrosso è diminuito in Italia del 30%, mentre nello stesso intervallo di tempo il prezzo medio si è ridotto in Germania solo dell'11%, in Francia e Spagna del 17% (Figura 4.40).

Tendenza all'allineamento dei prezzi nazionali

Il dato va letto anche alla luce di un fenomeno che sembrerebbe manifestarsi negli ultimi sette anni, quello di un progressivo allineamento dei prezzi di borsa nazionali intorno ad un prezzo "medio". Considerando i quattro Paesi citati, la dispersione intorno al valore medio (misurata dal coefficiente di variazione) passa da oltre il 28% del 2012 a poco più del 17% nel 2019. Si tratta dell'effetto combinato di due spinte, peraltro interagenti, che inducono entrambe un sempre maggiore allineamento del mix di generazione nei diversi Paesi: da un lato, quella della sempre maggiore interconnessione transfrontaliera, dall'altro, quella delle istanze di decarbonizzazione.

In un siffatto quadro l'Italia è un Paese che dovrebbe trarre benefici, possedendo una discreta quota di generazione da rinnovabili, mentre la Germania e la Francia dovrebbero scontare il *phase-out* del carbone e il *decommissioning* degli impianti nucleari. Appare allora significativa la tendenza all'aumento dei flussi di energia scambiata dall'Italia verso i Paesi confinanti (*La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas*, a cura di Cassa Depositi e Prestiti, ottobre 2019, pag. 25). Gli scenari attuali autorizzerebbero quindi a pensare ad una riduzione del *gap* competitivo italiano nei prossimi anni.

Figura 4.39 - Spark spread 2012-2019 per il sistema Italia (€/MWh, asse sx) e quota della produzione termoelettrica sul totale (% , asse dx)

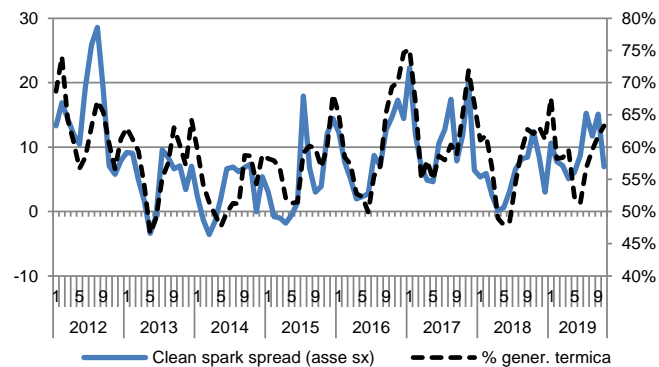


Figura 4.40 - Prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee (€/MWh)

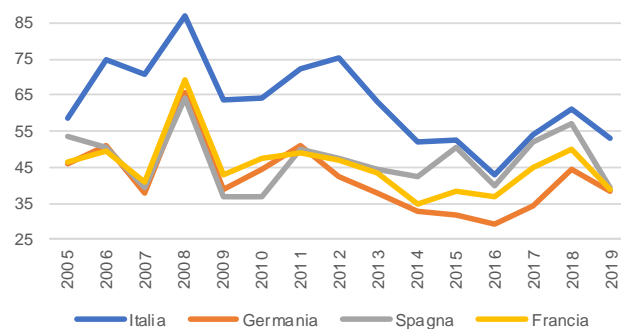
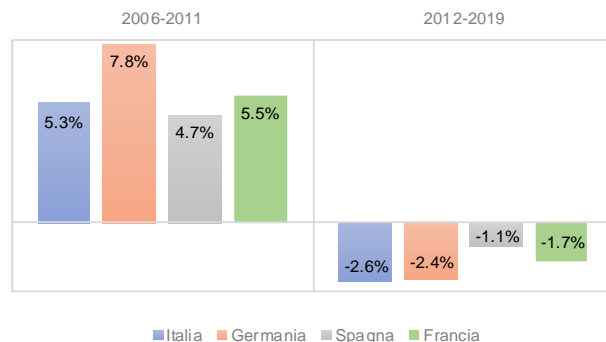


Figura 4.41 - Differenza percentuale tra il PUN e il più basso prezzo all'ingrosso registrato presso le borse di Spagna, Francia e Germania



Figura 4.42 - Tasso di crescita medio annuo dei prezzi all'ingrosso sulle principali borse europee



5. Prezzi dell'energia

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Nella seconda metà dell'anno i prezzi dell'energia elettrica hanno beneficiato del calo dei prezzi del gas sui mercati internazionali dell'energia. Nel III trimestre le variazioni tendenziali, sebbene differenziate a seconda della fascia di consumo, sono risultate ancora marginali, mentre nel IV trimestre i consumatori non domestici hanno beneficiato di riduzioni pari in media a quasi il 10% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Nonostante questi cali, in media d'anno i prezzi dell'elettricità sia per le imprese sia per i consumatori domestici si sono collocati su valori simili a quelli del 2018.

Nel III trimestre prezzi alle imprese in rialzo congiunturale, in marginale riduzione tendenziale

Nel trimestre luglio-settembre, rispetto al precedente, si è registrato un rialzo dei prezzi per i consumatori non domestici, mentre il dato è in diminuzione in termini tendenziali (Figura 5.1). La stima per questo periodo oscilla tra i 9 c€/kWh per le imprese più grandi e gli oltre 18 c€/kWh per i piccoli utenti in bassa tensione. Sebbene il prezzo dell'energia elettrica in Borsa sia risultato invariato rispetto al trimestre precedente (vedi sopra), sul rialzo congiunturale dei prezzi in qualche misura correlati al mercato tutelato ha inciso la revisione del prezzo di acquisto dell'energia elettrica effettuata dall'ARERA. Gli effetti sui prezzi finali sono stati tuttavia mitigati dalla generale tendenza alla diminuzione del prezzo delle materie prime e dalla riduzione della componente degli oneri di sistema. Nel confronto con il dato di dodici mesi prima le variazioni, differenziate a seconda della fascia di consumo, sono nel complesso ancora marginali, ma arrivano a toccare il -8% per il piccolo utente in bassa tensione. È nondimeno evidente come resti rilevante il divario del costo dell'energia elettrica in ragione delle classi di consumo (Figura 5.1).

Nel IV trimestre prezzi invariati su base congiunturale, ma con effetti differenziati per le classi di consumo

Nel IV trimestre i prezzi alle imprese sono stimati sostanzialmente invariati su base congiunturale, come risultante di una stima di una crescita dei costi di acquisto dell'elettricità e di una riduzione degli oneri generali, la componente ARIM in particolare (ARERA, scheda tecnica, 24/09/2019). La Figura 5.2 illustra come per il mercato tutelato nell'ultimo trimestre dell'anno il valore stimato tanto della componente prezzo di dispacciamento (PD) quanto della componente prezzo dell'energia (PE) segni un incremento congiunturale (rispettivamente +5% e +10% circa).

Per quanto riguarda la componente PE si tratta del secondo aumento consecutivo, a fronte di una dinamica del PUN sostanzialmente stabile negli ultimi sei mesi (Figura 5.3).

L'impatto stimato sui prezzi delle diverse tipologie di imprese, tenendo conto anche degli sgravi per gli energivori, è differenziato (Figura 5.1). In particolare, le imprese nelle classi di consumo più basse, che storicamente sopportano un costo unitario maggiore, sembrano trarre un relativo giovamento, con una lieve riduzione del prezzo rispetto al III trimestre, ma nel complesso le variazioni sono marginali.

Se si considera l'intero 2019, invece, la riduzione del prezzo appare comune a tutte le tipologie di consumatori non domestici, in particolare per quella del piccolo utente in bassa tensione (-15%).

La stima dello sconto in favore delle industrie energivore nel quarto trimestre non subisce variazioni di rilievo rispetto al trimestre precedente, attestandosi intorno ai 3 c€/kWh per le 'grandissime utenze in alta tensione' e intorno a 2 c€/kWh per quelle definite 'grandi utenze in alta tensione'.

Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)

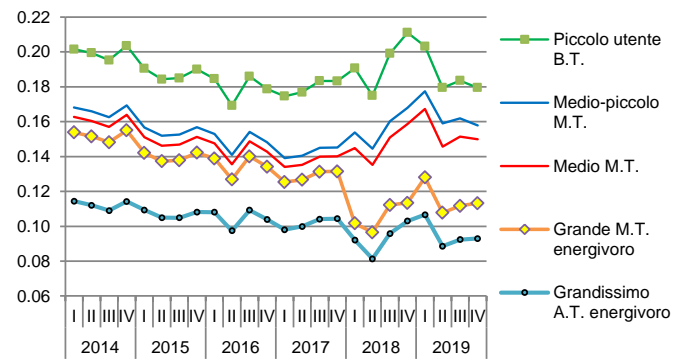


Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

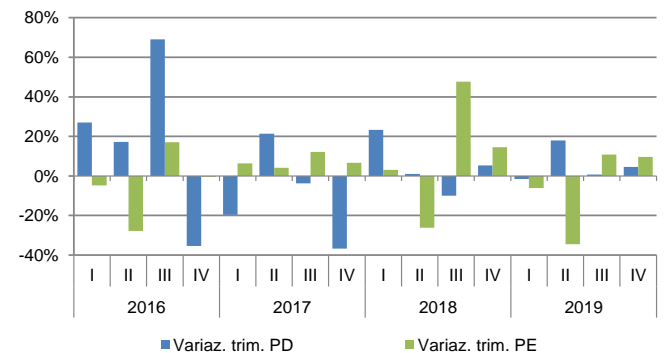


Figura 5.3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia (mercato tutelato) e del PUN (%)

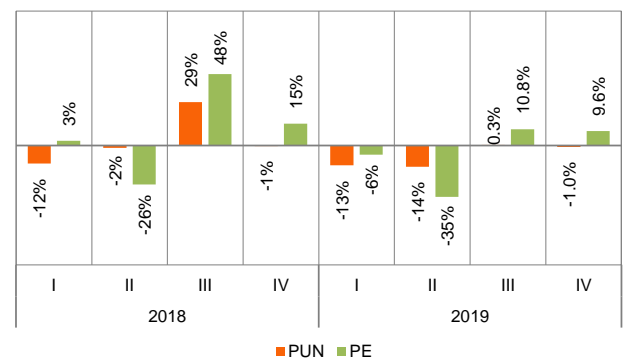
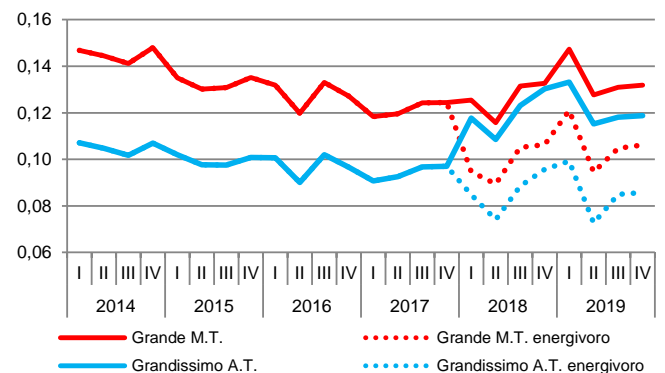


Figura 5.4 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)



Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Differenziali di prezzo elevati. Peggioramento della posizione italiana

La mappa riportata in **Figura 5.5**, che si riferisce ad un segmento caratteristico di imprese, quelle con consumo tra 500 e 2.000 MWh all'anno, fotografa la situazione italiana nel contesto europeo, secondo i più recenti dati a disposizione. Per consentire un confronto tra Paesi con un diverso costo della vita e al di fuori dell'Eurozona, si è preferito riportare il dato in termini di parità di potere d'acquisto. Il prezzo per questa classe di imprese raggiunge 16,8 c€/kWh, e pone l'Italia al 23° posto in graduatoria all'interno dell'Unione Europea a 28 Stati, superata oramai anche dalla Germania, Paese che storicamente sperimenta alti livelli di prezzo soprattutto a causa della componente fiscale.

Per fornire una stima del prezzo ponderata per l'importanza delle economie nazionali all'interno dell'Unione Europea, si può considerare il peso del PIL di ciascuno dei 28 Paesi che la compongono. In questo caso, il dato colloca l'Italia ai livelli di prezzo più alti, intorno all'83° percentile, quanto a dire, solo il 17% delle economie dell'UE (gruppo composto da Polonia, Cipro, Bulgaria, Slovacchia e Romania) conosce un prezzo più alto di quello italiano.

Tra il secondo semestre 2018 e il primo semestre 2019 si è inoltre registrato un ulteriore peggioramento, con un aumento del prezzo a carico delle imprese superiore al 17%, contro un valore medio in seno all'area euro pari a meno dell'8%. Il dato appare significativo alla luce della riduzione del PUN del 20% circa nello stesso intervallo di tempo.

Per completezza d'informazione, occorre sottolineare come qualora si esprimesse il dato in valore corrente, e non in termini di parità di potere d'acquisto, il Paese risulterebbe ben ultimo nella graduatoria (con un valore pari a 16,6 c€/kWh). Il peggioramento dei differenziali di costo rispetto alla media dei Paesi della zona euro appare generalizzato alle diverse fasce di consumo (**Figura 5.6**). Le imprese italiane sopportano un costo maggiorato tra il 20% e il 30%. Un dato di rilievo è quello che riguarda il prezzo per le imprese della classe di consumo più alta tra quelle ivi riportate, denominata 'IF', ed è nel segno di un'apparente interruzione di un percorso virtuoso di vantaggiosi differenziali iniziato due anni prima (**Figura 5.6**). Le ricadute sulla competitività internazionale paiono evidenti. Si può stimare, pur in una notevole variabilità delle casistiche, che una generica impresa italiana in classe IF sopporti mediamente una bolletta annua più alta rispetto ad una omologa dell'area euro per un valore di 1.800.000 euro. Per una generica impresa appartenente alla classe IC, precedentemente individuata come segmento caratteristico, il valore del maggior costo annuo si aggira intorno ai 9.000 euro.

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Elevato livello di tassazione

La stima dell'incidenza percentuale della tassazione a carico delle imprese italiane nell'ultimo periodo (**Figura 5.7**) si pone tra il 35% e il 40% per quelle in fascia IC e ID (corrispondenti complessivamente ad un consumo compreso tra 500 e 20.000 MWh/anno) e tra il 20% e il 30% per quelle della fascia IE e IF (per un consumo compreso tra 20.000 e 150.000 MWh/anno). In rapporto alla media della zona euro, soltanto le imprese in classe IF sperimentano un minor livello di tassazione.

Figura 5.5 - Prezzi internazionali dell'energia elettrica per le utenze non domestiche al netto delle imposte non recuperabili per la fascia di consumo 500-2.000 MWh/anno, primo semestre 2019. Valori in euro in parità di potere d'acquisto per kWh

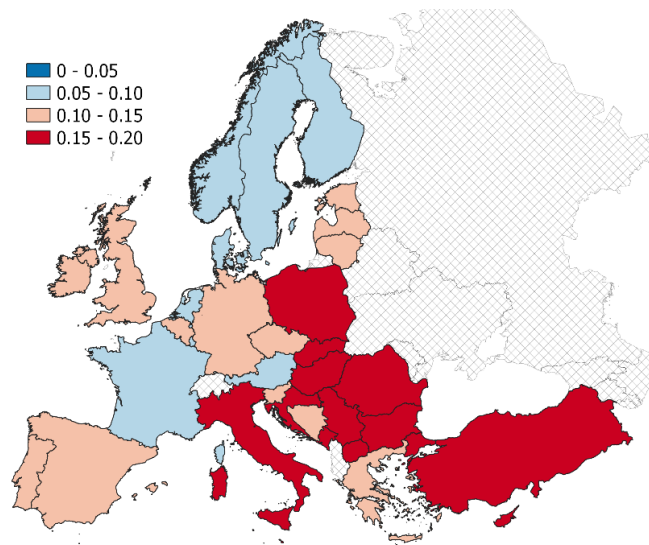


Figura 5.6 - Andamento del differenziale del prezzo dell'energia elettrica per le utenze non domestiche rispetto alla media della Zona Euro, espresso in termini percentuali. Dato relativo al netto delle imposte non recuperabili. Fasce di consumo espresse in GWh/anno

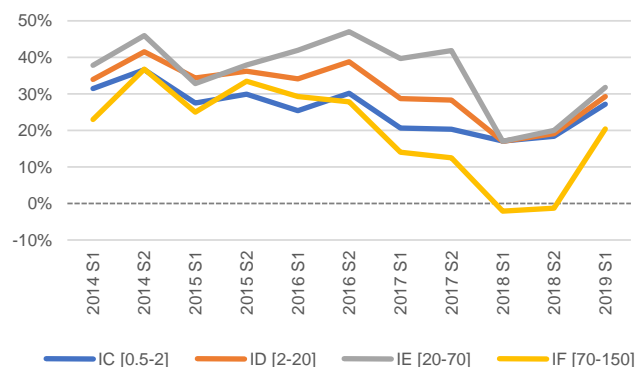
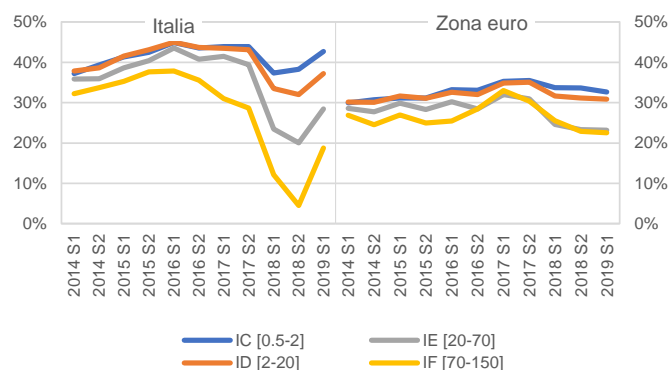


Figura 5.7 - Stima dell'incidenza percentuale della tassazione a carico delle imprese per l'approvvigionamento di energia elettrica in Italia e nella zona euro, per diverse fasce di consumo espresse in GWh/anno



Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze non domestiche. Prezzi più elevati per le piccole imprese

La curva del costo unitario in funzione del livello medio di consumo annuo (Figura 5.8) è sempre più elevata per le imprese italiane, coerentemente con quanto espresso in precedenza. L'amplificazione del divario è tuttavia maggiore per le piccole imprese della classe IA, mentre tende all'annullamento per quelle della classe IF. A concorrere alla definizione di questo quadro sono verosimilmente i minori costi di approvvigionamento per la grande impresa, sia per la possibilità di ridurre gli stessi al crescere dei consumi che per la possibilità di accedere al mercato libero in condizioni negoziali più favorevoli, ma anche gli effetti del sistema di tassazione sintetizzati in Figura 5.7, più penalizzante per le piccole imprese.

Prezzi per gli utenti domestici in crescita nel terzo e nel quarto trimestre 2019

Nel terzo e nel quarto trimestre il costo della bolletta per il consumatore-tipo domestico segna un rialzo, portandosi rispettivamente a 20,3 c€/kWh e a 20,8 c€/kWh (Figura 5.9). Nel secondo semestre dell'anno si assiste ad una lieve diminuzione della componente oneri di sistema, in particolare per il periodo ottobre-dicembre per gran parte imputabile ad una ridefinizione della componente ARIM. La voce più pesante sulla bolletta, tuttavia, quella relativa alla materia energia, conosce per il terzo e il quarto trimestre due rincari consecutivi. In un orizzonte temporale più ampio, tra il 2018 e il 2019 la materia energia ha conosciuto una riduzione del 7,5%, a fronte di una riduzione del PUN più consistente, intorno al 13%. La voce "trasporto e gestione del contatore" è cresciuta di poco più dell'1%. La spesa per oneri di sistema è passata da un valor medio 2018 di 3,69 c€/kWh ad uno di 4,67 c€/kWh nel 2019 (+26,5%).

Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze domestiche. Italia in posizione mediana.

Grazie ai dati Eurostat è possibile effettuare un confronto internazionale anche per i prezzi praticati alle famiglie (Figura 5.10). Occorre premettere che la definizione di "consumatore-tipo" sottesa al dato Eurostat non è sovrapponibile, se non in parte, a quella di cui al dato ARERA (oggetto della Figura 5.9), dal momento che la prima fa riferimento ad una fascia di consumo medio annuo 2.500-5.000 MWh, mentre la seconda è centrata su un consumo medio annuo di 2.700 MWh. Inoltre, il dato Eurostat è il risultato di una rilevazione statistica di mercato campionaria. Nel primo semestre 2019 il prezzo dell'energia elettrica per il consumatore-tipo domestico si attesta intorno a 23 c€/kWh. Se si tiene conto del peso della popolazione dei 28 Paesi che compongono l'Unione Europea, questo dato fissa l'Italia intorno alla linea mediana, al 52° percentile, ovvero, ad esperire un prezzo più alto di quello italiano è il 48% della popolazione dell'UE.

Figura 5.8 - Prezzo medio per le utenze non domestiche stimato per il I semestre 2019 per le diverse fasce di consumo. Dato al netto delle imposte non recuperabili per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno

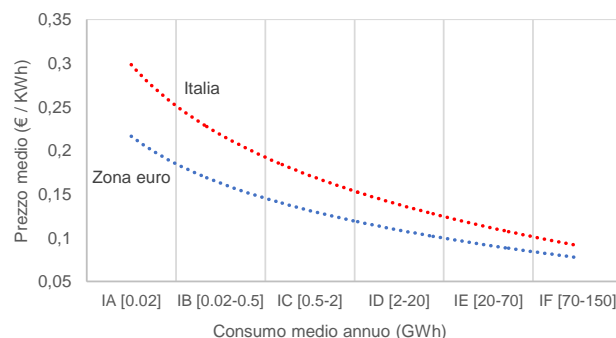


Figura 5.9 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

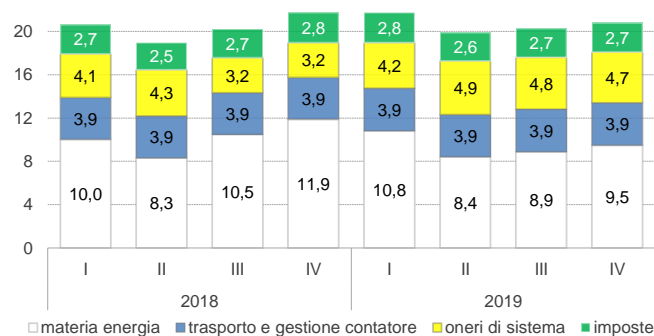
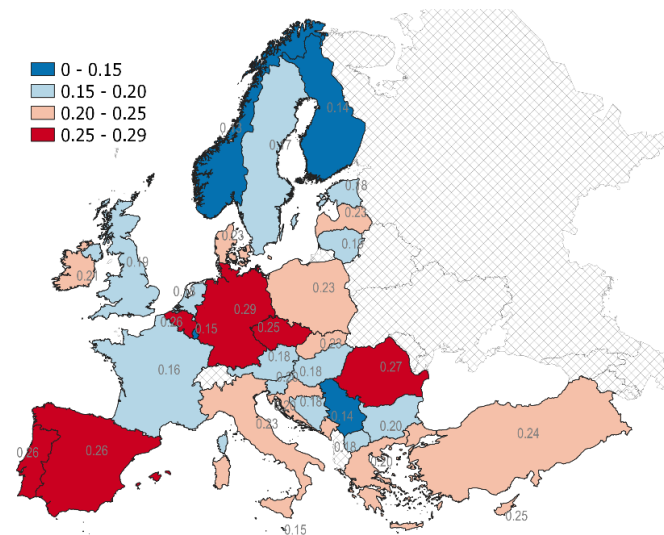


Figura 5.10 - Prezzi internazionali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel primo semestre 2019. Fascia di consumo 2.500 - 5.000 kWh/anno. Prezzi in euro in parità di potere d'acquisto per kWh



Il confronto internazionale per i prezzi per le utenze domestiche. La dinamica degli ultimi dieci anni. Prezzi in crescita negli ultimi tre anni in Italia

La serie storica Eurostat circa l'indice armonizzato dei prezzi al consumo (*Harmonized Index Consumer Price, HICP*) consente di comparare il livello dei prezzi al consumatore dell'energia elettrica per i diversi Paesi, anche ponendola a confronto con una misura *proxy* del tasso d'inflazione.

L'esame della **Figura 5.11** evidenzia alcuni fatti. In primo luogo, sia in Italia che nella zona euro, il prezzo dell'energia elettrica è cresciuto in misura molto maggiore rispetto all'inflazione in questo lungo arco di tempo. Tra il 2008 e il 2019 in Italia il prezzo dell'elettricità per le famiglie è tuttavia aumentato ad un tasso notevolmente inferiore rispetto agli altri Paesi considerati. Tra il 2008 e i primi dieci mesi del 2019 nella zona euro e in Italia il prezzo dell'energia elettrica è salito rispettivamente del 40% e del 23%. Se si esaminano tuttavia gli ultimi tre anni la situazione appare rovesciata, con l'Italia che vede un aumento del 14% circa e i Paesi dell'area euro un aumento più ridotto, nell'ordine del 7-8%.

In dettaglio, in **Figura 5.12** sono riportati i tassi di crescita medi per due periodi significativi, tra il 2008 e il 2016 e tra il 2016 e il mese di ottobre 2019. È possibile scorgere come per il Paese, tra il 2016 e il 2019, a fronte di un rallentamento della dinamica inflazionistica ad un livello addirittura inferiore alla pur bassa media della zona euro, imputabile a difficoltà macroeconomiche, il prezzo dell'elettricità sia andata crescendo ad un tasso medio annuo del 3,1%, contro un valore dell'1,8% per le altre nazioni.

Figura 5.11 - Numero indice del prezzo dell'elettricità e indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) in base 2008

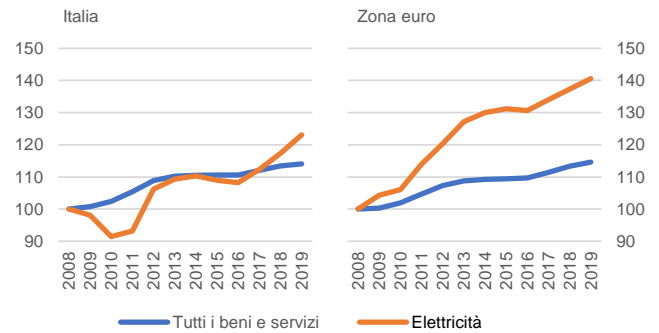
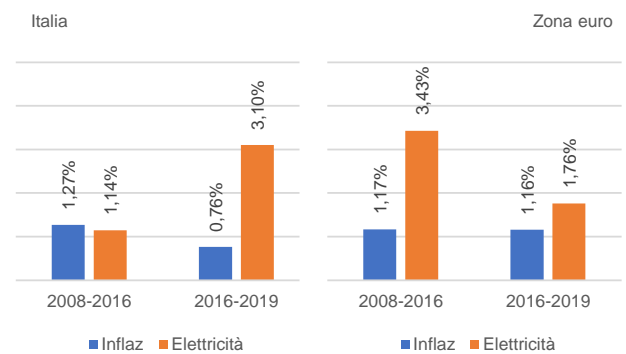


Figura 5.12 - Tasso d'inflazione medio (HICP) e tasso di variazione medio annuo del prezzo dell'elettricità per i consumatori



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzo del gasolio in Italia nel III trimestre trona a scendere (-2% rispetto al II trimestre); nei nove mesi lievemente inferiore al prezzo medio del 2018 (-0,8%)

In Italia nel terzo trimestre del 2019 il prezzo medio al consumo del gasolio (includendo imposte e tasse) è stato pari a 1,47 €/litro, in calo del 2,2% rispetto alla media del precedente trimestre. In riferimento ai primi nove mesi dell'anno in corso il prezzo medio è stato pari a circa 1,48 €/litro, in lieve calo rispetto a quanto rilevato nel corso dell'intero 2018 (-0,8%).

Come mostra la Figura 5.13, dopo il trend di crescita quasi costante dai livelli minimi di inizio 2016 (1,19 €/litro) fino ai massimi di fine 2018 (1,57 €/litro a fine Ottobre), il prezzo di vendita del gasolio in Italia nel 2019 è tornato su una fase moderatamente discendente, sebbene a fasi alterne. Dopo la rapida riduzione di fine 2018 - inizio 2019 (1,43 €/litro a metà gennaio), e la successiva risalita nelle 18 settimane seguenti (a fine maggio 1,52 €/litro), si è infatti registrato un nuovo calo nei mesi successivi, fino a 1,45 €/litro di metà settembre. I prezzi hanno poi proseguito su una traiettoria più stabile nei successivi mesi di ottobre e novembre (1,47 €/litro nella seconda metà di novembre).

Calo dei prezzi nel III trimestre in tutti i principali Paesi UE; torna a crescere il divario tra prezzi nazionali e media UE (+11,2% nel III trimestre)

Nel corso del III trimestre dell'anno anche a livello UE il prezzo medio del gasolio, pari ad 1,32 €/litro, ha fatto registrare un calo rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (-2,5%), anche più sostenuto di quanto osservato in Italia (+2,2%). Ne consegue un nuovo lieve incremento del divario tra i prezzi italiani ed UE (Figura 5.14). In questo senso, nonostante anche a livello UE i prezzi stiano alternando fasi di crescita e di riduzioni, si rileva un progressivo incremento del gap tra prezzi italiani e medi UE: dopo la rapida riduzione dal 15,2% di metà 2017 al 10% di fine 2018, nel corso dei primi nove mesi dell'anno in corso il divario è tornato ad aumentare, arrivando a +11,2% nel III trimestre 2019.

In riferimento ai principali Paesi UE, nel corso del III trimestre del 2019 la riduzione dei prezzi del gasolio più sostenuta si è registrata nel Regno Unito (-4,3% rispetto al precedente trimestre), in Spagna la minore (-2,1%). Si sottolinea anche il risultato della Germania dove, dopo la forte riduzione del I trimestre (-10% la variazione congiunturale), e la successiva ripresa, seppur contenuta (+2,3%), si registra un calo dei prezzi nel III trimestre pari a -2,5%, secondo solo al risultato del Regno Unito.

Anche più deciso il calo del prezzo industriale (-4,4% la variazione congiunturale), più sostenuto che nel resto dell'UE

Nel corso del III trimestre 2019 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è stato mediamente pari a 0,59 €/litro, in calo rispetto ai precedenti tre mesi dell'anno (-4,4%), notevolmente più sostenuto del calo dei prezzi al consumo, diminuiti nello stesso periodo di circa la metà (-2,2%). Nell'arco dei primi nove mesi dell'anno il prezzo industriale in Italia è stato mediamente pari a 0,6 €/litro, in calo rispetto al quanto rilevato nel corso dell'intero 2018, di circa l'1,5%.

A livello europeo il calo dei prezzi industriali nel corso dei primi nove mesi dell'anno è stato decisamente meno sostenuto, -0,6% rispetto al dato del 2018.

Dalla Figura 5.14 emerge quindi come nei primi nove mesi dell'anno il prezzo medio industriale nel nostro Paese sia stato inferiore di circa l'1,5% rispetto a quello medio europeo, in intensificazione quindi rispetto al divario medio del 2018 (-0,4%).

Dopo il lungo periodo di cali, nel 2019 la tassazione in Italia torna ad aumentare (circa il 60% del prezzo al consumo)

Nel corso del III trimestre del 2019 in Italia (come del resto in UE), il calo del prezzo industriale è stato molto più sostenuto rispetto a quello dei prezzi al consumo: l'incidenza percentuale della tassazione risulta pertanto in aumento, pari al 60%. Come emerge dalla Figura 5.15, 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 quasi il 60% medio nei primi nove mesi dell'anno.

Nel confronto internazionale, anche nel corso del 2019 la tassazione nel nostro Paese resta ancora ben al di sopra dell'incidenza media in UE, di circa 5,4 punti percentuali, in linea con il dato dei precedenti due anni.

Figura 5.13 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

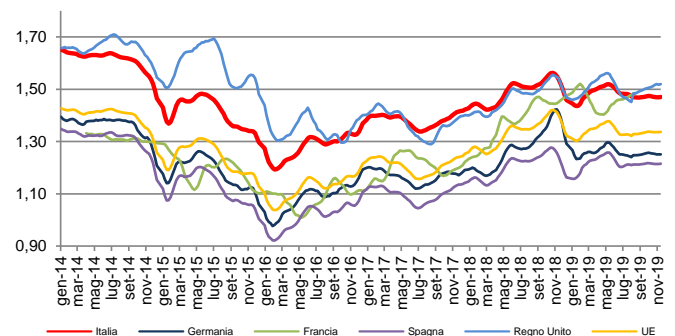


Figura 5.14 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

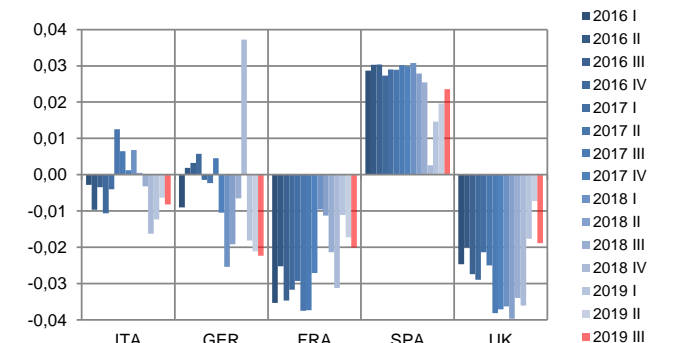
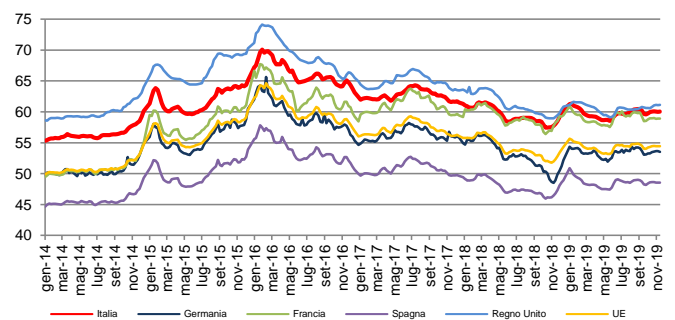


Figura 5.15 - Incidenza della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3 Prezzi del gas naturale

Riduzione dei prezzi del gas per le imprese nel terzo trimestre, sia in termini congiunturali che tendenziali

Nel caso dei prezzi del gas, nella seconda metà del 2019 si sono finalmente trasmessi ai prezzi al dettaglio i forti ribassi della materia prima, con cali tendenziali stimati vicini al 20% sia nel III sia nel IV trimestre.

La riduzione del prezzo internazionale della materia prima, con il prezzo del gas al PSV che tra giugno e settembre si attesta intorno ai valori più bassi del decennio, concorre a spiegare il ribasso del prezzo agli utenti finali nel III trimestre. Il valore stimato per le imprese della fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno si aggira intorno ai 9,5 €/GJ, per una diminuzione in termini congiunturali dell'11% e per una in termini tendenziali del 15% (Figura 5.16).

Nella misura in cui il mercato libero è correlato con il tutelato, gli effetti delle variazioni del prezzo sui mercati internazionali possono essere rappresentati dalle variazioni della componente Cmem, relativa al costo previsto per l'acquisto del gas, e 'Materia energia' (Figura 5.17)

Moderata ripresa dei prezzi nel quarto trimestre. Il 2019 si è distinto come anno con notevoli oscillazioni trimestrali

Nel IV trimestre il prezzo stimato per le imprese torna salire, attestandosi intorno ai 10 €/GJ, che corrispondono ad un rialzo rispetto al trimestre precedente nell'ordine del 6,4% (Figura 5.16). Per la maggior parte il rialzo è dovuto all'aumento della componente Cmem, a sua volta imputabile all'aumento dei prezzi sui mercati a termine e in Europa e, in misura minore, all'aumento della componente per servizi di trasporto (ARERA, scheda tecnica, 24/09/2019). In termini di variazione tendenziale, tuttavia, il livello dei prezzi è decisamente più basso rispetto ad un anno fa. Il 2019 è stato un anno caratterizzato da *peaks and troughs*. Agli inizi dell'anno, quando si scontano ancora gli effetti del rialzo sui mercati internazionali delle *commodities* dei primi dieci mesi del 2018, il costo stimato del gas per le imprese tocca i livelli più alti. Nei soli nove mesi a seguire si è assistito ad una riduzione pari quasi ad un quarto. Anche considerando l'intero anno, la variazione appare piuttosto pronunciata, pari a -17% circa.

In progressiva riduzione il peso della componente energia, in aumento gli oneri di sistema

Come accennato, le componenti 'Cmem' e 'Materia gas' nel quarto trimestre si sono mosse verso l'alto, se si considera il trimestre precedente (rispettivamente +13% e +11%). Se invece ci si concentra sulla variazione tendenziale, pare evidente una consistente diminuzione (Figura 5.17). Al termine del 2019 l'incidenza della componente Cmem è pari al 56% (era il 66% all'inizio del 2019). La riduzione del costo della materia prima nei primi nove mesi dell'anno mostra i suoi effetti sulla ripartizione delle voci di costo. Posto uguale a 100 il prezzo a carico delle imprese per le imprese della classe di consumo 1.000 – 10.000 GJ/anno, il peso dei servizi di vendita appare ancora largamente prevalente, ma in riduzione lungo il 2019 (dal 72% al 63%, Figura 5.18). Di contro, aumenta il peso degli oneri di sistema, dal 23% al 28% nell'arco dei dodici mesi. Quella degli oneri di sistema è l'unica componente che cresce ininterrottamente nel corso dell'anno (Figura 5.19). Nel 2019 gli oneri di sistema sono andati aumentando del 28%. Esattamente dello stesso ammontare, ma di segno opposto, la variazione percentuale dei servizi di vendita (-28%), mentre è rimasta sostanzialmente invariata quella relativa ai servizi di trasporto, distribuzione e misura.

Figura 5.16 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ, asse sx; var. % tendenziale, asse dx)

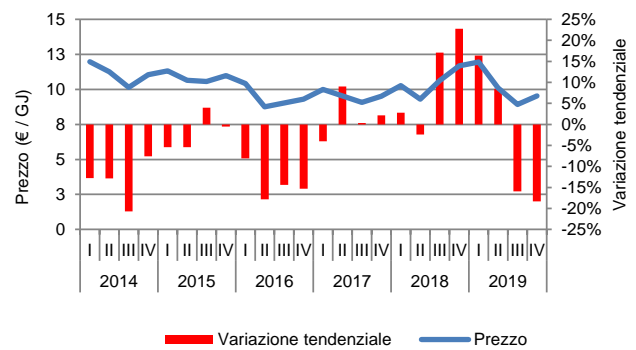


Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

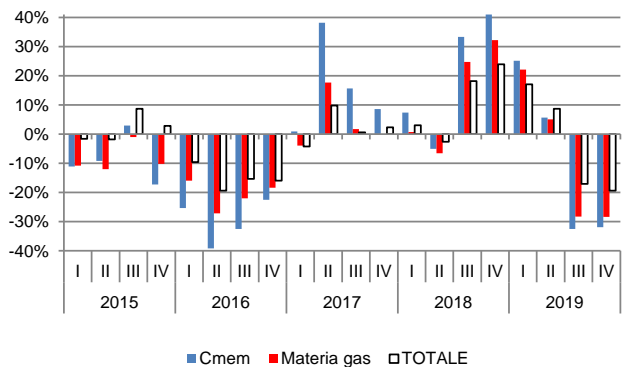


Figura 5.18 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000

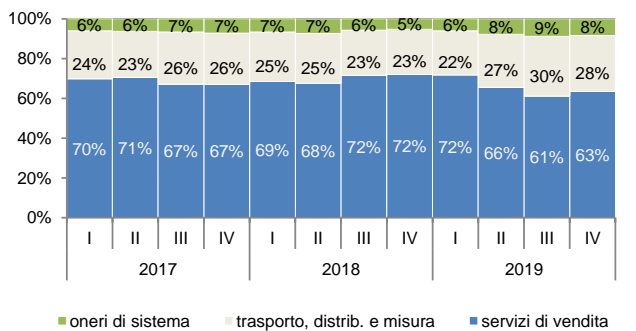
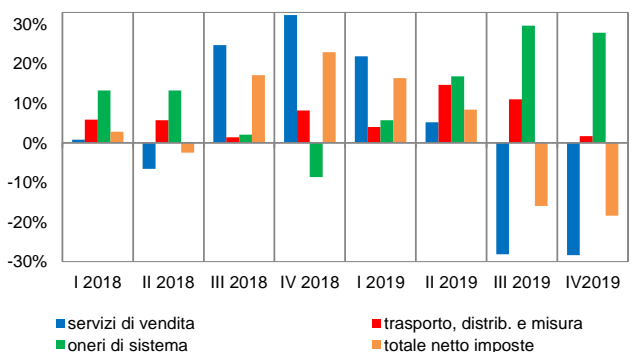


Figura 5.19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)



Il confronto tra ambiti territoriali nazionali. Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura stabile in tutte le zone

La stima del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno per i diversi ambiti territoriali non mostra variazioni di rilievo, oramai per il quarto trimestre consecutivo (Figura 5.20). I differenziali rimangono pertanto immutati, variando da un minimo di 2,3 €/GJ ad un massimo di 3,8 €/GJ per il Sud.

Il confronto internazionale. In peggioramento i differenziali di costo nei primi sei mesi del 2019. In tutte le classi di consumo i prezzi per le imprese italiane sono superiori alla media dei Paesi della zona euro

Il dato Eurostat per il primo semestre 2019 segna un peggioramento generalizzato dei prezzi del gas per le imprese italiane rispetto alla media della zona euro (Figura 5.21). Rispetto a quest'ultima, i differenziali sono sempre a sfavore delle imprese italiane, indipendentemente dalla fascia di consumo. Per le imprese delle fasce estreme (quelle caratterizzate da un consumo annuo tra 1.000 e 10.000 GJ e quelle tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ), il differenziale è pari al 10%, mentre per quelle centrali (con consumo compreso tra 10.000 GJ e 1.000.000 GJ) il differenziale varia tra il 2,2% e il 6,4%. Di più, per queste ultime due fasce il dato relativo al primo semestre 2019 è in contrasto con i valori degli ultimi cinque anni, quando i prezzi per le imprese italiane si erano rivelati inferiori a quelle dei Paesi euro, con punte anche del 10-15%.

La mappa di Figura 5.22, riguardante non solo i Paesi dell'area euro, mostra in dettaglio la situazione al primo semestre 2019. Il Paese si pone al 22° posto in graduatoria, su 26 rilevati. Tutti i Paesi dell'area centro-nord-orientale, ai quali si aggiunge il Regno Unito, rivelano prezzi più bassi rispetto all'Italia. Finlandia, Svezia, Paesi Bassi e Danimarca sono i soli Paesi con un costo medio superiore.

Il confronto internazionale. Differenziale PSV-TTF elevato e soggetto ad una dinamica stagionale. Il possibile peso di componenti speculative sulla formazione del prezzo

I problemi strutturali che incontra il mercato del gas italiano, dalla insufficiente liquidità, alla mancata integrazione con i mercati del Nord Ovest dell'Europa, fino all'effetto *pancaking* delle tariffe di trasporto (*Confindustria, Sistema gas naturale, transizione e competitività, novembre 2019*) trovano un sintomo anche nel differenziale PSV-TTF. A questo riguardo, la Figura 5.23 mostra come lo spread – stabilmente oltre i 2 €/MWh – sia soggetto in buona parte ad un andamento ciclico stagionale. Ad esempio, nel mese di dicembre si può stimare che questo aumenti del 25% circa, a parità di fattori, mentre le oscillazioni della componente stagionale paiono consistenti. Con buona probabilità entrano in gioco in questa sede anche le anticipazioni degli operatori che scontano le tradizionali rigidità dell'offerta dei mesi invernali, generando aspettative al rialzo.

Livello di tassazione al di sotto della media dell'area euro

Un dato favorevole alle imprese italiane è quello relativo al livello di tassazione, generalmente più basso. Ad esempio, dai dati Eurostat si può stimare per la classe di consumo 1.000 - 10.000 GJ/anno un'incidenza della tassazione intorno al 16%, contro un valore medio dell'area euro intorno al 19%.

Figura 5.20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)

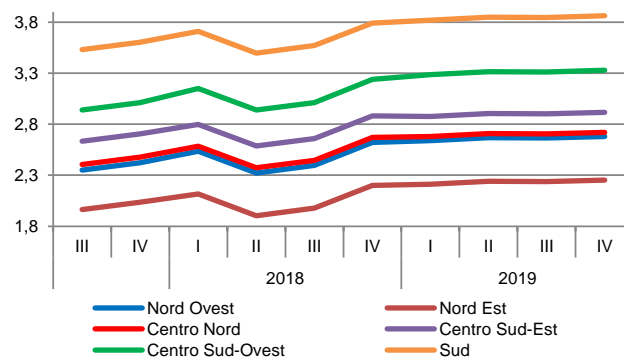


Figura 5.21 - Differenziale del prezzo del gas per utenze non domestiche rispetto alla media zona euro (%; al netto delle imposte non recuperabili) - Classi di consumo in GJ/anno

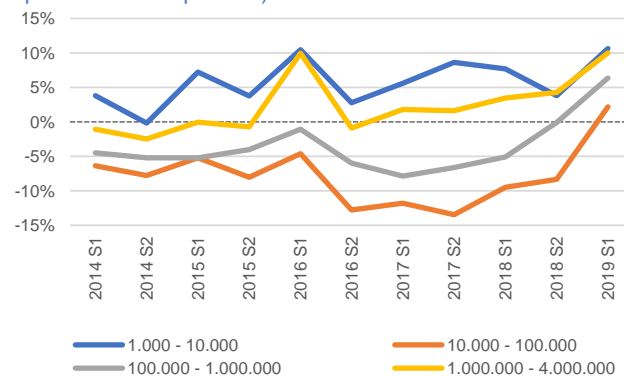


Figura 5.22 - Prezzo del gas al netto delle imposte non recuperabili (fascia 1.000 - 10.000 GJ/anno; €/GJ)

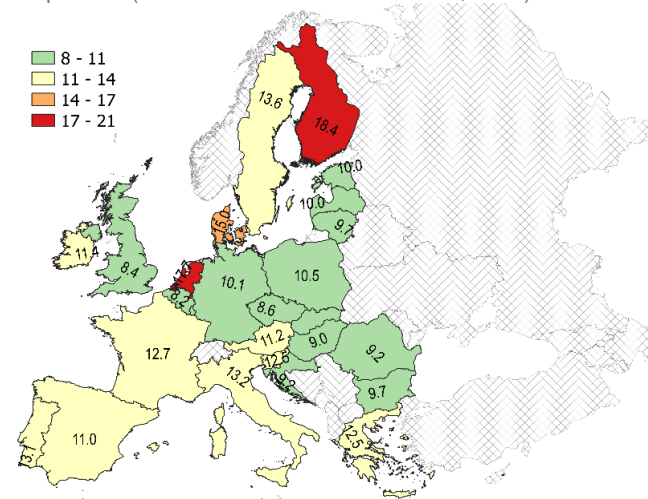
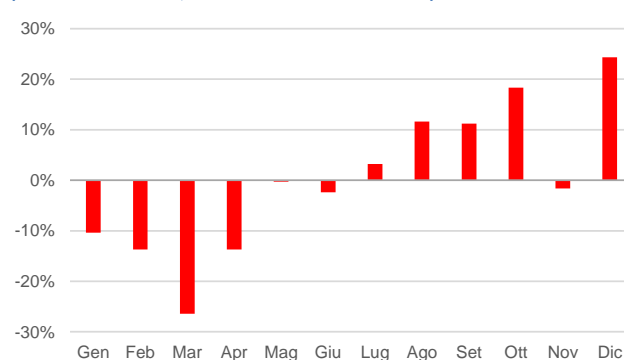


Figura 5.23 - Componente stagionale mensile relativa allo spread PSV-TTF, calcolata sull'arco temporale 2010-2019



1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COSTRUZIONE INDICATORE COMPOSITO ISPRED:

Indicatori elementari: definizione degli indicatori elementari utilizzati:

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

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

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

Tabella B - Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

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.

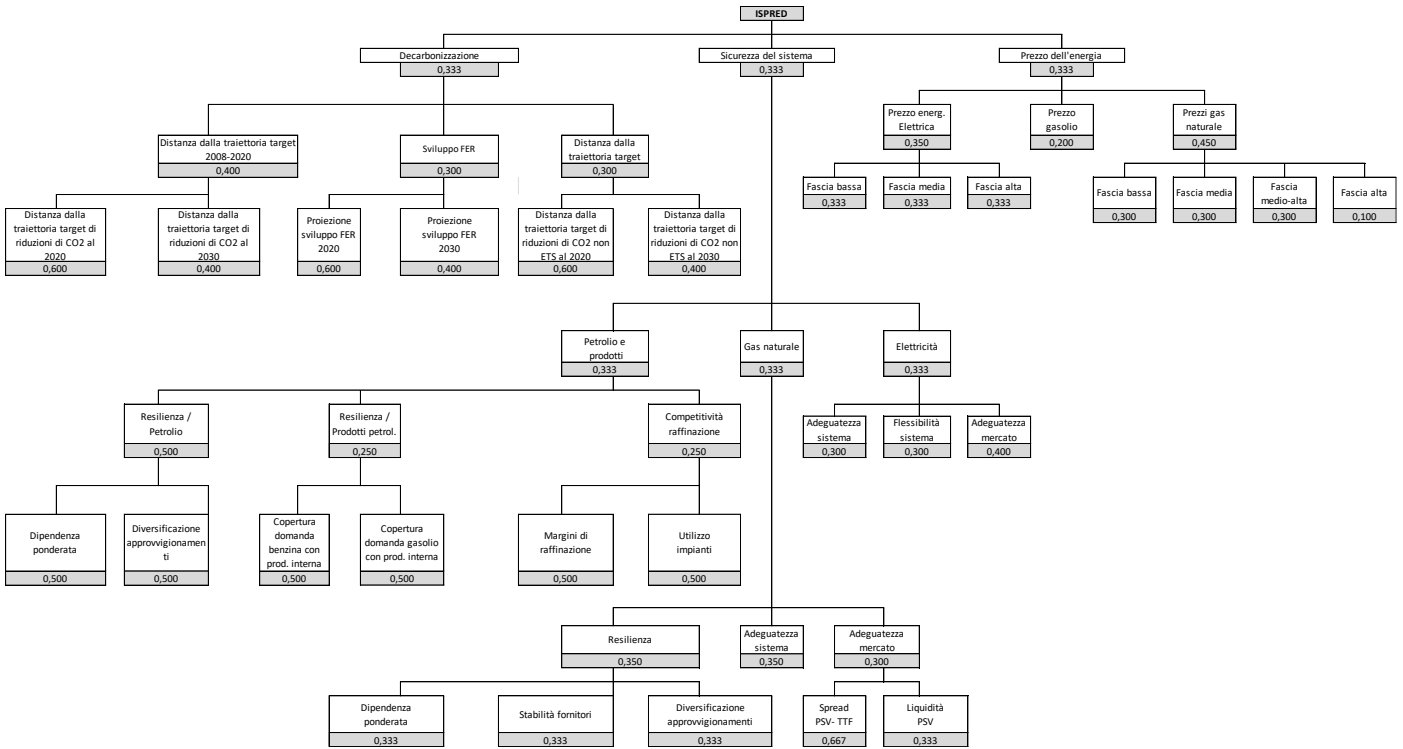
Successivamente alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

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 si ottiene mediante la formula:

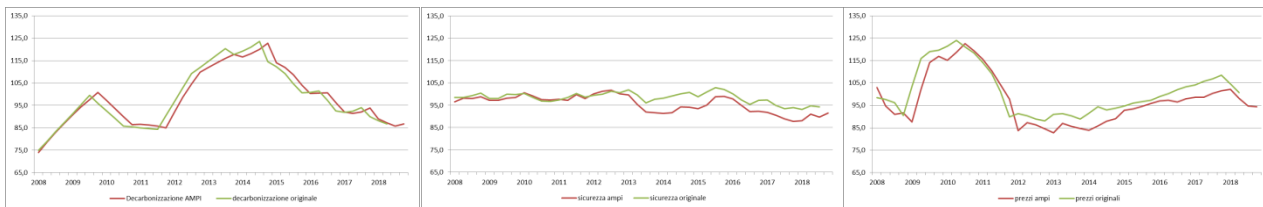
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

dove:

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

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

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



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

BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

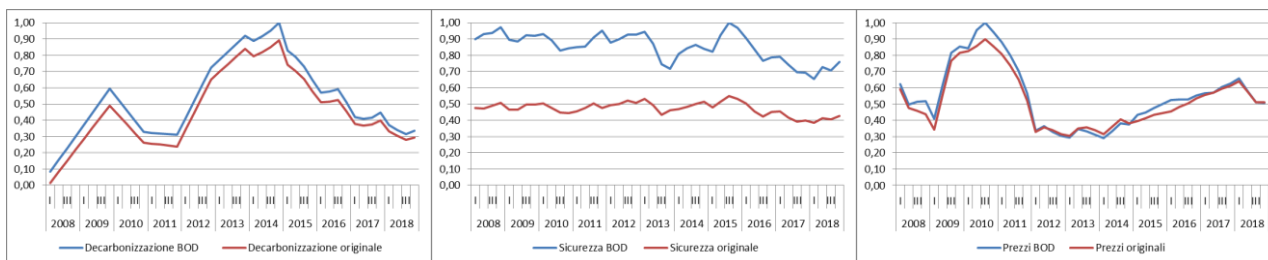
La metodologia Benefit of the Doubt (BOD), è un'applicazione della Data Envelopment Analysis (DEA). L'indicatore composito è, secondo questa logica, espresso come rapporto tra la performance della singola unità (trimestre nel nostro specifico caso) e quella del benchmark, facendo sì che il set ottimo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

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

dove i pesi sono posti non negativi e I_{cq} rappresenta il punteggio normalizzato del q-esimo indicatore semplice ($q=1, \dots, Q$) per il trimestre c ($c=1, \dots, C$) e w_{cq} il peso corrispondente. L'indicatore composito risultante varierà quindi tra zero (la performance più bassa) e 1 (il benchmark).

Osservando i risultati ottenuti con questa metodologia e con quella corrente, nel Grafico 3, si può osservare che solamente la dimensione della sicurezza differisce in termini di livello in maniera sostanziale tra le due metodologie.

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



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

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.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 2.1 - 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/g3.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.tutitempo.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.tutitempo.net/climate/italy.html>
- ISTAT <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>
- ARERA <https://www.arera.it/it/dati/g3.htm>
- Commissione UE <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

Figura 2.2 - PIL e produzione industriale (var. % tendenziale su base trimestrale)

- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: <http://dati.istat.it/>
- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: <http://dati.istat.it/>

Figura 2.3 - Produzione industriale totale e dei beni intermedi, valore aggiunto di Industria e Servizi (2015=100, medie mobili 4 termini)

- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: <http://dati.istat.it/>

Figura 2.4 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi nove mesi del 2018 e del 2019 (gradi)

- <http://en.tutitempo.net/climate/italy.html>

Figura 2.5 - Prezzo di gasolio, gas naturale ed elettricità per il consumatore tipo in Italia

- 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>

Figura 2.6 - Indicatori dei principali driver della domanda di energia (medie mobili 4 termini, 2008=100; NB: a variazioni positive corrispondono spinte positive ai consumi di energia)

Vedi nota figure 2.1 - 2.5.

Figura 2.7 - Bilancio domanda/offerta (Mbb/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 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

La fonte dei dati sulla produzione di petrolio è www.eia.gov

Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (NB: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g)

Le fonti dei dati sui prezzi del gas naturale sono i siti <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e

<https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 2.10 - 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 2.11 - Prezzi del gas naturale (€/MWh)

Fonti dati: <https://aqsi.gie.eu/#/>

Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

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 2.14 - 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_petroliiferi.php
- Bollettino petrolifero, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/bollettino_petroliifero.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 2.15 - Consumi finali di energia e superindice ENEA delle variabili-guida (variazioni % tendenziali)

Vedi nota Figura 2.15 e Figura 2.1.

Figura 2.16 - 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 2.15.

Figura 2.17 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)

Vedi nota Figura 2.15.

Figura 2.18 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

Dato annuale dell'energia primaria destinati 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_petroliiferi.php
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 2.19 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)

Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2008 al 2017 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2008-2018. 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 2.20 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri, asse dx, Mtep) e variazione tendenz. (asse sx, Mtep)

Vedi Nota figura 2.15.

Figura 2.21 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Vedi Nota figura 2.15.

Figura 2.22 - Consumi elettrici (var. % tendenziale, asse sx), consumi elettrici e % en. elettrica 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 2.14.

Figura 2.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (dati corretti con intervallo di previsione al 95%, GWh)

Intervallo di previsione one-step al 95% (barra verticale), ed indicazione del valore osservato ex post (punto in rosso). Modello ARIMAX che comprende la stima mensile del PIL come variabile esogena. La stima viene eseguita ricorrendo al software JDemetra+ (<https://ec.europa.eu/eurostat/cros/content/jdemetra-seasonal-adjustment-software>), che integra la procedura TRAMO-SEATS per la depurazione delle componenti stagionali. Il dato relativo al PIL mensile viene fornito da Fondazione Economia Tor Vergata

(<http://www.fondazioneitorvergataeconomia.it/index.php/pil-mensile/>). Valori osservati non in linea con quelli previsti indicano verosimilmente un effetto marcato della variabile climatica.

Figura 2.24 - Consumi di benzina, carburante, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale su base trim., Mtep)

- Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php

Figura 2.25 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (Aiscat) - variazioni % annuali (NB: per il 2019 dati primi 9 mesi)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE ed Aiscat.

Figura 2.26 - Emissioni specifiche medie del parco auto, consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale - variazioni % annuali

Elaborazioni ENEA su dati MiSE; Aiscat, ANFIA ed ISPRA.

Figura 2.27 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia : vedi la nota di Figura 2.14
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale
http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPRODIND_1

Figura 2.28 - 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 2.15
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

Figura 2.29 - Andamento del Superindice ENEA, dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO₂ (num. indice 2014=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

La stima preliminare ENEA dei consumi di energia primaria per i primi sei mesi dell'anno in corso è basata su dati parziali:

- per i consumi di solidi, per i mesi da settembre a dicembre 2019 si è assunta variazione tendenziale pari alla media dei primi otto mesi
- per i consumi di petrolio si è assunta variazione tendenziale nulla per il solo mese di dicembre, per i primi undici mesi del 2019 la fonte è il MiSE (Consumi petroliferi, MiSE, https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php)
- per i consumi di gas naturale si è assunta variazione tendenziale nulla per la sola seconda metà di dicembre 2019, mentre i dati per i mesi precedenti sono Fonte SNAM (Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegaz.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)
- per le FER elettriche e le importazioni di elettricità si è assunta variazione tendenziale nulla per il mese di dicembre 2019, mentre per i primi undici mesi dell'anno la fonte è la Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it/sistemaelettrico/dispatchamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

La stima preliminare delle emissioni di CO₂ per i primi sei mesi dell'anno in corso è basata sulla stima preliminare dei consumi di energia primaria.

La stima preliminare del Superindice ENEA per i primi undici mesi dell'anno in corso è basata su dati parziali:

- per il PIL si è assunta variazione tendenziale pari al +0,2% per il III trimestre 2019
- per l'indice di produzione industriale si è assunta per il III trimestre variazione tendenziale pari al -2,3% (dati ottobre e novembre Confindustria); per i mesi precedenti la fonte è ISTAT
- per gli HDD ed i CDD si è assunta variazione tendenziale nulla per il mese di dicembre 2019, mentre per i mesi precedenti la fonte è TUTIEMPO <http://en.tutiempo.net/climate/italy.html>
- i prezzi di elettricità e gas sono aggiornati, Fonte ARERA <https://www.arera.it/it/dati/g3.htm>
- i prezzi del gasolio sono aggiornati fino a novembre 2019, la Fonte è la Commissione UE <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 3.1 - Emissioni trimestrali di CO₂ (media mobile 4 termini, Mt CO₂) e loro variazione tendenziale (asse dx, %)

Evoluzione delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2016, 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 al 2015 e al 2016, 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 2014.

Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali su base trimestrale)

La suddivisione delle emissioni di CO₂ 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>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ 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 due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 2015 e 2016 sono stati usati i coefficienti 2014) 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 3.5 - 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 3.6 - Emissioni di CO₂ 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 3.7 - Nuove immatricolazioni auto ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/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 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (variazione tendenziale trimestrale)

Vedi nota figura 3.7.

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni % medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

La variazione delle emissioni di CO₂ 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:

$$CO_2 = (CO_2 / Energia) \times (Energia / PIL) \times (PIL / POP) \times POP.$$

La formula lega le emissioni annue di CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/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 CO₂ 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:

$$[d(\ln C)/dt = d(\ln E/E)/dt + d(\ln E/PIL)/dt + d(\ln PIL/POP)/dt + d(\ln POP)/dt],$$

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO₂ 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):

$$CO_2 = POP \times PIL/POP \times Energia/PIL \times Fossili/Energia \times CO_2/Fossili$$

Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (2010=100)

La figura riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010. Vedi Nota Figura 3.9.

Figura 3.11 - 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 3.12 - 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 2019 il dato si riferisce al solo I trimestre.

Elaborazioni ENEA su dati ANIE relativi alla nuova potenza installata (<http://anie.it/>).

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (quote % sul totale; NB: dati proiezione IEA per 2019 e 2020)

Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report anno 2019, vari mesi.

Figura 4.2 - Import netto di greggio (variazione % trimestrale, asse sx)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, 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 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Unione Petrolifera.

Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Italia (kt, asse sx)

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.5 - Differenziale tra Brent e WTI e tra Brent e Urals (\$/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 Urals (<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 4.6 - Margini di raffinazione per diverse aree geografiche

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IMF: <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>

Figura 4.7 - Utilizzo impianti per diverse aree geografiche (% , media mobile 12 mesi)

Fonte dati: <https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/>

Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

Le lavorazioni di greggio sono espresse come quantità (kt) in input nelle raffinerie italiane. 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 4.9 - 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 4.10 - Rapporto tra produzione e consumo di gasolio (media mobile a 4 termini)

L'indicatore misura il rapporto tra la produzione interna (misurato come output dalle raffinerie) e il consumo interno di gasolio.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

Figura 4.11 - Rapporto tra produzione e consumo di benzina

L'indicatore misura il rapporto tra la produzione interna (misurato come output dalle raffinerie) e il consumo interno di benzina.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.12 - 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 4.13 - 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 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (variazione tendenziale su base mensile, ktep)

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview>)

Figura 4.15 - 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 4.16 - 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 giornalieri del gas trasportato

http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.18 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (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 4.19 - 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 4.20 - 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 4.21 - 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 4.22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018

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 4.23 - Indice di diversificazione delle importazioni italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale (media mobile a 4 termini)

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 4.24 - 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 4.25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.26 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.
Trend di lungo periodo: stima ENEA in base a modello TRAMO-SEATS.

Figura 4.27 – Punta di domanda in potenza (GW)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.29 - Produzione elettrica da FER e da sole rinnovabili intermittenti (% su richiesta)

Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 4.31 - Capacità di generazione elettrica in eccesso

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 4.32 - Massima penetrazione oraria delle FRNP registrata in ogni trimestre (% , asse sx) e valori medi

Percentuale massima di penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili rispetto alla domanda:

Fonti dati: Terna, Ex post data on the actual generation.

Figura 4.33 - Massima variazione oraria delle fonti intermittenti (% sul carico)
 Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Terna, Ex post data on the actual generation.

Figura 4.34 - Profilo orario della domanda residua nei primi nove mesi del 2019 e del 2018 – Sistema Italia (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 4.35 - 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

5. Prezzi dell'energia

Figura 5.1 - 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 5.2 - 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 5.3 - Variazioni congiunturali della spesa per materia energia (mercato tutelato) e del PUN

Elaborazione ENEA su dati ARERA e GME.

Figura 5.4 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.5 - Prezzi internazionali dell'energia elettrica per le utenze non domestiche al netto delle imposte non recuperabili per la fascia di consumo 500-2.000 MWh/anno, primo semestre 2019. Valori in euro in parità di potere d'acquisto per kWh

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.6 - Andamento del differenziale del prezzo dell'energia elettrica per le utenze non domestiche rispetto alla media della Zona Euro, espresso in termini percentuali. Dato relativo al netto delle imposte non recuperabili. Fasce di consumo espresse in GWh/anno

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.7 - Stima dell'incidenza percentuale della tassazione a carico delle imprese per l'approvvigionamento di energia elettrica in Italia e nella zona euro, per diverse fasce di consumo espresse in GWh/anno

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.8 - Prezzo medio per le utenze non domestiche stimato per il I semestre 2019 per le diverse fasce di consumo. Dato al netto delle imposte non recuperabili per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT

Figura 5.9 - Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.10 - Prezzi internazionali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel primo semestre 2019. Fascia di consumo 2.500 - 5.000 kWh/anno. Prezzi in euro in parità di potere d'acquisto per kWh

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT

Figura 5.11 - Numero indice del prezzo dell'elettricità e indice armonizzato dei prezzi al consumo (HICP) in base 2008
Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.12 - Tasso d'inflazione medio (HICP) e tasso di variazione medio annuo del prezzo dell'elettricità per i consumatori
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.13 - 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 5.14 - 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 5.15 - 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.
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 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)
Vedi nota figura 5.16.

Figura 5.18 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000
Vedi nota figura 5.16.

Figura 5.19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)
Vedi nota figura 5.16.

Figura 5.20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)
Vedi nota figura 5.16.

Figura 5.21 - Differenziale del prezzo del gas per utenze non domestiche rispetto alla media zona euro (%; al netto delle imposte non recuperabili) - Classi di consumo in GJ/anno
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT

Figura 5.22 - Prezzo del gas al netto delle imposte non recuperabili (fascia 1.000 - 10.000 GJ/anno; €/GJ)
Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 5.23 - Componente stagionale mensile relativa allo spread PSV-TTF, calcolata sull'arco temporale 2010-2019
Elaborazioni ENEA.