



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

I trimestre 2019



2/2019

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2019

n. 2/2019

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,
Maria Cristina Tommasino*

- Capitolo 1: F. Gracceva (Focus: F. Gracceva e B. Baldissara)
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara (Focus: A. Zini e M.C. Tommasino)
- Capitolo 4: F. Gracceva
- 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
FOCUS: Quanto è sfidante la transizione energetica italiana	8
2. Quadro di sintesi dei consumi di energia	13
2.1 Variabili guida del sistema energetico	13
2.2 L' andamento dei consumi energetici	18
3. Decarbonizzazione del sistema energetico.....	25
FOCUS: Investimenti in Italia nel settore energetico	30
4. Sicurezza del sistema energetico italiano	32
4.1 Sistema petrolifero	32
4.2 Sistema del gas naturale	36
4.3 Sistema elettrico	40
5. Prezzi dell' energia.....	44
5.1 Prezzi dell' energia elettrica.....	44
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	47
5.3 Prezzi del gas naturale	48
Nota metodologica	50

- Secondo le stime ENEA nel corso del I trimestre 2019 i **consumi di energia primaria** si sono attestati a circa 45,5 Mtep, in calo del 3% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (circa 1,5 Mtep in meno). Sulla base di dati parziali una stima preliminare per i primi sei mesi del 2019 indica una riduzione dei consumi di energia di circa l' 1,5% rispetto al I semestre dello scorso anno, dunque con un **trend in attenuazione** rispetto al primo trimestre.
- In termini di fonti energetiche primarie, a fronte della riduzione tendenziale di quasi 1 Mtep di fonti fossili e 0,7 Mtep di minori importazioni di elettricità (-23%), nel I trimestre del 2019 risultano in aumento le **fonti energetiche rinnovabili** (FER). In continuità con quanto rilevato nel corso del 2018 (+8% rispetto al 2017), le FER sono risultate in aumento di circa 0,3 Mtep rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (+5%). Diversamente dal 2018, quando l' aumento era dovuto alla ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017, il risultato dei primi mesi del 2019 è da ricercare nell' incremento della generazione solare ed eolica (complessivamente +24% rispetto ai primi tre mesi del 2018), tuttavia in buona parte compensato dalla minore produzione idroelettrica (-12% la variazione tendenziale) per la siccità dei primi mesi dell' anno in corso.
- Nel trimestre la quota di generazione elettrica **da fonti rinnovabili non programmabili** (eolico e solare) ha raggiunto il valore più alto mai registrato per il primo trimestre dell' anno (15,2% della richiesta), restando solo poco al di sotto del massimo assoluto registrato nel II trimestre 2016.
- Riguarda al gas naturale (-1,5% in termini tendenziali), la forte riduzione del fabbisogno per usi riscaldamento (-0,9 Mtep, oltre il 5% in meno) è stata solo in parte compensata dal maggiore ricorso al gas nella termoelettrica (+10%), favorito dalla scarsa idraulicità e dalle minori importazioni che hanno caratterizzato il trimestre in esame. In calo anche i consumi di petrolio, tornati a scendere di circa l' 1,7% dopo l' incremento del 2018, spinti dai cali della petrolchimica e dell' olio combustibile, ed i consumi di combustibili solidi (oltre il 15% in meno).
- Nel corso del I trimestre 2019 i consumi di **elettricità** sono stati pari a 80 TWh, in calo dell' 1% in termini tendenziali. Su tale risultato hanno inciso il calendario (due giornate lavorative in meno), il risultato dell' attività economica e in particolare del comparto industriale e dei servizi, e la temperatura. Dopo la crescita del 2017 (+2% la variazione annua tendenziale), la domanda di elettricità aveva già rallentato nel 2018 (+0,4%): i primi mesi del 2019 sembrano accentuare tale rallentamento, passando a variazioni tendenziali negative.
- Nel trimestre in esame sono in riduzione anche i consumi di energia nei **settori di impiego finale**, di circa 1 Mtep (-3% rispetto allo stesso periodo di un anno fa). La riduzione più significativa ha riguardato i consumi di gas per il riscaldamento, solo lieve invece il calo di prodotti petroliferi nei trasporti, nei quali le minori vendite di carburanti per autotrazione sono stati in buona parte compensati dall' aumento dei consumi per aviazione, in costante aumento.
- La riduzione dei consumi di energia nei primi tre mesi 2019 è in linea con quella prevedibile sulla base dell' andamento delle variabili guida, sintetizzate nel Superindice ENEA, che hanno fornito un impulso alla riduzione dei consumi, proveniente in primis da fattori di natura climatica: le temperature mediamente più miti rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente hanno infatti contribuito in maniera decisiva alla minore domanda di energia per la climatizzazione invernale. Modesti impulsi alla riduzione dei consumi sono venuti anche dalla produzione industriale e dall' aumento dei prezzi dell' energia per i consumatori domestici. Per il momento questo calo dei consumi non sembra dunque un segnale di una possibile ripresa del disaccoppiamento tra consumi energetici e variabili guida (economia in primis).
- La questione della difficoltà del **disaccoppiamento tra economia e consumi di energia** è discussa in un Focus che evidenzia come nella transizione energetica italiana descritta dal recente Piano energia clima italiano abbia un ruolo fondamentale una forte riduzione dell' intensità energetica, in marcata rottura con i dati storici. Inoltre, un confronto con i principali Paesi europei mostra come il sistema energetico italiano non sembra caratterizzato da deficit di efficienza tali da far confidare nell' esistenza di ampi spazi di miglioramento legato al semplice allineamento ai sistemi più avanzati.
- Nei primi tre mesi dell' anno in corso le **emissioni di CO₂ sono stimate in calo del 3%** in termini tendenziali, in continuità quindi con quanto osservato nel corso del 2018 (-2% rispetto al 2017), dopo la tendenza degli ultimi anni a una sostanziale stazionarietà. Circa 2/3 della riduzione delle emissioni del I trimestre è stata realizzata nei settori non ETS (-3% la variazione tendenziale) per i minori consumi nel settore civile (climatizzazione invernale). In calo anche le emissioni di CO₂ nei settori ETS (-3% rispetto al I trimestre 2018) in linea con il trend di contrazione dello scorso anno. La riduzione tendenziale delle emissioni di CO₂ stimata per il I trimestre 2019 sembra tuttavia in attenuazione nel corso dei successivi mesi dell' anno: secondo stime preliminari ENEA basate su dati parziali i livelli di emissioni di CO₂ del I semestre dell' anno risulterebbero poco al di sotto dei livelli dello stesso periodo del 2018.
- L' indice sintetico della transizione energetica **ISPRED** elaborato dall' ENEA è tornato ad aumentare negli ultimi due trimestri dopo una lunga fase di cali: nel I trimestre 2019 presenta infatti una crescita tendenziale del 7%, spinto da un +13% della componente prezzi, a sua volta guidata dal miglioramento tendenziale della situazione dei prezzi alle imprese. In marginale miglioramento risultano gli indicatori relativi alla dimensione della decarbonizzazione: i pur modesti segnali di ripresa del percorso di riduzione dei consumi di energia ed emissioni hanno arrestato la tendenza pluriennale al peggioramento su questo fronte, sebbene la distanza fra le emissioni stimate a inizio 2019 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 resti vicina ai massimi dell' ultimo decennio. Lato sicurezza energetica, si segnalano variazioni più ridotte, ma con segnali di potenziali crescenti criticità legate alla citata forte crescita delle fonti intermittenti nel sistema elettrico.

- Un fattore che ha inciso in maniera significativa sull' evoluzione del sistema energetico nazionale nella prima parte del 2019 è stato l' accentuazione del **trend ribassista del prezzo del gas naturale sui mercati all' ingrosso**: il prezzo al PSV italiano si è ridotto del 20% nel I trimestre (rispetto al precedente) e si stima un ulteriore 20% nel II trimestre, fino a valori ben al di sotto di un anno prima, per cui risultano completamente riassorbiti gli aumenti registrati per gran parte del 2018. I prezzi ai consumatori finali hanno via via beneficiato del calo del prezzo del gas, iniziato nell' ultimo trimestre del 2018. In particolare, **i prezzi dell' elettricità per le imprese**, al netto delle imposte non recuperabili, hanno avuto una prima diminuzione congiunturale significativa (tra il 3% e il 5% nelle diverse classi) nel periodo gennaio-marzo, una seconda ancora più marcata nel trimestre aprile-giugno (nell' ordine dell' 11%-15% a seconda delle fasce), che ha riportato i prezzi al di sotto dei valori di inizio 2018, valori per di più relativamente bassi in un' ottica pluriennale, soprattutto per i consumatori energivori.
- Secondo gli ultimi dati Eurostat i prezzi italiani dell' elettricità alle imprese restano ancora i più alti tra quelli dei principali Paesi UE, con l' eccezione della classe di consumi più elevata (nella fascia medio-bassa si stima un maggior costo annuo di quasi 70.000 € rispetto a un' equivalente impresa spagnola, di 40.000 € rispetto a una francese), ma per i prezzi alle imprese **il quadro risulta decisamente migliorato negli ultimi anni**: per la fascia di consumi minori negli ultimi cinque anni il differenziale si è dimezzato.
- È invece molto diverso il trend dei **prezzi dell' elettricità per i consumatori domestici**, che pur anch' essi in forte calo congiunturale nel II trimestre 2019 restano comunque su valori maggiori rispetto a un anno prima. Inoltre, in un' ottica di più lungo periodo negli ultimi anni il prezzo per il consumatore italiano è aumentato più che nella media UE, penalizzato dalla crescita della spesa per oneri di sistema.
- Più lento è stato l' assestamento dei **prezzi al consumo del gas naturale**, che dopo un altro modesto aumento congiunturale nel I trimestre dell' anno, hanno subito una forte contrazione nel II trimestre, restando tuttavia ancora al di sopra dei valori della prima metà del 2018.
- Infine, i **prezzi al consumo del gasolio** nel corso dei primi tre mesi del 2019 sono risultati mediamente in calo rispetto a quanto rilevato nel IV trimestre del 2018 (-4,5% la variazione congiunturale), anche se rimangono ancora su livelli più elevati rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (+2,3% la variazione tendenziale), per effetto del costante aumento riscontrato nel corso di tutto il 2018 (+8% sul 2017).
- Questo numero dell' Analisi trimestrale contiene una stima ENEA degli investimenti del settore energetico italiano, che mostra come nel quinquennio 2014-2018 tali investimenti siano cresciuti ad un tasso medio annuo del 3,6%, con una crescita particolarmente marcata degli investimenti in efficienza energetica nelle reti elettriche (+19% nel 2018 rispetto al 2017). L' attuale ritmo di crescita degli investimenti potrebbe però non essere sufficiente a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza energetica.

1. Indice sintetico della transizione energetica

L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione - utilizza un insieme di indicatori per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle diverse dimensioni del cosiddetto *trilemma energetico*, con le sue complessità e interdipendenze. (N.B.: a partire dal numero 1/2019 dell'Analisi trimestrale l'indice ha subito alcune piccole revisioni, per cui i valori sono solo parzialmente confrontabili con quelli dei numeri precedenti; vedi Nota metodologica).

L'ISPRED torna ad aumentare spinto dal miglioramento nella dimensione prezzi

L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA è tornato ad aumentare negli ultimi due trimestri dopo una lunga fase di cali, seguita più di recente da un periodo di variazioni minime. Nel I trimestre 2019 l'ISPRED risulta infatti in crescita tendenziale del 7%, dopo un aumento del 2% nel trimestre precedente (Figura 1.1). Con questa ripresa l'ISPRED si è ora consolidato su valori superiori alla soglia di 0,5, che demarca una situazione di miglioramento relativo rispetto all'intero orizzonte temporale cui fa riferimento l'indice (dal 2008 a oggi).

In Figura 1.2 è rappresentata la traiettoria in atto del sistema energetico italiano come sintetizzata dalle tre componenti dell'ISPRED. Dalla figura emerge come da molti trimestri l'ISPRED abbia beneficiato dei miglioramenti sul fronte dei prezzi dell'energia. In particolare, nell'ultimo trimestre questa componente ha presentato un miglioramento del 13% rispetto al I trimestre dell'anno precedente. Sempre rispetto a un anno fa sono invece in miglioramento solo marginale gli indici sintetici relativi alle dimensioni della decarbonizzazione e della sicurezza energetica, che restano su una traiettoria di medio periodo moderatamente negativa.

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

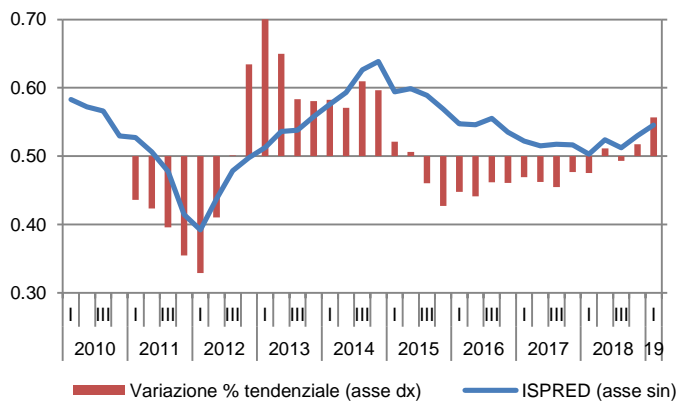
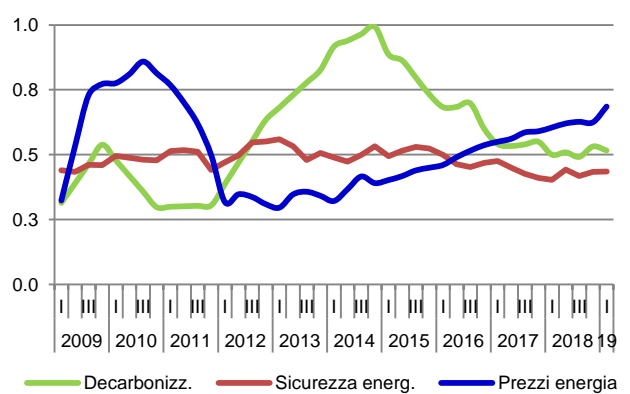


Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)



Stabile la dimensione decarbonizzazione, segnali di ripresa del disaccoppiamento tra consumi di energia ed emissioni, ma la crescita delle FER resta ben al di sotto della traiettoria coerente con i target di lungo periodo

La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione presenta variazioni marginali sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto a un anno fa, e da circa due anni oscilla tra valori di criticità media o ridotta (tra 0,5 e 0,7). I segnali di ripresa del percorso di riduzione dei consumi di energia ed emissioni, pur modesti, hanno comunque arrestato la tendenza di lungo periodo al peggioramento su questo fronte. I due indici relativi alla traiettoria delle emissioni sono infatti in miglioramento rispetto a un anno fa (Figura 1.3), sebbene la distanza fra le emissioni stimate a inizio 2019 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 resti comunque vicina ai massimi dell'ultimo decennio.

Si confermano invece su valori critici gli indicatori relativi allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, invariati sul trimestre precedente ma in forte peggioramento rispetto a un anno fa, perché i progressi nelle installazioni continuano a non essere in linea con la traiettoria coerente con i target.

Miglioramento marginale per la dimensione sicurezza, peggiorano i margini di raffinazione, riemergono criticità nel settore elettrico

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 una marginale variazione tendenziale positiva, attestandosi in area di criticità media e di leggero peggioramento relativo rispetto al decennio preso a riferimento (valore dell'indice di poco inferiore a 0,5). Nel sistema petrolifero il mercato globale resta in una fase relativamente favorevole ai Paesi consumatori, grazie all'aumento del ruolo della produzione dei Paesi OECD. Si segnala invece un peggioramento dei margini di raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e con essi è sceso in Italia ai minimi il tasso di utilizzo degli impianti. L'indice relativo alla raffinazione risulta dunque in calo significativo sia sul trimestre precedente sia rispetto al I trimestre 2018 (-15%).

Nel sistema gas i consumi contenuti nel corso dell'ultimo inverno hanno determinato un miglioramento degli indici relativi all'adeguatezza del sistema, nonostante l'Italia continui a rispettare solo formalmente la regola N-1. Inoltre, il forte afflusso di GNL degli ultimi due trimestri, sui massimi storici, ha comportato un miglioramento sul fronte della diversificazione dei fornitori, tenuto anche conto della loro stabilità politica. L'indice relativo alla sicurezza del sistema gas risulta dunque in forte miglioramento rispetto a un anno fa, quando si era riavvicinato ai valori degli anni 2009-2012, ed è ora tornato in un'area di criticità media e più in linea con la situazione media dell'ultimo decennio.

Nel sistema elettrico si segnalano margini di riserva di nuovo in calo significativo in conseguenza del calo delle importazioni nette che ha caratterizzato i primi mesi dell' anno. La forte crescita della produzione da Fonti Rinnovabili Non programmabili (FRNP) che ha caratterizzato il I trimestre 2019 ha determinato anche un nuovo massimo storico per la penetrazione oraria della produzione da fonti intermittenti (relativamente al I trimestre dell' anno), con una nuova accentuazione dei fattori che sono causa di potenziali criticità per la gestione in sicurezza del sistema elettrico, come la variabilità oraria della produzione da fonti intermittenti e la rigidità della domanda residua. È in miglioramento la redditività degli impianti a gas, ma il *clean spark spread* risente del rialzo dei prezzi dei permessi di emissione. Nel complesso l' indicatore relativo alla sicurezza del sistema elettrico risulta in peggioramento tendenziale (-7%) e, in una prospettiva decennale, resta su valori relativamente negativi (valore dell' indicatore inferiore a 0,2).

In forte miglioramento la componente prezzi, grazie ai prezzi dell' elettricità per le imprese

La componente dell' ISPRED relativa ai prezzi dell' energia risulta in forte aumento (+13%), come risultato di un significativo miglioramento in particolare dei prezzi dell' elettricità per le imprese (Figura 1.5).

Un fattore che ha inciso in maniera significativa sull' evoluzione del sistema energetico nazionale nella prima parte del 2019 è stato l' accentuazione del trend ribassista del prezzo del gas naturale sui mercati all' ingrosso, fino a valori ben al di sotto di un anno prima, per cui risultano completamente riassorbiti gli aumenti registrati per gran parte del 2018. I prezzi ai consumatori finali hanno via via beneficiato del calo del prezzo del gas, iniziato nell' ultimo trimestre del 2018. In particolare, i prezzi dell' elettricità per le imprese, al netto delle imposte non recuperabili, hanno avuto una prima diminuzione congiunturale significativa nel periodo gennaio-marzo, una seconda ancora più marcata nel trimestre aprile-giugno (nell' ordine dell' 11-15% a seconda delle fasce), che ha riportato i prezzi al di sotto dei valori di inizio 2018, valori per di più relativamente bassi in un' ottica pluriennale, soprattutto per i consumatori energivori. Secondo gli ultimi dati Eurostat i prezzi italiani dell' elettricità alle imprese restano ancora i più alti tra quelli dei principali Paesi UE, con l' eccezione della classe di consumi più elevata (nella fascia medio-bassa si stima un maggior costo annuo di quasi 70.000 € rispetto a un' equivalente impresa spagnola, di 40.000 € rispetto a una francese), ma per i prezzi alle imprese il quadro risulta decisamente migliorato negli ultimi anni: per la fascia di consumi minori negli ultimi cinque anni il differenziale si è dimezzato. È invece molto diverso il trend dei prezzi dell' elettricità per i consumatori domestici, che pur anch' essi in forte calo congiunturale nel II trimestre 2019 restano comunque su valori maggiori rispetto a un anno prima. Inoltre, in un' ottica di più lungo periodo negli ultimi anni il prezzo per il consumatore italiano è aumentato più che nella media UE, penalizzato dalla crescita della spesa per oneri di sistema. Nonostante questo, nel complesso l' indice relativo ai prezzi dell' elettricità, che combina i prezzi alle imprese e ai domestici, risulta comunque su una traiettoria di lungo periodo in miglioramento.

Più lento è stato l' assestamento dei prezzi al consumo del gas naturale, che dopo un altro modesto aumento congiunturale nel I trimestre dell' anno, hanno subito una forte contrazione nel II trimestre, restando tuttavia ancora al di sopra dei valori della prima metà del 2018. Anche per i prezzi del gas per le imprese si consolida il dato positivo che gli indicatori risultano complessivamente in una situazione di deciso miglioramento relativo rispetto alla media decennale.

Infine, i prezzi al consumo del gasolio nel corso dei primi tre mesi del 2019 sono risultati mediamente in calo rispetto a quanto rilevato nel IV trimestre del 2018 (-4,5% la variazione congiunturale), anche se rimangono ancora su livelli più elevati rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (+2,3% la variazione tendenziale), per effetto del costante aumento riscontrato nel corso di tutto il 2018.

Nonostante una leggera ripresa, l' indice in questione resta comunque su valori piuttosto bassi e peggiori rispetto alla media decennale.

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione

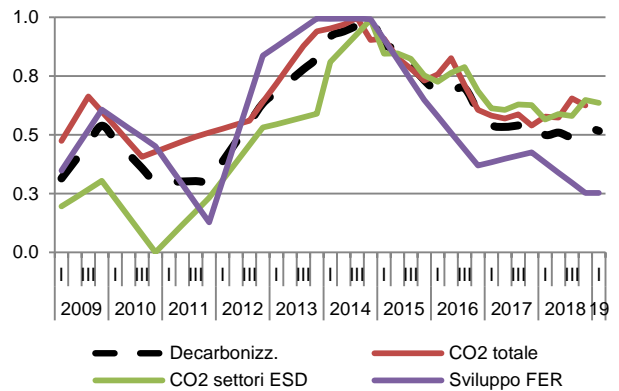


Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica

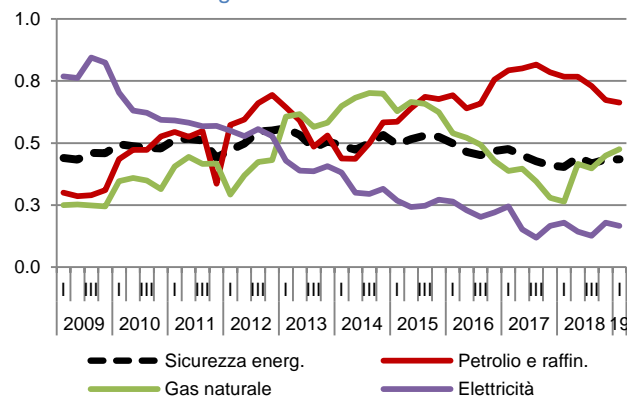
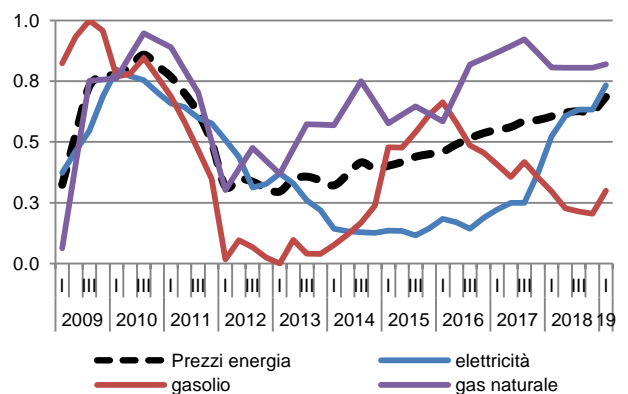


Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell' energia



FOCUS: Quanto è sfidante la transizione energetica italiana

Francesco Gracceva e Bruno Baldissara

La transizione energetica europea: obiettivi e strumenti

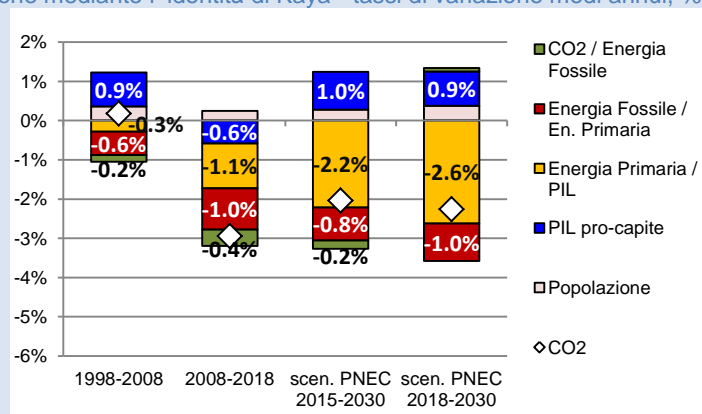
Il quadro 2030 per il clima e l'energia prevede alcuni obiettivi chiave per il periodo 2021-2030 a livello dell'intera UE: a) almeno il 40% di taglio alle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 (-43% rispetto al 2005 per i settori ETS, -30% per i settori non ETS); b) un obiettivo vincolante di energia rinnovabile nell'intera UE di almeno il 32% del consumo finale di energia (rivisto al rialzo nel 2018 dal precedente 27%); c) almeno il 32,5% di miglioramento dell'efficienza energetica, intesa come riduzione rispetto allo scenario tendenziale PRIMES del 2007 (target anche questo rivisto al rialzo nel 2018). Inoltre, nel più lungo periodo, per essere in linea con l'accordo di Parigi, la prospettiva proposta dalla Commissione Europea è quella di emissioni nette di gas a effetto serra nulle entro il 2050. Per indirizzare il sistema energetico europeo verso questi ambiziosi obiettivi l'Unione dell'Energia ha messo in campo un nuovo regolamento sulla governance dell'Energy Union e dell'azione per il clima (dell'11 dicembre 2018), parte del pacchetto Clean energy for all Europeans. Il fine principale del nuovo regolamento è quello di vincolare gli Stati membri a sviluppare strategie a supporto degli obiettivi dell'Energy Union, in primo luogo mediante l'obbligo per ogni paese di stilare i cosiddetti integrated national energy and climate plans (NECPs), che devono fornire "a clear perspective on the ambition of the Member States up to 2030 and the measures and the means they are putting forward to reach it", per di più in coerenza con una strategia di più lungo termine (2050). I piani devono stabilire obiettivi nazionali per ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia (decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività), a partire da una base analitica e secondo uno schema comune, che garantisce che siano sufficientemente completi e ne facilitino il confronto e l'aggregazione.

La traiettoria di decarbonizzazione italiana: caratteristiche essenziali

La Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione europea l'8 gennaio 2019 rappresenta dunque la più recente "visione" del decisore politico italiano riguardo alla auspicata traiettoria di decarbonizzazione italiana. I principali obiettivi del piano sono una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% (rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007), a fronte di un obiettivo UE del 32,5%, la riduzione delle emissioni di gas serra nei settori non-ETS del 33% rispetto al 2005. Per valutare quanto sia sfidante questa traiettoria è utile partire da un'analisi dello scenario che include le politiche e misure previste nella proposta di PNIEC (scenario PNIEC).¹ In Figura 1.6 lo scenario PNIEC viene analizzando scomponendo la variazione prevista delle emissioni di CO₂ mediante la cosiddetta identità di Kaya², un'espressione matematica che lega le emissioni di CO₂ al prodotto interno lordo, alla popolazione, all'intensità energetica dell'economia, all'intensità carbonica dell'energia consumata.

Il tratto saliente dello scenario PNIEC che emerge dalla scomposizione è che la riduzione dell'intensità energetica è di gran lunga il fattore più importante per il raggiungimento del target di emissioni, un dato peraltro in linea con la raccomandazione per gli Stati membri di tenere conto del principio dell'efficienza energetica al primo posto. Il contributo alla riduzione delle emissioni che viene dalla riduzione media annua dell'intensità energetica³ è infatti quasi triplo rispetto al contributo che viene dalla riduzione della quota di energia fossile sul totale dell'energia primaria: nello scenario PNIEC la prima è prevista ridursi a un tasso medio annuo del 2,2% tra il 2015 e il 2030 (che sale al 2,6% m.a. se si considera il periodo 2018-2030, visto l'aumento dei consumi registrato nell'ultimo triennio), mentre la seconda si riduce dello 0,8% medio annuo. Ha invece un ruolo marginale l'intensità carbonica dell'energia fossile, la cui riduzione si ferma peraltro al 2025, con l'ipotesizzato completamento del *phase-out* del carbone nella termoelettrica, per poi tornare a un sia pur leggero aumento nel quinquennio successivo, nel quale la contrazione dei consumi di gas naturale è prevista maggiore di quella dei consumi di prodotti petroliferi (più *carbon intensive*).

Figura 1.6 - Variazione delle emissioni di CO₂ nello scenario PNIEC e nei due precedenti decenni (scomposizione mediante l'identità di Kaya - tassi di variazione medi annui, %)



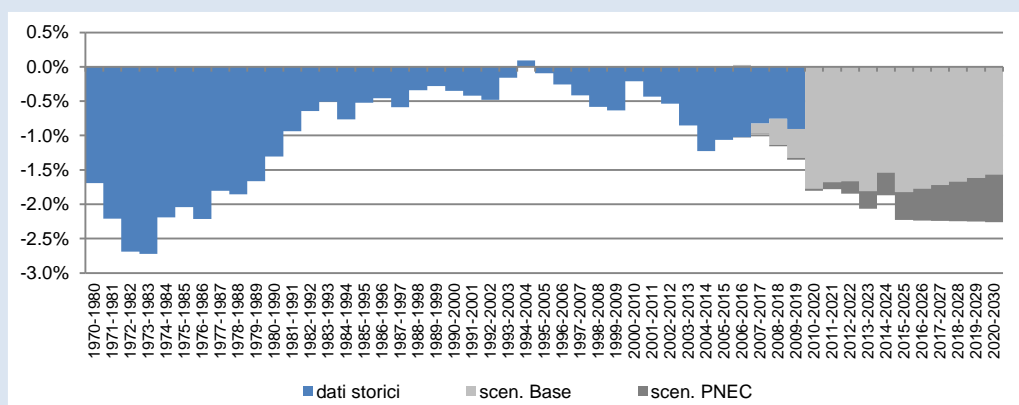
Il confronto con l'evoluzione dei due decenni precedenti evidenzia come la differenza fondamentale fra lo scenario PNIEC e i dati storici sta proprio nell'accelerazione della riduzione dell'intensità energetica, almeno doppia rispetto a quella registrata nel decennio 2008-2018, decennio nel quale il calo dell'intensità energetica aveva accelerato in coincidenza della forte crisi economica. Considerando che la variazione della quota di fossili, dell'intensità carbonica dell'energia fossile e della popolazione non è invece prevista discostarsi molto dal passato, l'accelerazione del ritmo di riduzione dell'intensità energetica risulta nello scenario PNIEC evidentemente condizione necessaria per controbilanciare la spinta positiva proveniente dal PIL, che a differenza dell'ultimo decennio è previsto in aumento.

Intensità energetica elemento centrale della decarbonizzazione italiana al 2030

Il ruolo centrale svolto dall'intensità energetica nella traiettoria di decarbonizzazione descritta dalla proposta di PNIEC induce a ritenere di primaria importanza provare a comprendere l'effettiva possibilità di una riduzione dell'intensità energetica dell'ordine di quella prevista nello scenario PNIEC. In effetti negli ultimi anni è stata già più volte sottolineata la centralità della sfida del cosiddetto disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici, al centro della quale vi è evidentemente il tema dell'efficienza energetica (vedi ad esempio Checchi e Saraceno, 2018). La [Figura 1.6](#) rende evidente come il raggiungimento degli obiettivi richieda infatti che si manifesti un segno opposto fra dinamica dell'economia e dinamica dei consumi energetici, un fenomeno di cui però gli ultimi quattro anni hanno dimostrato la difficoltà di realizzazione: fra il 2014 e il 2018 il PIL è aumentato dell'1,1% medio annuo, mentre i consumi di energia sono aumentati dello 0,8% medio annuo, perché si è assistito a un marcato rallentamento del disaccoppiamento fra le due variabili che si era registrato negli anni delle due crisi economiche (vedi Staffetta quotidiana 11 maggio 2018).

Per provare a valutare la plausibilità della riduzione dell'intensità energetica descritta nella proposta di PNIEC, un esercizio utile è approfondire il confronto fra quest'ultima e l'esperienza storica, sia estendendo l'analisi a una serie storica più lunga, sia entrando più nel dettaglio dei settori di uso finale dell'energia.

Figura 1.7 - Tassi medi annui decennali di variazione dell'intensità energetica (dati storici e dati impliciti nello scenario PNIEC)



La [Figura 1.7](#) mostra i tassi medi annui di variazione dell'intensità energetica su base decennale (ogni istogramma rappresenta dunque il tasso medio annuo di variazione dell'intensità energetica in quel decennio), e confronta i dati storici con i tassi medi annui decennali che si registrerebbero nei prossimi dodici anni se si realizzasse lo scenario PNIEC. Il primo dato che emerge dalla figura è che la riduzione dell'intensità energetica italiana si è mantenuta su tassi medi annui decennali superiori all'1% medio annuo fino all'inizio degli anni '90. La riduzione media annua registrata fra il 1981 e il 1991 è infatti stata appena inferiore all'1% medio annuo, e tale soglia è stata di nuovo superata soltanto nel periodo della recente crisi economica (la riduzione media annua dell'intensità energetica registrata tra il 2004 e il 2014 è stata pari all'1,2%). Ma negli ultimi quattro anni la citata ripresa dei consumi ha determinato inevitabilmente un nuovo calo del ritmo di riduzione medio decennale: secondo gli ultimi dati disponibili, in parte ancora provvisori, nel decennio 2008-2018 l'intensità energetica si è ridotta a un tasso medio annuo dello 0,8%.

Il confronto fra i dati storici e quelli dello scenario PNIEC chiarisce in modo molto evidente la "rottura" implicita in tale scenario, che di fatto implica un ritorno dei tassi di riduzione dell'intensità energetica su valori superiori al 2% m.a. (su base decennale), valori che si sono registrati solo nella prima metà degli anni ottanta, cioè nel periodo degli effetti massimi delle crisi petrolifere (tra il 1979 e il 1983 i consumi di energia primaria hanno perso circa 10 Mtep, a fronte di una crescita del PIL del 6%), che determinarono una forte ristrutturazione del sistema produttivo italiano.

Nella consultazione successiva alla proposta di PNIEC, come anche nel più ampio dibattito pubblico, e infine ancora nelle raccomandazioni della Commissione Europea, la valutazione sulla plausibilità degli obiettivi fissati dalla proposta di PNIEC in termini di efficienza energetica si è concentrata principalmente sull'effettiva realizzabilità dei circa 10 Mtep di minori consumi di energia previsti nello scenario PNIEC rispetto allo scenario a politiche correnti. In particolare, molta attenzione è stata dedicata alla necessità di verificare meglio che: a) "gli strumenti politici fondamentali illustrati (...) permettano risparmi adeguati", con un "un consistente potenziamento che permetta di conseguire gli obiettivi di risparmio energetico indicati" (Raccomandazione della Commissione del 18.6.2019 sulla proposta di piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030); b) le misure identificate siano le più efficaci per il sistema nel suo complesso.

Una caratteristica di rilievo della traiettoria di decarbonizzazione italiana prevista dal PNIEC, forse meno apprezzata finora, è che le politiche e misure previste si vanno a innestare su un'evoluzione tendenziale del sistema ("a politiche correnti") che in effetti già rappresenta una notevole "rottura" rispetto alla storia passata del sistema. La [Figura 1.7](#) mostra come già lo scenario Base descritto nella proposta di PNIEC implichi tassi medi annui decennali di riduzione dell'intensità energetica di poco inferiori al 2% per l'intero periodo 2015-2030 (e perfino superiori se calcolati a partire dal 2018), valori non più registrati dalla fine degli anni ottanta.

È inoltre interessante notare come l'ultimo scenario "di riferimento" elaborato per conto della Commissione Europea con il modello PRIMES (nel 2016) prevedesse per il periodo 2015-2030 un tasso medio annuo di riduzione dell'intensità energetica dell'1,6%, mentre lo scenario Base della Strategia Energetica Nazionale del 2013 prevedeva per il periodo 2010-2020 un tasso medio annuo di riduzione dell'intensità energetica dello 0,9%.

Il ritorno a variazioni negative dell'intensità energetica nel decennio 2005-2015, su valori anche superiori al -1% m.a. su base decennale (ma per periodi non più lunghi di un triennio), può certamente costituire un motivo di ottimismo circa la possibilità per l'Italia di disaccoppiare il fabbisogno di energia dal PIL, ma va anche tenuto presente come in quegli anni abbiano avuto un ruolo importante cambiamenti strutturali che non è plausibile né auspicabile che possano riprendere ed estendersi per un intero decennio: tra il 2005 e il 2015 la quota dell'industria sul valore aggiunto totale ha perso ben tre punti percentuali (passando dal 26% al 23%) mentre la quota dei servizi è salita di altrettanto (dal 72% al 75%). Né sembra plausibile un ritorno a tassi di crescita elevati della produttività, che come si è visto avevano accompagnato le forti riduzioni dell'intensità energetica negli anni settanta e ottanta.

Per comprendere meglio in che modo la proposta di PNIEC ritiene che il sistema energetico italiano possa modificare il proprio sentiero di sviluppo in direzione meno energivora è utile guardare all'evoluzione di consumi e intensità a livello di settori di uso finale, concentrandosi sui due settori da cui ci si attende che le politiche previste possano produrre i maggiori risparmi, cioè residenziale e trasporti. In mancanza dei dati relativi ai consumi settoriali nello scenario PNIEC, ci si sofferma sui dati relativi allo scenario Base, comunque già significativi.

La [Figura 1.8](#) mostra come per entrambi i settori già lo scenario Base della proposta di PNIEC preveda tassi medi annui decennali di variazione delle rispettive intensità maggiori di quelli registrati in passato (per il residenziale le valutazioni partono dal decennio 1990-2000, per i trasporti dal decennio 1971-1981). Nel settore Residenziale il tasso medio annuo di variazione dei consumi di energia pro-capite nell'insieme del periodo di proiezione (2015-2030) è dello 0,7%, ma il ritmo già verificato nel triennio 2015-2018 è stato più lento. I dati mostrano come un tasso di riduzione medio annuo decennale dell'energia pro-capite del settore dell'ordine dello 0,8% si sia in effetti verificato di recente, cioè nel decennio 2005-2015. D'altra parte, si tratta di un decennio caratterizzato da una crescita negativa del PIL (che pure non è il driver principale in questo caso) e soprattutto dall'aumento delle temperature medie, che ha ridotto le necessità di riscaldamento. Si tratta di una tendenza che ci si aspetta possa continuare in futuro ma di cui è difficile stimare l'entità.

Nel caso del settore trasporti il tasso medio annuo di variazione dell'intensità energetica nell'intero periodo di proiezione (2015-2030) è pari all'1,5% medio annuo. Anche in questo caso gli anni recenti hanno presentato tassi di riduzione medi annui di lungo periodo in decisa rottura con la storia passata, ma comunque inferiori all'1%. Inoltre, anche in questo caso va tenuto presente il ruolo avuto dell'andamento del PIL, un driver di rilievo in particolare per il trasporto merci, che oggi è ancora al di sotto dei valori di dieci anni fa.

Figura 1.8 - Tassi medi annui decennali di variazione dei consumi di energia pro-capite del settore Residenziale (dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC, asse sx) e gradi giorno riscaldamento (asse dx)

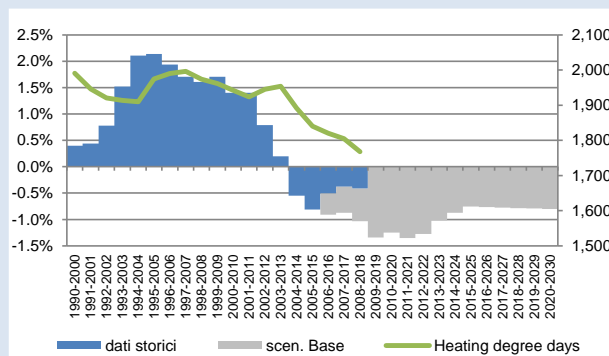
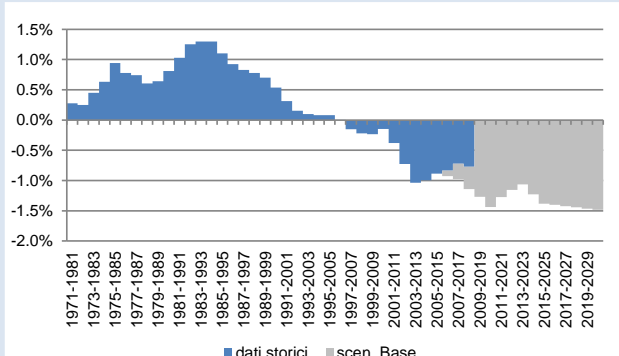


Figura 1.9 - Tassi medi annui decennali di variazione dell'intensità energetica del settore Trasporti (energia/PIL, dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC)



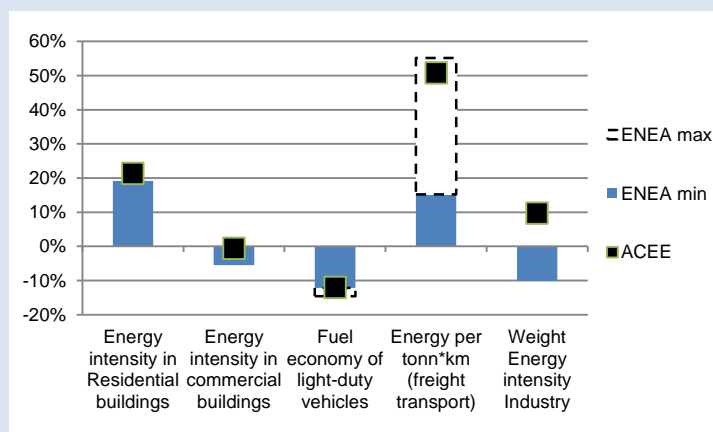
Quanto è già virtuoso il sistema energetico italiano

Per indagare ulteriormente la possibilità che l'evoluzione tendenziale del sistema energetico italiano discussa qui preveda una qualche sopravvalutazione della capacità del sistema di sganciarsi dal legame con l'evoluzione dell'economia, il necessario passo successivo sarebbe quello di analizzare nel dettaglio l'evoluzione del mix tecnologico che caratterizza il sistema energetico italiano negli scenari della proposta di PNIEC (la disponibilità di questi dati sarebbe di grande utilità per il dibattito pubblico sulla transizione, come dimostrato da esperienze virtuose di altri Paesi, ad esempio il 2050 Energy Calculator messo a punto dal governo inglese, <http://2050-calculator-tool.decc.gov.uk/#/home>)⁴. In mancanza di questi dati, un'altra strada può essere quella di arrivare a una valutazione dell'attuale "performance" del sistema italiano nei diversi settori, a partire dal confronto con i principali Paesi europei simili per dimensione e livello di sviluppo economico.

Da questo punto di vista, la valutazione frequentemente ripetuta, non solo nei documenti governativi ma anche nel dibattito pubblico, è quella di un relativo “virtuosismo” del sistema energetico italiano (ad esempio, nella SEN del 2017 si afferma che “l’ Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri Paesi europei”). L’ argomento principale su cui si fonda normalmente questa valutazione è che l’ intensità energetica italiana è “ben al di sotto della media UE” (SEN 2017, pag. 95). In effetti vi sono anche diversi studi ed articoli che sottolineano come quello italiano sia uno dei sistemi energetici più “efficienti” dal lato dei settori di impiego finale dell’ energia. Una valutazione approfondita della questione sarà svolta prossimamente, a partire da una banca dati ancora in corso di elaborazione (rielaborazione ENEA dell’ analisi svolta negli annuali rapporti della ACEEE, American Council for an Energy-Efficient Economy, l’ ultimo dei quali, basato su dati 2015, pone il sistema energetico italiano al vertice della classifica globale insieme a quello tedesco)⁵.

Riducendo l’ analisi ad un sottoinsieme di soli indicatori di performance (uno per settore di uso finale) e limitando il confronto ai principali Paesi UE, dal momento che questi ricoprono tutti posizioni di vertice della classifica globale (in UE le politiche sul contenimento dei consumi di energia sono infatti in vigore da molto prima rispetto alla gran maggioranza dei restanti Paesi), ne emerge come l’ Italia risulti sostanzialmente in linea con le prestazioni dei sistemi energetici di Germania, Francia, Spagna e Gran Bretagna. In **Figura 1.10** sono riportate le prestazioni del sistema energetico italiano per l’ anno 2015 in termini di scostamento percentuale rispetto alla media dei cinque Paesi esaminati (quindi Italia compresa). La figura riporta i dati ACEEE e le rielaborazioni ENEA per lo stesso set di indicatori: quando possibile si è infatti provveduto ad affinare l’ analisi, dal momento che per i Paesi UE sono disponibili dati ed informazione di maggiore dettaglio rispetto a quelli utilizzati dallo studio americano.

Figura 1.10 - Distanza percentuale tra l’ intensità energetica media italiana e dei cinque principali Paesi UE (stime ENEA e dati ACEE)



Nel settore dell’ edilizia residenziale i consumi energetici specifici (per unità di abitante o per numero di nuclei familiari) per il riscaldamento degli ambienti, una volta normalizzati rispetto alla severità climatica (i gradi giorno per l’ Italia sono inferiori di circa il 20% rispetto alla media dei cinque Paesi), risultano penalizzare l’ Italia nel confronto con la media dei principali Paesi UE. Si tratta di un dato molto diverso rispetto a quello che deriva da un confronto basato sui dati “grezzi”, cioè non corretti per tener conto della diversa severità climatica dei diversi Paesi, che porta a concludere che in Italia i consumi specifici del settore sono inferiori alla media degli altri Paesi. L’ analisi non tiene conto di altri fattori strutturali che incidono sui consumi del settore, come tipologie edilizie e soluzioni impiantistiche, ma certamente sembra indicare in effetti l’ esistenza di uno spazio significativo per aumenti di efficienza nel settore. È invece sostanzialmente in linea con gli altri Paesi il dato degli edifici del terziario (calcolato stavolta in termini di consumi finali/valore aggiunto del settore).

Nel caso dell’ industria l’ utilizzo di indicatori di intensità energetica ponderata, per “normalizzare” le intensità energetiche “grezze” per tener conto del peso delle branche industriali più o meno energivore nei diversi Paesi, porta a una valutazione positiva della performance italiana: il consumo specifico risulta infatti inferiore di circa il 10% rispetto alla media dei cinque Paesi esaminati (N.B.: la differenza fra il dati ACEEE e quello ENEA è da ricercare nel diverso numero di branche industriali esaminate e nella diversa procedura di benchmarking). Questo dato è anche frutto del miglioramento più sostenuto registrato dall’ intensità energetica dell’ industria italiana nell’ ultimo decennio (2005-2015), perché nel 2005 la performance italiana risultava decisamente peggiore di quella degli altri Paesi. Questi dati sembrerebbero dunque suffragare aspettative di miglioramenti di efficienza più ridotte in questo settore rispetto agli altri.

Infine, la prestazione del sistema energetico italiano nel settore dei trasporti risulta significativamente differente nei due segmenti del trasporto passeggeri e del trasporto merci, sebbene i dati alla base degli indicatori inducano alla prudenza nelle valutazioni, perché in molti casi diversi a seconda delle diverse fonti utilizzate.

Nel caso del trasporto privato passeggeri su strada, le diverse fonti dati (OCSE, PRIMES, Odyssee) sembrano comunque convergere verso una valutazione positiva del sistema italiano, con un consumo specifico (litri/km) inferiore di oltre dieci punti percentuali rispetto alla media dei principali Paesi UE. I dati dell’ ultimo decennio mostrano inoltre un miglioramento più sostenuto di quello registrato in media negli altri Paesi. Anche allargando la valutazione all’ insieme del trasporto passeggeri, quindi non solo auto, ma anche bus e ferro, il sistema italiano risulta più performante rispetto alla media dei principali Paesi europei, con consumi di energia finale per unità di passeggeri*km trasportati inferiori tra il 10 e il 20% a seconda della fonte dati.

Le ragioni sarebbero da ricercare, oltre che nella migliore efficienza del parco auto circolante, anche nel minore ricorso al trasporto privato, il più ampio ricorso al trasporto collettivo su gomma, mentre margini di miglioramento si riscontrano nel trasporto su ferro, dal momento che tale modalità in Italia soddisfa una quota inferiore della domanda interna rispetto a tutti gli altri Paesi.

Relativamente al trasporto merci su strada, i consumi specifici (consumi finali per unità di tonnellate*km movimentate) risultano in Italia notevolmente maggiori rispetto alla media dei cinque Paesi. Sebbene in questo caso la differenza nella performance italiana sia molto variabile a seconda della fonte dati utilizzata, tutte le fonti sono comunque univoche nell' indicare una prestazione negativa (tra +15% e +50%). In effetti, anche più semplici indicatori tradizionali, come i consumi finali per il trasporto merci su strada per unità di PIL, la prestazione italiana risulta peggiore rispetto alla media dei principali Paesi UE.

In conclusione, pur con i limiti legati alla limitata disponibilità dei dati, la valutazione effettuata qui mostra che la transizione energetica italiana delineata nella proposta di PNIEC rappresenta una decisa rottura con il passato, in modo particolare per quel che riguarda la riduzione dell' intensità energetica del sistema. Il confronto con la situazione dei principali Paesi europei segnala che qualche motivo di fiducia può venire dal relativo deficit di efficienza che sembra caratterizzare il sistema italiano nei due settori da cui sono attese le maggiori riduzioni dei consumi energetici, cioè residenziale e trasporto (merci). Ma preso nel suo complesso il sistema energetico italiano non sembra caratterizzato da deficit di efficienza rilevanti, per cui non sembra che la transizione possa confidare nell' esistenza di ampi spazi di miglioramento legati al semplice allineamento ai sistemi più avanzati.

NOTE

¹ L' esercizio deve scontare la parziale trasparenza e completezza dei dati degli scenari, in alcuni casi perché manca il dettaglio settoriale necessario, in alcuni casi perché presentati solo in forma di figura. Il modo in cui sono sintetizzate e comunicate le proiezioni è in realtà un problema di rilievo, perché essenziale per permettere agli analisti l' effettiva possibilità di entrare nel merito degli obiettivi e valutarne la reale fattibilità. Già Di Giulio e Migliavacca (*Energia*, 4/2018) avevano rilevato, a proposito della Strategia Energetica Nazionale del 2017, come "tutto ciò appare ironico visto che a p. 43 della SEN si legge: una barriera degli scenari europei è che, pur sviluppati su impulso della Commissione, non sono pienamente accessibili ai singoli Stati, sebbene questi vengano consultati in fase di elaborazione. Ne consegue la difficoltà di esaminare criticamente tutti i risultati ovvero di valutare gli effetti di specifiche politiche".

² La variazione delle emissioni di CO₂ è scomposta secondo una variante dell' Identità di Kaya, 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:

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

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):

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

³ NB: la riduzione dell' intensità energetica nello scenario è in realtà solo "implicita", perché il modello utilizzato per la costruzione dello scenario non è un modello dell' intero sistema economico, ma è un modello del solo settore energetico, per cui la variazione del PIL non è una risultante dello scenario, ma è ipotizzata "esogenamente", tanto che non risulta variare tra lo scenario base e quello PNIEC. Si tratta di una questione metodologica che ha però un impatto di rilievo sulla realismo dei risultati relativi all' intensità energetica.

⁴ Da questo punto di vista è significativa la visione sempre più frequente presente nella letteratura scientifica. Ad esempio, in Pfenninger et al. (*Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned*) si legge: "The global energy system is undergoing a major transition, and in energy planning and decision-making across governments, industry and academia, models play a crucial role. (...) Because of their policy relevance and contested nature, the transparency and open availability of energy models and data are of particular importance. Energy system analyses and scientific studies are usually realized with different simulation or optimisation models. The outcome is used to shape energy policy and develop measures or even directives and laws. As this affects the general public, policy makers, stakeholders, and scientists demand transparency of the whole process. This includes disclosure of applied assumptions and input data, energy system models, results of the analysed scenarios, conclusions, and discussions that lead to the final recommendations. The general lack of transparency in energy system modelling leads to irreproducible results and the loss of traceability in decision making. This lack of transparency is an important obstacle to the scientific debate on energy system analyses and has been analysed and addressed in different investigations."

⁵ Berg ET AL., *The 2017 State Energy Efficiency Scorecard*, September 2017, Report U1710. L' analisi condotta dal gruppo di ricerca americano è basata su un set di indicatori relativi a quattro ambiti, ciascuno di pari peso: "National efforts for promoting industrial efficiency", edifici, industria e trasporti. L' insieme di indicatori esaminati rappresentano tuttavia sia misurazioni di performance vera e propria nei diversi settori energetici, sia valutazioni delle policy messe in campo dai vari Paesi nel campo dell' efficienza energetica.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Come nella seconda metà del 2018, nel I trimestre 2019 le principali variabili guida favoriscono la riduzione dei consumi di energia

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 nessuna delle principali variabili guida dei consumi energetici ha fornito un impulso all'aumento della domanda di energia: il superindice ENEA (vedi Nota metodologica) risulta infatti in riduzione del 2,5% rispetto allo stesso periodo del 2018. Come emerge dalla [Figura 2.1](#) il risultato del trimestre in analisi, in linea con quanto osservato nel corso della seconda metà del 2018, sembra quindi confermare la fine del periodo di costanti variazioni positive iniziato a fine 2016 (in media oltre il 2% tendenziale nel periodo IV trimestre 2016 - Il trimestre 2018). Così come accaduto nell'ultimo trimestre del 2018, il calo del Superindice nei primi tre mesi del 2019 è da ricercare principalmente in fattori di natura climatica. Anche la riduzione del PIL, dell'attività industriale e l'andamento dei prezzi hanno favorito il calo dei consumi di energia, incidendo tuttavia in maniera meno decisiva del fattore clima.

Nei primi tre mesi del 2019 PIL in calo (-0,3% variazione tendenziale), dopo oltre quattro anni di variazioni positive

Nel corso del trimestre in esame il PIL (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010) è diminuito dello 0,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente ([Figura 2.2](#)). Anche il dato corretto da effetti di calendario (due giornate lavorative in meno del I trimestre 2018) e destagionalizzato indica per l'economia italiana una variazione negativa, -0,1% rispetto allo stesso periodo del 2018, con una crescita acquisita per il 2019 nulla.

L'economia è in deciso rallentamento anche negli altri dell'area Euro, sui minimi dal 2013, sebbene il PIL resti comunque in aumento, complessivamente dell'1,2% rispetto al I trimestre 2018, dello 0,7% in Germania e dell'1,2% in Francia (dati fonte ISTAT).

Il risultato dell'economia italiana nei primi tre mesi del 2019 interrompe quindi un periodo di costanti variazioni tendenziali positive (in media +1%) durato ben diciotto trimestri: per ritrovare variazioni marginalmente negative (-0,02%) bisogna infatti risalire al II trimestre 2014. Tale dato pare quindi confermare il rallentamento dell'economia italiana osservato già nel corso della seconda metà del 2018, quando l'incremento medio del PIL era stato pari a circa mezzo punto percentuale, nettamente inferiore rispetto al +1,5% del precedente anno mezzo e dell'1% del biennio 2015-2016 (variazioni medie tendenziali, dati grezzi).

In riferimento al valore aggiunto ([Figura 2.3](#)), nei primi tre mesi dell'anno si registra una variazione tendenziale marginalmente positiva dell'agricoltura (+0,1%), mentre i servizi risultano complessivamente in calo dello 0,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (valori concatenati, dati destagionalizzati e corretti per effetti di calendario, anno di riferimento 2010).

Complessivamente risulta invece in aumento rispetto al I trimestre 2018 il valore aggiunto dell'industria, +0,7%, trainata dal settore delle costruzioni, in crescita del 4,3%, mentre è in riduzione l'industria in senso stretto (-0,2%).

In calo la produzione industriale (-1%), in particolare dei beni intermedi (-2,5%)

Secondo i dati ISTAT, anche l'indice della produzione industriale (dati grezzi), nei primi tre mesi dell'anno è in riduzione dell'1% rispetto allo stesso periodo del 2018.

Dopo la ripresa dell'industria italiana dai livelli minimi del 2014 (+1,5% medio tra il 2015-2016), e la crescita del 3% medio tra il 2017 e la prima metà del 2018, il risultato dei primi tre mesi del 2019 è quindi in linea con il calo della seconda metà del 2018 (contraddistinta tuttavia da riduzioni meno sostenute, -0,3% in media su base trimestrale). Così come detto per il PIL, per ritrovare risultati simili dell'industria italiana bisogna tornare indietro di cinque anni, al 2014 ([Figura 2.2](#)).

Anche nel trimestre in esame la prestazione dei beni intermedi (a maggiore intensità energetica) risulta peggiore rispetto all'intero comparto industriale: -2,5% in termini tendenziali ([Figura 2.3](#)), un dato anche più negativo di quanto registrato nel corso del secondo semestre del 2018 (-1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

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

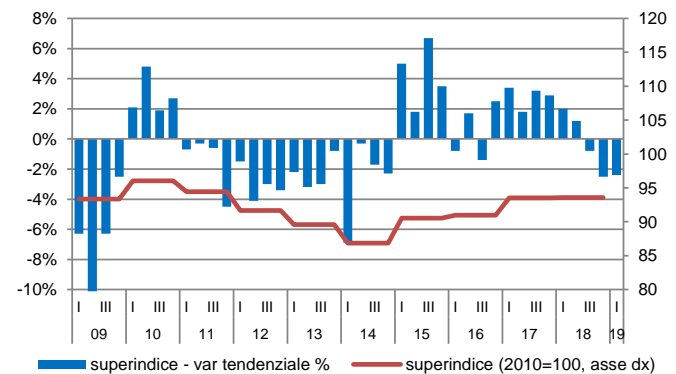


Figura 2.2 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

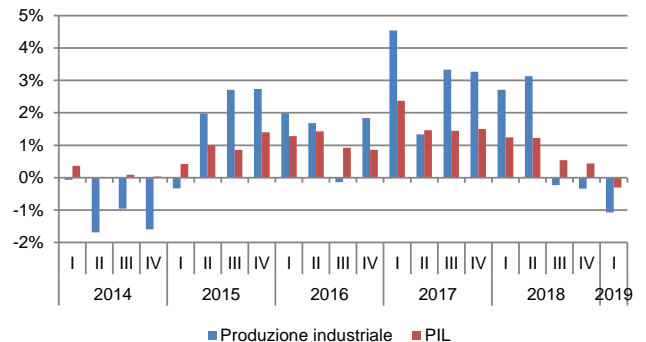
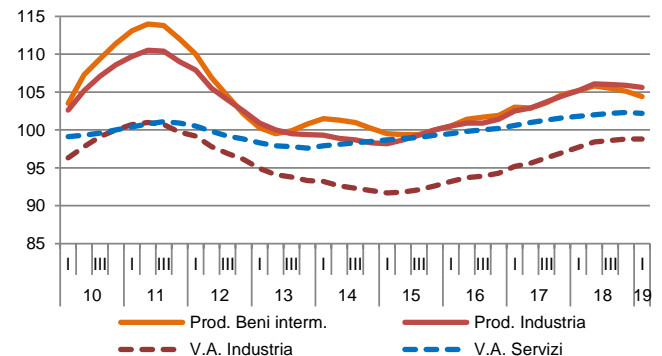


Figura 2.3 - Media mobile 4 termini dell'Indice della produzione industriale totale e dei soli beni intermedi (2015=100), Valore Aggiunto Industria e Servizi (2010=100)



Complessivamente nei primi tre mesi dell' anno temperature decisamente più miti rispetto allo stesso periodo del 2018

Nel trimestre in analisi i fattori climatici hanno fornito un impulso decisivo alla riduzione dei consumi di energia.

A fronte di temperature mediamente più rigide nel mese di gennaio, i successivi due mesi dell' anno sono infatti risultati decisamente più miti dei corrispondenti del 2018 (Figura 2.4). Complessivamente la stima dei gradi giorno riscaldamento nel trimestre in esame risulta inferiore di circa il 5% rispetto a quanto calcolato per lo stesso periodo dell' anno precedente, in linea quindi con la minore domanda di gas naturale su reti di distribuzione e GPL usi combustione (si veda par. 2.2).

Cala il prezzo del gasolio e prosegue l' aumento dei prezzi del gas naturale per i consumatori domestici; entrambi al di sopra dei livelli di un anno fa

Anche se meno determinante rispetto alla componente climatica, complessivamente l' impulso proveniente dai prezzi dell' energia nei primi tre mesi dell' anno in corso è nella stessa direzione, a favore della contrazione della domanda di energia (rispetto all' impulso fornito nel corso dello stesso periodo dell' anno precedente).

Nei primi tre mesi del 2019 continua infatti sul trend di crescita il prezzo medio del gas naturale per il consumatore domestico tipo (+2% la variazione trimestrale congiunturale), anche se a ritmi più lenti di quanto osservato nel corso del 2018 (+6% rispetto al 2017). Rispetto a quanto registrato nello stesso periodo dell' anno precedente, nel I trimestre 2019 il prezzo medio del gas naturale è risultato pertanto superiore di oltre il 10% (Figura 2.5).

Per quanto riguarda il gasolio, dopo il biennio 2017-18 caratterizzato da forti incrementi (+8% medio annuo in termini tendenziali), nei primi tre mesi del 2019 il prezzo medio registrato è calato di circa il 4% rispetto al IV trimestre 2018, rimanendo tuttavia ancora al di sopra dei livelli dei primi tre mesi del 2018 (+2%).

L' inizio 2019 conferma le tendenze di prezzi e fattori economici, si inverte invece il contributo del clima

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.6), dopo la costante riduzione del periodo 2013-2016, i prezzi proseguono dunque su un trend di crescita anche ad inizio 2019, seppur a ritmi complessivamente più moderati rispetto al biennio precedente, favorendo la riduzione dei consumi.

Nella prima parte del 2019 si conferma anche il rallentamento dell' economia italiana osservato nella seconda metà del 2018. Fino ad allora PIL e produzione industriale avevano invece fornito un impulso positivo all' aumento dei consumi di energia, dai livelli minimi del 2014.

Per effetto delle temperature più miti che hanno caratterizzato l' inverno 2018-19 (rispetto al precedente), la componente climatica torna a favorire la riduzione dei consumi di energia, dopo che aveva invece fornito un impulso positivo nel corso dei due anni precedenti (contraddistinti da inverni mediamente più rigidi dei precedenti).

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

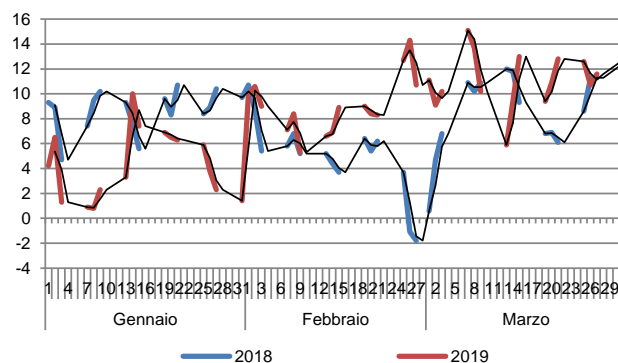


Figura 2.5 - Andamento del prezzo del gasolio (€cent/litro, asse sx) e del gas naturale per il consumatore tipo (€cent/mc, asse dx) in Italia

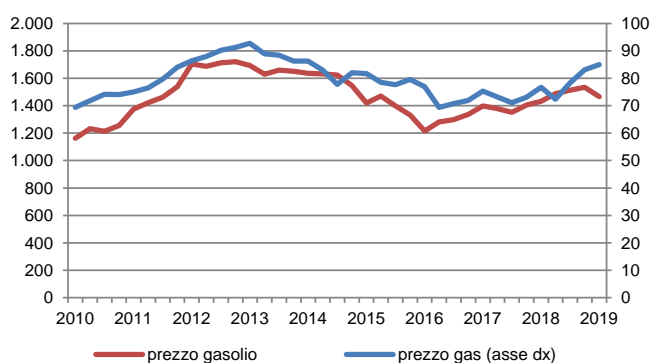
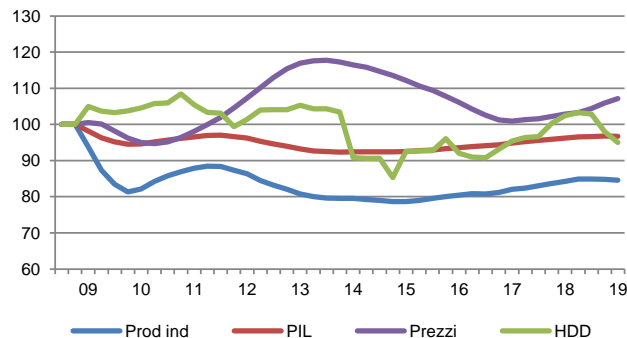


Figura 2.6 - Principali driver (media mobile 4 termini, 2008=100)



Prezzo del petrolio in ripresa dopo il calo di fine 2018, ma in calo tendenziale

Nella media del I trimestre 2019 il prezzo del petrolio è risultato in calo sia sul trimestre precedente sia sul I trimestre 2018 (in entrambi i casi -6% la media dei tre greggi Dated Brent, West Texas Intermediate e Dubai Fateh).

Tuttavia, nel corso dei primi mesi del 2019 i prezzi del petrolio sono risultati in realtà in costante risalita dai valori di dicembre 2018 (minimi dell' anno). Ad aprile la media dei tre greggi suddetti si è avvicinata ai 69 \$/bbl, contro i 54 \$/bbl di dicembre (+27%).

Negli ultimi mesi a guidare le fluttuazioni del prezzo sono stati in primo luogo gli sviluppi dal lato dell' offerta. A novembre le deroghe concesse dagli Stati Uniti ad alcuni Paesi rispetto al divieto di import di greggio iraniano, insieme a un forte aumento dell' offerta dei Paesi OPEC+, Arabia Saudita in primis, hanno portato a livelli produttivi maggiori delle attese, con aumento delle scorte e conseguente crollo dei prezzi tra inizio ottobre e fine dicembre (-40% sia il Brent sia il WTI).

In risposta a questi sviluppi, l' OPEC e la Russia hanno deciso tagli di produzione pari a 1,2 Mbb/g (rispetto a ottobre 2018) a partire da gennaio 2019, con tagli effettivi perfino maggiori da parte dell' Arabia Saudita (-8% tra ottobre 2018 e marzo 2019). A questo si sono aggiunti i significativi cali produttivi in Iran, dove la produzione ha perso più di 1 Mbb/g rispetto al picco 2018, Venezuela, dove la produzione è scesa sotto al milione di bbl/g (da una media 2018 di 1,4 Mbb/g) e in misura minore in Libia. Inoltre, ad aprile un nuovo supporto ai prezzi, di natura geopolitica, è venuto dalla decisione USA di eliminare le esenzioni alle sanzioni all' Iran.

D' altra parte, a fronte di queste riduzioni la produzione USA è rimasta sui livelli record di fine 2018 (poco al di sotto dei 12 Mbb/g), mentre la domanda è stata significativamente intaccata dal rallentamento economico globale, tanto che la stima IEA per il I trimestre 2019 è stata inferiore di quasi 1 Mbb/g rispetto alle aspettative di appena pochi mesi fa, con un conseguente significativo eccesso di offerta rispetto alla domanda (Figura 2.7).

Come detto, la risultante di questi diversi fattori ha comunque sostenuto un trend ascendente, che ha riportato il prezzo del petrolio vicino ai valori dei mesi centrali del 2018 (il Brent è tornato al di sopra dei 70 \$/bbl), massimi da fine 2014. Tuttavia, sebbene vi sia molta incertezza relativamente all' offerta dei Paesi OPEC+, la prospettiva circa i fondamentali del mercato restano di un relativo eccesso di offerta, un dato che sembra porre quantomeno le condizioni per un tetto al rialzo dei prezzi.

Continua la tendenza verso un eccesso di offerta

Il potenziale di crescita della produzione non OPEC sembra infatti in grado di supplire alla continuazione dei tagli OPEC. Secondo le ultime stime della IEA nel 2019 la domanda globale di petrolio dovrebbe collocarsi intorno ai 100,3 Mbb/g, in aumento di 1,1 Mbb/g su base annua, mentre per la produzione non-OPEC si stima invece una nuova forte crescita, di poco inferiore ai 2 Mbb/g, fino quasi a oltre 64 Mbb/g. La produzione di petrolio negli Stati Uniti aumenterà infatti ancora di altri 1,4 Mbb/g nel 2019, di altri 0,9 Mbb/g nel 2020. Se si ipotizza la continuazione del taglio produttivo OPEC di 1,2 Mbb/g rispetto ai livelli di fine 2018, in media d' anno l' offerta totale risulterebbe comunque superiore alla domanda, nonostante un possibile temporaneo ritorno all' equilibrio tra domanda e offerta nel II trimestre dell' anno.

La conseguenza di questo quadro è che le stime più recenti della Banca Mondiale hanno rivisto al ribasso le previsioni di prezzo: rispetto ai 74 \$/bbl previsti a fine 2018 la proiezione di aprile 2019 indica 66 \$/bbl nel 2019 e \$ 65/bbl nel 2020.

Anche l' OPEC ha inoltre tagliato le sue previsioni di crescita della domanda globale di petrolio, a causa delle crescenti tensioni commerciali globali, e ulteriori notevoli rischi al ribasso

possono venire dai fattori geopolitici e da una domanda più debole delle attese nei Paesi consumatori, Cina e USA in particolare, anche per il rafforzamento delle politiche ambientali.

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

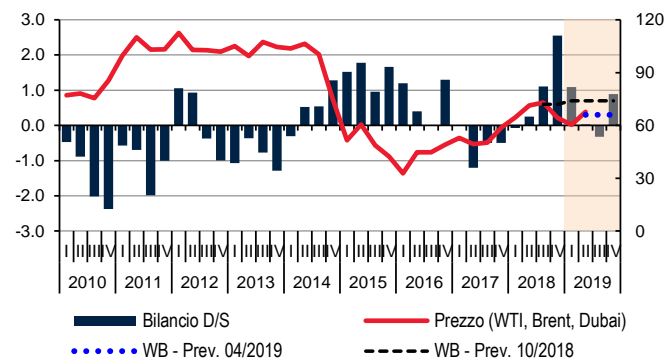


Figura 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

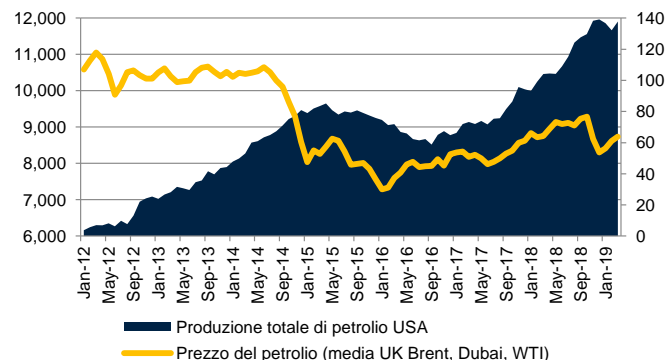
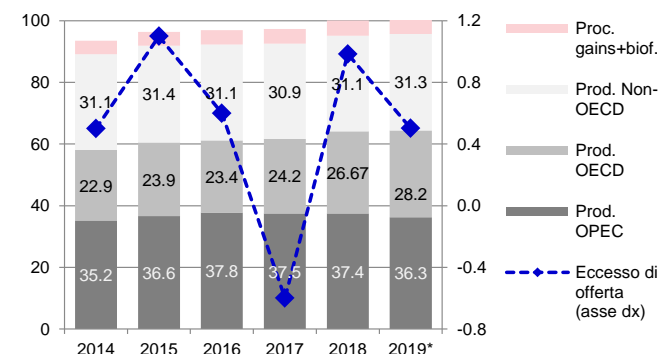


Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g)



Crollo dei prezzi del gas sui mercati globali, forte spinta ai flussi di GNL verso l' Europa

Una rilevante caratteristica della prima metà del 2019 è stato il ritorno a traiettorie radicalmente divergenti dei mercati del petrolio e del gas naturale (Figura 2.10). A fronte della risalita dei prezzi del petrolio dai minimi 2018 raggiunti a dicembre, i prezzi del gas naturale hanno invece proseguito sulla traiettoria discendente iniziata lo scorso ottobre. In tutti i primi quattro mesi dell' anno il prezzo del gas (media dei prezzi dei tre mercati elaborata dal Fondo Monetario Internazionale) ha presentato variazioni congiunturali fortemente negative, mentre il prezzo del petrolio (sempre indice FMI) ha presentato al contrario variazioni positive. Si tratta di una fase di disaccoppiamento tra i due prezzi particolarmente lunga anche in un' ottica di lungo periodo.

A dicembre 2018 il prezzo spot del gas sul principale mercato europeo, il TTF, quotava 23,8 €/MWh, in calo dai 27,8 €/MWh di settembre, mentre la media del IV trimestre 2018 si collocava a 24,7 €/MWh (+28% rispetto a un anno prima).

Nel I trimestre 2019 il prezzo medio al TTF è sceso a 18,5 €/MWh (-25% rispetto al trimestre precedente, -12% rispetto al I trimestre 2018), e il trend si è perfino accentuato nei mesi successivi, tanto che per il II trimestre dell' anno in corso è prevedibile un prezzo medio inferiore ai 14 €/MWh, con un calo congiunturale del 30% e tendenziale vicino al 40% (un anno prima, a metà 2018, il prezzo al TTF era peraltro su livelli anormalmente elevati per i mesi centrali dell' anno, e sui massimi dal 2013; Figura 2.11).

Il disaccoppiamento tra prezzi del petrolio e prezzi del gas, unito al ritardo nell' aggiustamento dei contratti gas indicizzati al petrolio fa sì che sia riaperto un ampio differenziale fra questi ultimi e i prezzi spot, un dato che almeno per il breve periodo consolida la competitività del gas spot rispetto a quello legato ai contratti di lungo termine. Infatti, nonostante il calo subito dai prezzi del petrolio nel IV trimestre 2018, peraltro seguito come si è visto da una ripresa nella prima parte del 2019, secondo la stima ENEA di un contratto indicizzato al 100% al prezzo del petrolio, questo resta su valori molto superiori ai 20 €/MWh, con una differenza rispetto al TTF nell' intorno dei 10 €/MWh.

A determinare questa evoluzione è stata una combinazione di fattori. In primo luogo la ridotta domanda europea, sia quella dell' inverno appena trascorso, frenata dalle temperature al di sopra della media stagionale, sia quella attesa (nel I trimestre 2019 la crescita tendenziale del PIL dell' area euro è scesa all' 1,1%, il livello più basso dal 2013 anno dell' ultima recessione, era al 2% un anno fa), in più con un tasso di riempimento degli stoccaggi che a stagione di iniezione inoltrata si colloca sui massimi degli ultimi anni 5 anni (Figura 2.12). Ma soprattutto, a determinare il crollo dei prezzi è stato l' eccesso di offerta che si è realizzato sul mercato del GNL, nel quale si sono combinati il rallentamento della domanda sul mercato asiatico, la nuova capacità di liquefazione entrata in funzione nell' anno e l' aumento delle esportazioni da USA.

In particolare, la frenata asiatica ha portato i prezzi del GNL importato in Asia, il cui premio sul prezzo europeo si era allargato fino a 10 €/MWh nella seconda metà del 2018, a perdere più di un terzo tra settembre 2018 e marzo 2019, fino a quasi allinearsi al prezzo europeo ad aprile. Quanto alla capacità aggiuntiva di GNL, nel 2018 sono entrati in funzione tre nuovi treni di liquefazione sia in Australia sia negli USA, mentre in Russia sono stati avviati i treni 2 e 3 di Yamal LNG, per un totale di capacità incrementale pari a 41 MT. Infine, le esportazioni statunitensi di GNL, che nel IV trimestre del 2018 avevano già avuto un' impennata a 2,4 miliardi di m³, sono salite ulteriormente nel I trimestre 2019, a quasi 4 miliardi di m³, un valore superiore al 15% delle importazioni totali di GNL europeo (Figura 2.13).

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)

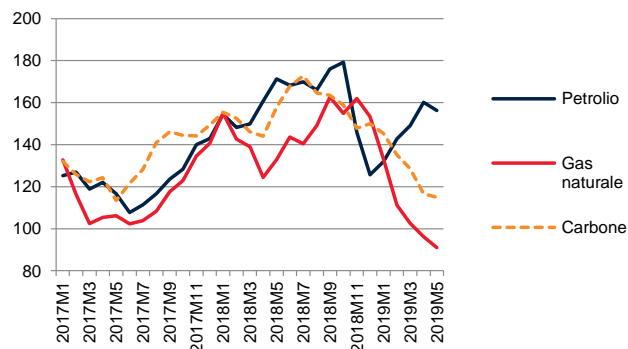


Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

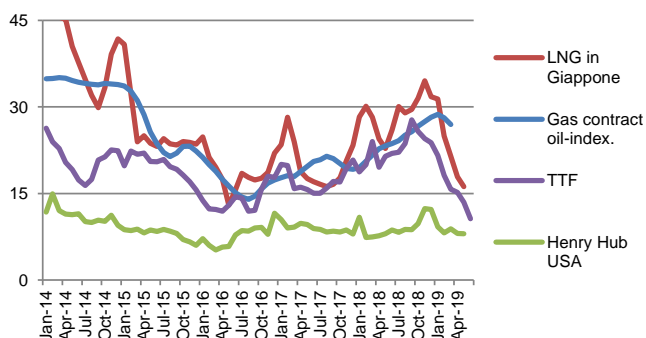


Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)

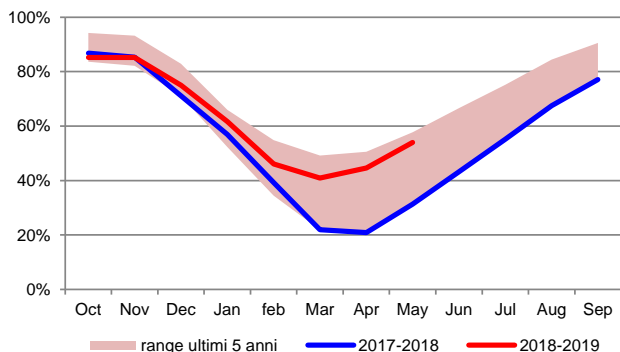
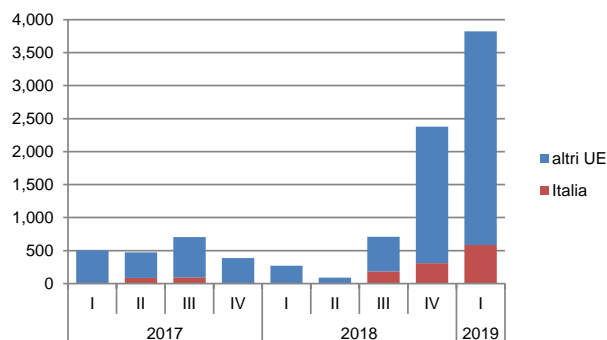


Figura 2.13 - Importazioni europee di GNL USA (milioni di m³)



In forte calo il prezzo del carbone, in linea con quello del gas

In questa fase si è invece accentuato il legame tra i prezzi del gas e quelli del carbone, guidato dalla competizione nella generazione elettrica, che costringe il carbone a non restare al di sopra dello *switching price*. A partire dal IV trimestre 2018 anche il prezzo del carbone ha infatti intrapreso una traiettoria discendente molto ripida, che l'ha portato a perdere circa ¼ del valore (Figura 2.10).

Mercato ETS nel 2019: andamento e prospettive

A consuntivo del 2018, le emissioni europee di gas serra coperte dal sistema ETS sono diminuite del 3,9%, come confermato dalla Commissione Europea che ne ha discusso il rafforzamento dell'obiettivo di riduzione per il 2030.

Nel corso della prima metà del 2019 l'andamento dei prezzi EUA ha subito un andamento ad U. Dopo un mese di gennaio nel quale è continuata la progressione già avviata a dicembre 2018, registrando una media mensile intorno ai 23,24 €, nei mesi di febbraio e marzo si è avuto un temporaneo consolidamento su livelli intorno a 21-22 € (e ritorni per alcune sedute fino a minimi inferiori ai 20 €), per poi infine nei mesi successivi risalire su nuovi livelli record mensili compresi tra i 25 ed i 26 € con picchi giornalieri oltre i 27.

In sostanza, non si è verificata la prevista stabilizzazione sui livelli raggiunti al termine dello scorso anno, proprio mentre allo stesso tempo sul prezzo del gas si è innescato e via via rafforzato un deciso trend ribassista: si può dunque affermare che l'elemento più significativo emerso nella prima parte del 2019 sia il disaccoppiamento protratto e non temporaneo tra il prezzo del gas e quello dei diritti di emissione EUA, due variabili che erano risultate viceversa molto correlate nel corso del 2018.

L'aumento dei prezzi dei diritti di emissione EUA rende più conveniente il ricorso al gas e in questo "asseconda" e coadiuva l'effetto dell'eccesso di offerta del gas. Tuttavia, sul medio termine, i prezzi EUA vengono anche calmierati dalla diminuzione dei prezzi del gas poiché quest'ultima, incentivando la conversione da carbone a gas, riduce le emissioni di carbonio nel settore energetico e dunque la necessità della loro copertura tramite domanda di diritti EUA. Viceversa, un aumento del prezzo del gas, determinando uno switch inverso verso il carbone, incrementa le emissioni e aumenta la domanda di quote. Queste due opposte dinamiche sono quelle osservate, rispettivamente, nel corso del 2019 e del 2018.

Un altro elemento da sottolineare è che i prezzi dei diritti e l'efficiacia del mercato ETS restano vulnerabili alla sovrapposizione delle politiche energetiche. Nella misura in cui i principali Paesi utilizzatori di carbone (Germania, Polonia) eliminassero completamente tale fonte dal mix di generazione senza che le conseguenti riduzioni di emissioni venissero compensate a livello europeo da equivalenti riduzioni nell'ammontare di quote messe all'asta, si determinerebbero nuovamente eccessi di offerta di diritti EUA ed una discesa dei loro prezzi che sterilizzerebbe, almeno in parte, il ricorso alle fonti meno carbon intensive.

Questi potenziali effetti di retroazione stanno inducendo gli Stati membri dell'UE a prendere in considerazione l'idea di adottare misure adeguate a ridurre al minimo l'impatto delle politiche sovrapposte. La Germania, ad esempio, sta discutendo la cancellazione dei volumi di aste EUA in misura pari alle emissioni delle centrali a carbone gradualmente eliminate, in modo tale da scongiurare una sorta di effetto "carbon leakage" nazionale (ossia il mero spostamento delle emissioni da carbone ad altri combustibili o dal settore della generazione ad altri settori).

In questo quadro, gli elementi rilevanti ai fini del possibile andamento futuro dei prezzi dei diritti EUA sono: il grado di incisività della quota di diritti assorbita dalla Riserva di Stabilità

(MSR), divenuta operativa ad inizio 2019; se la sostituzione del combustibile da carbone a gas sia sufficiente a coprirlo nel breve-medio periodo; in quale misura le utility abbiano già coperto, oppure no, le loro posizioni per il 2019 ed oltre.

Il mercato del carbonio ha registrato un avanzo aggregato di 1,655 miliardi di tonnellate nel 2017, che sotto forma di quote può essere utilizzato per mantenersi in conformità ai tetti di emissione in qualsiasi anno fino al 2030. La Riserva di Stabilità del mercato ridurrà questa offerta aggregata del 24% all'anno dal 2019 al 2023, che si traduce già nel 2019 in una riduzione fino al 40% dei volumi di quote messe all'asta.

Prendendo in considerazione il solo 2019, l'impatto della MSR sull'approvvigionamento indica un deficit annuale fino a 300 milioni di tonnellate nel sistema complessivo di *emission trading*.

In particolare, si stima che il deficit di domanda / offerta di EUA sarà di 305 milioni di tonnellate nel 2019 e 279 milioni di tonnellate nel 2020; mentre sull'intero triennio 2019-2021, la stima ammonta a 1117 milioni di EUA. La capacità totale di *switching* del combustibile da carbone a gas in Europa è di 70-80 milioni di tonnellate/anno, ritenuta insufficiente da diversi analisti per portare in equilibrio il mercato nel 2019, il che significa che le riduzioni di CO₂ dovrebbero essere reperite altrove. Per i soggetti obbligati ai tetti emissivi, ciò implica la necessità di utilizzo di una parte delle loro eccedenze detenute negli anni precedenti e/o l'acquisto di quote sufficienti sul mercato per colmare il divario.

Nella misura in cui prevalga quest'ultimo esito, diversi analisti ritengono che il deficit dell'offerta EUA nel 2019 potrebbe spingere al rialzo i prezzi dei diritti, in modo da (e al fine di) innescare un ulteriore switch da carbone a gas e ridurre il divario tra domanda e offerta.

In un'ottica di medio-lungo termine, secondo le previsioni modellistiche di Bloomberg NEF, si stima che l'andamento dei prezzi EUA possa attraversare tre fasi:

- nella prima metà del decennio (2020-2024) l'erosione e la progressiva eliminazione dell'eccesso strutturale di offerta dei diritti precedente all'entrata in vigore della Riserva (nonché delle eccedenze cumulate) dovrebbe portare fin da subito su livelli oltre i 30 €, per poi attestarsi nel range 28-35; in questa fase il nuovo livello strutturale dei prezzi dei diritti da un lato favorirà la generazione da gas, dall'altro stimolerà produzione aggiuntiva da nuove fonti rinnovabili, prevista divenire più competitiva rispetto al gas su un orizzonte successivo al 2024;
- nella seconda metà del decennio (2024-2029), la generazione addizionale da FER e la conseguente riduzione strutturale di emissioni e di domanda di diritti EUA determinerebbe un notevole ridimensionamento dei prezzi di questi ultimi (con un ritorno anche fino a 15 €);
- su un orizzonte successivo al 2030 gli obiettivi di abbattimento, resi molto più stringenti, determinerebbero una nuova fase rialzista dei prezzi dei diritti.

2.2 L' andamento dei consumi energetici

Nei primi tre mesi del 2019 i consumi di energia primaria in calo del 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno

Secondo le stime ENEA nel I trimestre 2019 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 45,5 Mtep, in riduzione di circa il 3% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (la stima ENEA include circa il 95% dei consumi totali, vedi Nota metodologica).

Il risultato dei primi tre mesi del 2019 conferma quindi la riduzione, seppur di minore entità, registrata nel corso dell'ultimo trimestre 2018 (-1% la variazione tendenziale).

Sebbene favoriti da fattori di natura climatica, le riduzioni degli ultimi due trimestri interrompono quindi il periodo di otto trimestri consecutivi di variazioni tendenziali positive.

Come emerge dalla Figura 2.14, rispetto ai livelli minimi raggiunti nel 2014 a valle del lungo periodo di riduzioni, e dopo il biennio 2015-16 di variazioni nel complesso nulle, sia nel corso del 2017 che del 2018 i consumi di energia erano infatti aumentati in media di circa l' 1% (in termini tendenziali).

Riduzione della domanda di energia favorita dall' andamento dei principali driver: consumi in linea con il superindice ENEA

La riduzione dei consumi di energia stimata per i primi tre mesi dell' anno in corso risulta d' altro canto sostanzialmente in linea con quella prevedibile sulla base dell' andamento delle variabili guida (Figura 2.15). La domanda di energia si è infatti ridotta sia in termini di energia primaria che finale di circa il 3% rispetto allo stesso periodo 2018, a fronte di una riduzione di simile entità del Superindice ENEA delle variabili guida (che sintetizza crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell' energia, vedi par. 2.1).

In particolare, il risultato del I trimestre 2019 è da ricercare in fattori di natura climatica: le temperature mediamente più miti rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente hanno infatti contribuito in maniera decisiva alla minore richiesta di energia per la climatizzazione invernale, come testimoniano i minori consumi di gas su reti di distribuzione. Anche la riduzione di PIL ed attività economica e l' andamento dei prezzi delle commodity hanno favorito la riduzione dei consumi nel trimestre in esame, incidendo tuttavia in maniera meno decisiva rispetto alla variabile climatica.

I dati relativi ai primi mesi dell' anno in corso sembrano quindi confermare il rallentamento del processo di disaccoppiamento tra economia ed energia riscontrato già nel corso del 2018 quando, a fronte di una spinta delle variabili guida solo marginalmente positiva, i consumi di energia erano invece aumentati (+1% rispetto al 2017). Come riportato nell' Analisi trimestrale 1/2019, alcune novità di natura statistica avevano contribuito all' aumento dei consumi dei prodotti petroliferi nel corso del 2018, favorendo quindi il divario tra andamento dei consumi e superindice: al netto di tali novità, le due traiettorie avrebbero proseguito sostanzialmente appaiate. In ogni caso i dati del 2018 e dei primi mesi del 2019 evidenziano un possibile rallentamento del processo di disaccoppiamento che aveva invece caratterizzato la prima metà del decennio, quando i consumi energetici si erano ridotti più rapidamente del superindice; anche nel corso del 2017 la spinta delle variabili guida era risultata più sostenuta rispetto all' aumento dei consumi.

Nel I trimestre 2019 in calo import elettrico (-0,7 Mtep) e fonti fossili (-1 Mtep), in aumento le rinnovabili (+0,3 Mtep)

In termini di fonti primarie, la riduzione del I trimestre 2019 è stimata in circa 1,4 Mtep (rispetto allo stesso periodo del 2018) ed è imputabile per quasi la metà alle minori importazioni di elettricità, calate di circa 0,7 Mtep. Anche gas, carbone e petrolio sono diminuiti rispetto allo stesso periodo del 2018, complessivamente di 1 Mtep, mentre risultano in aumento le rinnovabili (+ 0,3 Mtep).

Nel dettaglio (Figura 2.16), dopo la ripresa del 2018 per il superamento del blocco del nucleare francese (+16% rispetto al 2017), nel I trimestre 2019 le importazioni nette di elettricità sono tornate a scendere, -23% la variazione tendenziale, per il forte calo registrato a gennaio, quando si sono registrate limitazioni alla capacità di interconnessione (si veda par 4.3).

In riduzione anche i consumi di petrolio, tornati a scendere di circa l' 1,7% dopo l' incremento del 2018 (+3% sul 2017), su cui avevano tuttavia influito le novità sulle rilevazioni. Sono in linea con il trend del 2018 (-3% rispetto al 2017) i consumi di gas naturale, in riduzione dell' 1,5% nei primi tre mesi del 2019 (variazione tendenziale). Il forte calo della domanda di gas naturale per usi diretti (-5%) è stata solo in parte compensata dal maggiore ricorso nella termoelettrica (+10%).

Come nel corso del 2018 (+8% rispetto al 2017), ancora in aumento invece le FER (escluse biomasse per usi termici): +5% la variazione tendenziale, trainata questa volta dalle FER intermittenti. Prosegue infine la contrazione dei combustibili solidi, -15% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente.

Figura 2.14 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

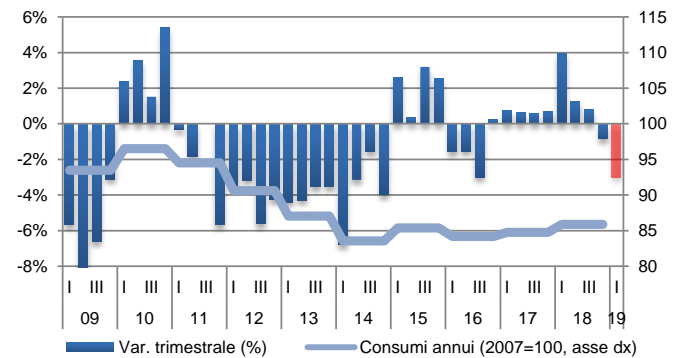


Figura 2.15 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%)

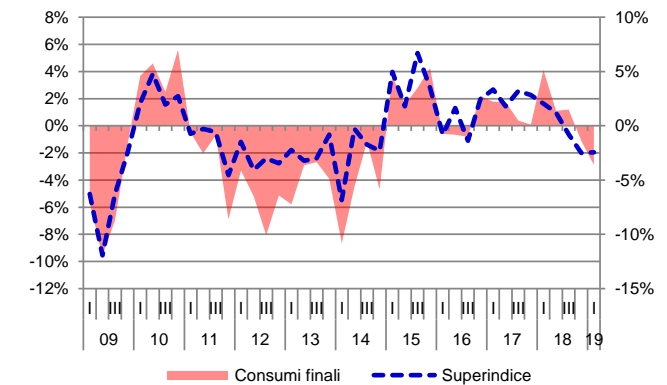
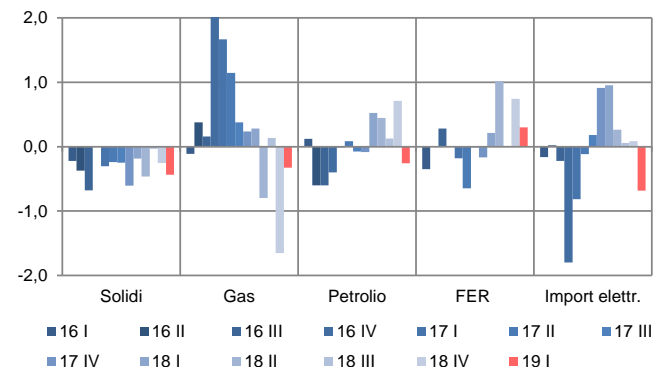


Figura 2.16 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)



Prosegue la riduzione di gas e carbone e la ripresa delle FER, tornano a scendere i consumi di petrolio e l' import elettrico

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 petrolio ed importazioni hanno quindi invertito il trend del 2018, mentre gas, rinnovabili e solidi si sono mossi in linea con le rispettive recenti evoluzioni (Figura 2.16).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.17) il gas nel 2018 e nei primi mesi del 2019 è tornato su un trend di moderata riduzione, dopo la crescita degli anni 2015-2017 per il maggior ricorso nella produzione termoelettrica, favorita dalla scarsa idraulicità e dalle minori importazioni di elettricità.

Anche le rinnovabili sono tornate su una traiettoria ascendente dopo la frenata del triennio 2015-2017 (ridotta idraulicità e rallentamento generazione da FER intermittenti): lo scorso anno per la ripresa dell' idroelettrico dai livelli minimi del 2017, nei primi mesi del 2019 per il risultato positivo delle rinnovabili intermittenti (si veda par. 4.3).

Dopo le forti contrazioni che avevano contraddistinto la prima metà del decennio (-5% medio annuo) ed il successivo triennio '15-'17 di variazioni nel complesso marginali, i consumi di petrolio nei primi mesi del 2019 tornano su una traiettoria lievemente discendente, dopo la ripresa del 2018. Prosegue infine la traiettoria di riduzione dei consumi di carbone, pressoché lineare dal 2012.

Dopo la modesta crescita del 2018 consumi elettrici nuovamente in calo (-1%), ma elettrificazione in leggero aumento

Nel corso del I trimestre 2019 i consumi di elettricità si sono attestati sugli 80 TWh, in riduzione dell' 1% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente. Su tale risultato incidono molteplici fattori: il minor numero di giornate lavorative (due in meno), l' andamento dell' economia (PIL in calo dello 0,3%), il risultato negativo del comparto industriale e dei servizi e la temperatura nel complesso più mite rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente (si veda par. 2.1).

Come emerge dalla Figura 2.18, dopo il lungo periodo di contrazione fino al minimo del 2014 e la successiva stagnazione del 2015-2016, la domanda elettrica si è mossa su una traiettoria crescente nel corso del 2017 (+2% la var. annua tendenziale), per poi rallentare nel 2018 (+0,4%).

I primi mesi del 2019 sembrano quindi accentuare il rallentamento della crescita dello scorso anno, passando a variazioni tendenziali negative. I dati Terna aggiornati a maggio 2019 confermano quanto emerso nei primi tre mesi dell' anno: complessivamente nei primi cinque mesi dell' anno in corso la domanda elettrica si è infatti ridotta dell' 1,3% rispetto allo stesso periodo del 2018. Tale dato, che accentua il risultato parziale dei primi tre mesi (-1%), è da ricercare in particolare nel forte calo registrato nel mese di maggio (-3% rispetto al maggio 2018), su cui ha probabilmente influito anche la temperatura media significativamente più bassa dello scorso anno, riducendo il fabbisogno di raffrescamento.

La riduzione della domanda elettrica nei primi mesi dell' anno è tuttavia inferiore al calo dei consumi finali complessivi, ridotti ad un ritmo tre volte superiore: l' elettrificazione del sistema risulta quindi in aumento rispetto ai livelli di un anno fa. Il calo dei consumi finali nel trimestre in analisi è infatti in larga misura imputabile alla minore domanda di riscaldamento, soddisfatta principalmente da gas naturale.

In un orizzonte di più ampio respiro, tuttavia, la Figura 2.18 evidenzia come, nel corso degli ultimi cinque anni, i livelli di elettrificazione del sistema siano sostanzialmente costanti.

La depurazione del dato grezzo, per tener conto del numero di giorni lavorativi e del risultato dell' attività economica (Figura 2.19), conferma il recente trend di riduzione dei consumi elettrici. Nel trimestre in analisi infatti la richiesta di energia elettrica si è collocata mediamente nella parte inferiore dell' intervallo di previsione al 95% del valore atteso derivante da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale. In

questo senso emerge quindi che parte del risultato del I trimestre è da imputare al fattore climatico: proprio a febbraio e marzo 2019, mesi particolarmente miti rispetto alle medie stagionali, infatti, i consumi elettrici rilevati si sono posizionati nell' estremo inferiore dell' intervallo di confidenza. Stesse indicazioni dalle elaborazioni Terna, secondo cui la riduzione del I trimestre 2019, in termini destagionalizzati e corretti oltre che per calendario anche per la temperatura, sarebbe stata leggermente inferiore rispetto a quanto effettivamente rilevato (-0,8% da modello rispetto al -1% rilevato sulla rete).

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

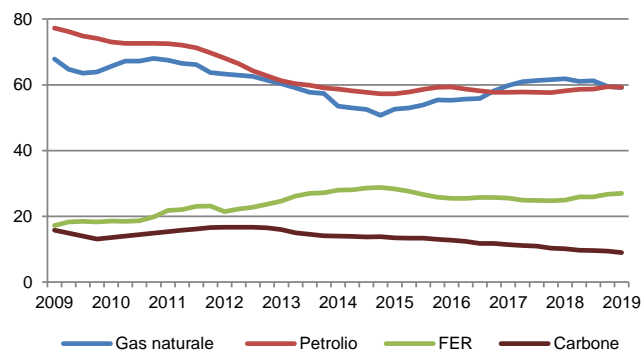


Figura 2.18 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

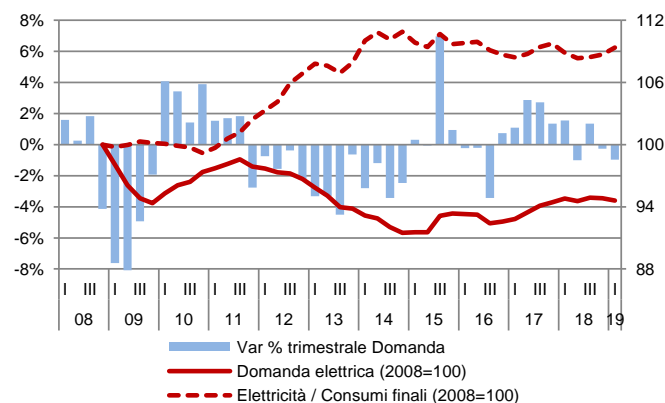
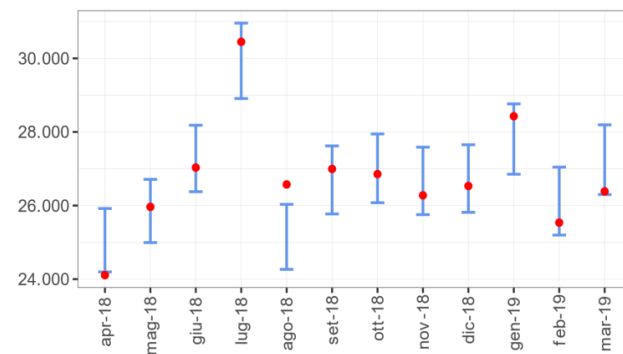


Figura 2.19 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (GWh)



In aumento la produzione elettrica nazionale (+3%), nonostante la minore domanda di elettricità sulla rete

Nel periodo gennaio-marzo 2019 la produzione elettrica nazionale si è attestata a 70,5 TWh, in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2018 di oltre il 3% (+2,2 TWh). Nonostante la riduzione della domanda di energia elettrica sulla rete (-0,8 TWh rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), la produzione nazionale risultata comunque in aumento per compensare le minori importazioni nette (-3,1 TWh). Nel trimestre in analisi, infatti, le importazioni sono diminuite del 23% rispetto allo stesso periodo del 2018, contraddistinto da livelli particolarmente elevati (13,5 TWh). In ogni caso anche rispetto ai livelli medi di importazioni nette registrate nei primi tre mesi dal 2010 al 2018, i valori del I trimestre 2019 risultano inferiori di ben il 15%. Le ragioni sono da ricercare anche nelle forti riduzioni di gennaio (-1,7 TWh la variazione tendenziale), per le ridotte capacità di interscambio (si veda par. 4.3).

Nel I trimestre 2019 in aumento il fabbisogno di energia per la generazione elettrica: balzo delle rinnovabili intermittenti (+24%) e ripresa del gas naturale (+10%), forte calo per i solidi

Dato il netto incremento della produzione nazionale, nei primi tre mesi del 2019 il fabbisogno di energia primaria per la generazione elettrica risulta complessivamente in aumento di circa 0,3 Mtep, il 2% in più rispetto allo stesso periodo del 2018. L'incremento di FER e gas è infatti solo in parte compensato dal minore ricorso a combustibili solidi e a prodotti petroliferi (Figura 2.20).

Importante la ripresa dei consumi di gas, +10% in termini tendenziali, in controtendenza rispetto allo scorso anno, quando si era registrato un calo dell'8% rispetto al 2017 per la ripresa sia delle importazioni che della generazione idroelettrica.

Nel trimestre in esame la generazione da FER risulta ancora in ripresa, +5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in linea quindi con la crescita dello scorso anno (+8% rispetto al 2017). Diversamente da quanto accaduto nel corso del 2018, quando a spingere la produzione da FER era stata la ripresa dell'idroelettrico dai livelli minimi del 2017 (Figura 2.21), nel corso del I trimestre del 2019 sono state le rinnovabili intermittenti a crescere: complessivamente +2,3 TWh rispetto allo stesso periodo del 2018 (+24%).

Nel dettaglio la produzione eolica ha superato i 7 TWh, uno in più rispetto al I trimestre 2018 (+16%), mentre la generazione solare è stata pari a 5,1 TWh, il 36% in più rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La prestazione del solare nei primi tre mesi del 2019 è stata probabilmente favorita dalle condizioni climatiche contraddistinte da scarsa piovosità e temperature più miti dello scorso anno: i dati più aggiornati di Terna ridimensionano in parte la buona prestazione delle rinnovabili intermittenti dei primi tre mesi dell'anno. In particolare, nei primi cinque mesi dell'anno la produzione solare risulta complessivamente ancora in aumento, ma più contenuto (+11% rispetto al periodo gennaio-maggio 2018), per i cali registrati ad aprile (-9,6%) e maggio (-5,4%). La produzione eolica prosegue invece il trend positivo dei primi tre mesi dell'anno: il dato cumulato di gennaio-maggio è superiore del 24% rispetto alla produzione dello stesso periodo del 2018.

La produzione idroelettrica risulta invece in calo di oltre 1 TWh (-12% rispetto al I trimestre 2018), penalizzata dalla siccità che ha contraddistinto i primi mesi dell'anno: come emerge dalla Figura 2.21 infatti la generazione idroelettrica nel trimestre in analisi è stata inferiore di oltre 2 TWh (-22%) rispetto al livello medio di produzione degli ultimi dieci anni (in riferimento al solo I trimestre). Secondo i dati Terna più recenti, la riduzione dei primi tre mesi del 2019 è proseguita anche nei successivi mesi di aprile (-19%) e maggio (-29%): complessivamente nel

periodo gennaio-maggio 2019 la produzione idroelettrica risulta infatti inferiore del 22% rispetto allo stesso periodo del 2018. Ulteriori cali hanno riguardato la generazione elettrica da solidi, in contrazione praticamente costante dal 2013; nel solo trimestre in analisi la produzione elettrica da carbone nelle centrali Enel (che rappresenta circa i 3/4 del totale) si è infatti ridotta di circa 30% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Si interrompe invece la ripresa della generazione da prodotti petroliferi osservata nei precedenti tre trimestri, ormai comunque su valori molto modesti, che torna sul trend di riduzione iniziato nel 2016.

Figura 2.20 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

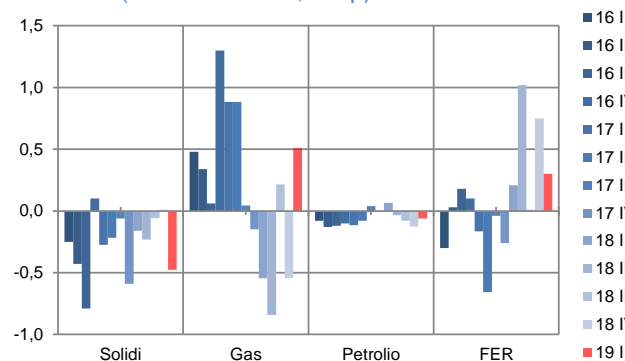
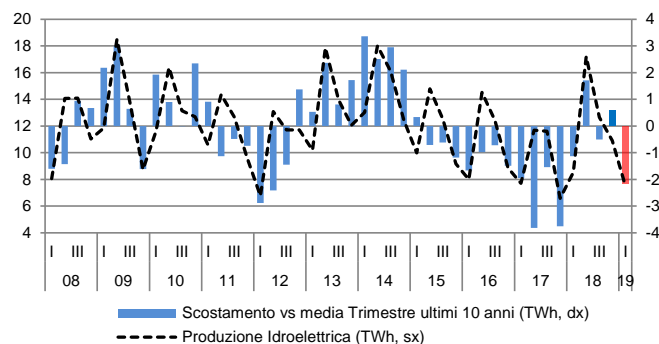


Figura 2.21 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)



Tornano a scendere i consumi finali di energia (-3%): oltre al gas (-5%), giù anche prodotti petroliferi ed elettricità (-1%)

I consumi finali di energia stimati per il I trimestre 2019 si attestano a circa 34,7 Mtep, in riduzione del 3% rispetto al corrispondente trimestre del 2018 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). La riduzione del trimestre in esame, circa 1 Mtep in meno rispetto allo stesso periodo del 2018, è in larghissima parte imputabile alla riduzione di consumi di gas naturale, diminuito di oltre 0,8 Mtep (il 5%), principalmente per ragioni di natura climatica (Figura 2.22).

In riduzione anche i consumi di elettricità e di prodotti petroliferi, entrambi di circa l' 1% rispetto al I trimestre 2018. Per quanto riguarda la domanda di elettricità, la riduzione può essere imputata sia a fattori di natura climatica che al numero di giornate lavorative (2 in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), che alla prestazione del comparto industriale e dei servizi (si veda par. 2.1).

Per i prodotti petroliferi, una parte della riduzione è da ricercare nel GPL combustione (-7% la variazione tendenziale), per fattori di natura climatica. Più modesta invece la riduzione di benzina e gasolio per il trasporto stradale (rispettivamente -0,8% e -0,2% la variazione tendenziale), di fatto compensati dall' aumento di jet fuel in costante aumento (+7%).

La Figura 2.22 evidenzia come una riduzione così importante della domanda di energia nei settori di impiego finale non si registrava dai primi tre mesi del 2014: anche in quel caso i cali avevano riguardato tutte le commodity energetiche. Tuttavia, così come accaduto nel I trimestre 2014, anche nel corso dei primi tre mesi del 2019 la contrazione della domanda è da ricercare in larga parte nei fattori di natura climatica (si veda par. 2.1).

Come emerge dalla Figura 2.23, sono infatti principalmente i consumi nel settore civile a ridursi nel trimestre in esame, di circa 1 Mtep: oltre al gas naturale, anche il GPL per usi riscaldamento. Sostanzialmente stabile sui livelli dello scorso anno la domanda di energia nel settore dei trasporti, in lieve calo l' industria.

Figura 2.22 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri (asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (a sn, Mtep)

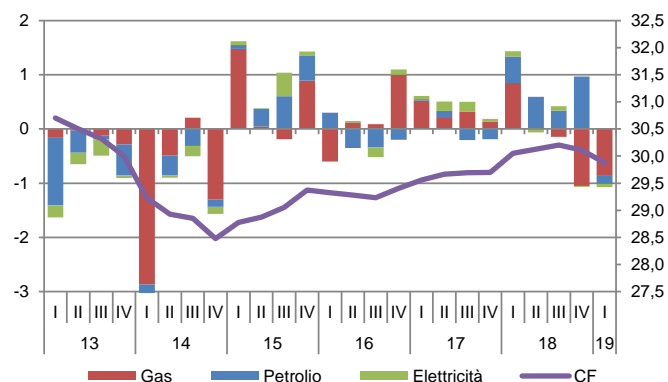
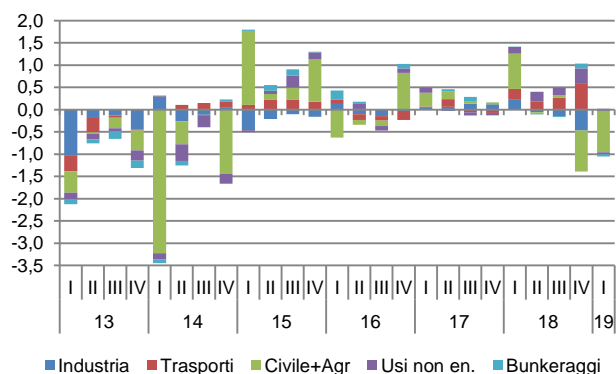


Figura 2.23 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)



Dopo la crescita del 2018 (+3%), nei primi mesi del 2019 i consumi di energia nei trasporti stabili sui livelli di un anno fa

Nel I trimestre 2019 i consumi del settore trasporti sono stimati pari a circa 9 Mtep, sui livelli dello stesso periodo dell' anno precedente.

Dopo l' incremento registrato nel 2018, oltre 1 Mtep in più rispetto al 2017 (+3%), i consumi del settore nei primi mesi dell' anno in corso sembrano quindi essere tornati su una traiettoria più stabile, come nel precedente biennio 2016-17, quando le variazioni tendenziali erano risultate nel complesso nulle, dopo la crescita degli anni 14-15 dai livelli minimi del 2013 (+1,5% medio annuo).

D' altro canto, si ricorda come una parte rilevante dell' aumento dei consumi del 2018 fosse da imputare alle novità introdotte sulla rilevazione delle vendite di prodotti petroliferi, nello scorso anno basata un campione di società più numeroso rispetto a quello utilizzato per gli anni precedenti (si veda Analisi Trimestrale 1/2019).

Ancora in aumento i consumi per il trasporto aereo, favoriti anche da condizioni climatiche

In riferimento ai primi tre mesi dell' anno in corso, a fronte dell' aumento dei consumi di carboturbo per il trasporto aereo (+7% la variazione tendenziale) si è registrata una lieve riduzione dei consumi per il trasporto stradale, sebbene contenuta entro lo 0,5% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente.

L' incremento della domanda di jet fuel nel corso dei primi tre mesi del 2019 è stato probabilmente in parte favorito anche da condizioni climatiche più favorevoli rispetto a quelle dello scorso anno, durante il quale fenomeni nevosi avevano ostacolato la agibilità di diversi aeroporti sul territorio nazionale (si veda UP analisi trimestrale I 2019). In una ottica di più lungo periodo, il dato del I trimestre 2019 è in linea con la tendenza di crescita degli ultimi anni: +1% di variazione tendenziale nel 2014, 3,6% nel 2015, 6% del 2016, 7% nel biennio 17-18.

Lieve riduzione dei consumi per il trasporto stradale, cali più sostenuti per benzina (-0,8%) e GPL (-2,5%), marginali per il gasolio (-0,2%)

In riferimento al trasporto stradale, come emerge dalla Figura 2.24, nel trimestre in esame sono invece in calo le vendite sia di gasolio e benzina che di GPL.

Nei primi tre mesi del 2019 risulta marginale la riduzione dei consumi di gasolio motori, -0,2% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente, dopo l' aumento del 4% dello scorso anno (rispetto ai livelli del 2017). Più marcato invece il calo dei consumi di benzina che, dopo gli incrementi della seconda metà del 2018 (in media +2% la variazione tendenziale), tornano a scendere nei primi tre mesi dell' anno in corso, di circa l' 1%.

In calo anche le vendite di GPL per autotrazione, del 2,5% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente, in riduzione quasi costante dal II trimestre 2017 (in media -3%).

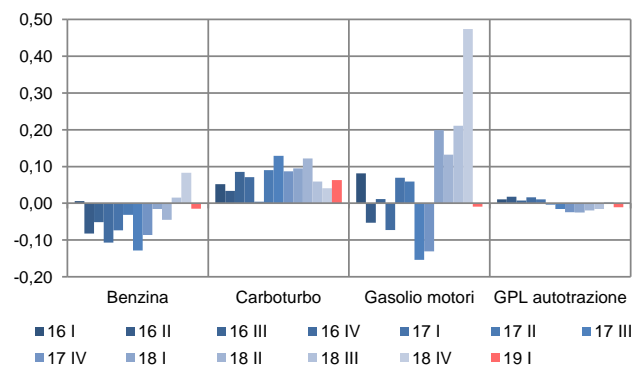
Sempre in riferimento ai carburanti per autotrazione (solo gasolio e benzina) si rileva inoltre come la marginale riduzione del I trimestre (circa 23.000 tonnellate in meno rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente), sia il risultato di un andamento non uniforme nel corso dei tre mesi che lo compongono. Il mese di gennaio 2019 è stato infatti contraddistinto da decisi aumenti di consumi, 85.000 tonnellate in più (+3,5% rispetto allo stesso mese del 2018), sia per quanto riguarda la benzina (+13.000 tonnellate, il 2,4%) che il gasolio (+72.000 tonnellate, +3,9%). Dopo un mese di febbraio di sostanziale stazionarietà (-0,2% rispetto a febbraio 2018) sia per le vendite di benzina che di gasolio, si è registrata invece una importante riduzione nel mese di marzo: 104.000 tonnellate in meno rispetto al marzo 2018, il 3,9% in meno sia per la benzina (-24.000 tonnellate) per il gasolio (-80.000).

Una parziale spiegazione può essere ricercata in un calendario disomogeneo che può aver influito sul traffico veicolare leggero, in particolare sulla riduzione tendenziale di marzo: la Pasqua dello scorso anno, caduta il 1° aprile, aveva infatti indotto un aumento dei rifornimenti a fine marzo 18 (si veda comunicato stampa UP marzo 2019). Nel corso di febbraio, invece, che ha avuto un calendario più omogeneo con febbraio 2018, i consumi stradali sono rimasti più stabili sui livelli dello scorso anno.

Per quanto riguarda l' andamento del traffico pesante, si rileva come il forte calo dei consumi di gasolio per autotrazione del mese di marzo (di cui la metà imputabile al traffico pesante, secondo stime UP), sia coerente con il risultato dell' attività industriale. L' indice di produzione industriale elaborato dall' ISTAT, complessivamente in calo dell' 1% in termini tendenziali nel corso del I trimestre 2019, ha fatto registrare proprio nel mese di marzo un' importante riduzione, -3,1% rispetto al marzo 2018. Allo stesso modo l' ANAS rileva per il mese di marzo una riduzione dell' IMR per il traffico veicolare pesante del 4% (in termini tendenziali). L' incremento dei consumi di gasolio dei primi due mesi dell' anno risulta invece solo in parte in linea con l' indice di produzione industriale, in marginale aumento rispetto allo stesso periodo del 2018. Così come detto per il trasporto aereo, probabilmente le condizioni climatiche nei primi due mesi dell' anno possono avere favorito l' aumento dei consumi rispetto agli stessi mesi del 2018, durante i quali l' agibilità stradale era risultata stata invece limitata (si veda Analisi Trimestrale I 2019 UP). Contrariamente a quanto detto per il mese di marzo, l' aumento dei consumi del primo bimestre dell' anno non risulterebbe in linea con le rilevazioni ANAS, che per quel periodo rilevano invece una riduzione tendenziale del traffico veicolare pesante sulla rete autostradale nazionale.

I dati più recenti del MiSE rilevano a fine maggio la prosecuzione del trend descritto per il I trimestre: in riferimento al periodo gennaio – maggio 2019 il totale dei consumi di prodotti petroliferi è infatti inferiore del 2% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente. Sia i mesi di aprile (-1% rispetto ad aprile 2018) che in particolare maggio (-4%) hanno incrementato la riduzione rilevata nei primi tre mesi dell' anno (-1,7% rispetto al I trimestre 2018). Ancora in calo il gasolio motori, -0,6% rispetto ai primi cinque mesi dello scorso anno (era -0,4% nei primi tre mesi): solo a maggio in calo del 4,5% in termini tendenziali. Prosegue anche il calo delle vendite di benzina, dal -0,8% dei primi tre mesi al -1,3% dei primi cinque (a maggio -5,4%). Si ridimensiona invece la riduzione del GPL, dal -5% dei primi tre mesi al -2% il dato cumulato di gennaio-maggio, per gli incrementi del GPL usi combustione nei mesi di aprile e maggio (+7% e +11% rispettivamente). Ancora in aumento il carboturbo (+5% nei primi cinque mesi dell' anno).

Figura 2.24 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)



In lieve calo i consumi del settore industriale, in linea con l'indice di produzione industriale

Secondo le stime ENEA i consumi finali di energia del settore industriale nel corso del I trimestre 2019 si sono attestati poco sopra i 7 Mtep, in lieve riduzione rispetto ai livelli dello stesso trimestre dell'anno precedente.

In particolare, nel trimestre in esame risultano in calo di circa un punto percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente sia i consumi elettrici che quelli di gas naturale per usi industriali (mediamente su base annua gas ed elettricità coprono complessivamente oltre il 75% del totale dei consumi settoriali). Il risultato dell'industria nei primi tre mesi del 2019, su cui ha probabilmente influito anche il calendario (due giorni lavorativi in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) sembra quindi in linea con la riduzione stimata per l'anno 2018 (circa 1% in meno del 2017), maturata in particolare nella seconda metà dell'anno.

In un'ottica più di lungo periodo, i primi tre mesi del 2019 sembrano quindi confermare il trend di lieve contrazione osservato nel corso del 2018, dopo un biennio 2016-2017 di sostanziale stazionarietà, a valle del lungo periodo di forti riduzioni del 2012-2015 (quasi il 5% medio annuo di variazione tendenziale).

La Figura 2.25 mostra l'evoluzione dei consumi energetici del settore e dei suoi principali driver, produzione industriale totale e dei soli beni intermedi. Nei primi tre mesi dell'anno in corso l'andamento dei consumi settoriali appare in linea con il risultato dell'industria nel suo complesso, in calo dell'1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre è più marcata la riduzione dell'attività industriale del solo comparto dei beni intermedi, in contrazione del 2,5% (si veda par. 2.1). L'inizio 2019 conferma, accentuando, quanto osservato nel corso della seconda metà del 2018, quando l'industria nel suo complesso era risultata in lieve riduzione (-0,3% la variazione tendenziale) dopo il periodo di costanti aumenti dal 2016 (in media oltre il 2% di variazione tendenziale trimestrale). Allo stesso modo, si rileva per il comparto dei soli beni intermedi un calo nel I trimestre 2019 (-2,5%) più sostenuto del -1,7% e -1,2% rispettivamente del IV e III trimestre 2018.

La Figura 2.26 evidenzia l'andamento dei consumi settoriali e dei due driver suddetti nel lungo periodo, dal quale si osserva un disaccoppiamento tra consumi e driver, rappresentato dal progressivo allargamento della "forbice", registrato in particolare nel corso del 2013, quando i consumi sono calati molto più rapidamente dell'indice di produzione industriale (rispettivamente -7,5% e -3% le variazioni tendenziali) e del 2015, quando a fronte dell'aumento dell'attività industriale di quasi il 2%, si è registrato un calo dei consumi industriali del 3% (var. annua tendenziale). Nel biennio 2017-18, nonostante il processo di disaccoppiamento sembri procedere (lieve riduzione dei consumi a fronte di un aumento dell'Indice di prestazione industriale in media del 2%), se ne registra un rallentamento, confermato dai dati dei primi tre mesi del 2019.

Nei primi tre mesi dell'anno i consumi del settore civile in netta riduzione (-5%), per mesi invernali particolarmente miti

Nel I trimestre 2019 i consumi di energia del settore civile risultano in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2018, oltre il 5% in meno, corrispondente a quasi 1 Mtep.

In riduzione i consumi sia di gas e GPL che di elettricità, questi ultimi come visto di circa l'1% in termini tendenziali. Secondo i dati SNAM, i consumi di gas su reti di distribuzione sono infatti diminuiti nel trimestre in esame di oltre il 6% in termini tendenziali (più di 1.000 milioni di Smc), per effetto delle forti contrazioni dei mesi di febbraio e marzo (rispettivamente -14% e -29% le variazioni tendenziali), che hanno più che compensato l'incremento del mese di gennaio (+22%). Le ragioni di tali oscillazioni sono di natura sostanzialmente climatica: se nel mese di gennaio dell'anno in corso si sono registrate temperature mediamente più rigide rispetto al

gennaio 2018 (inferiore di oltre un grado), i mesi di febbraio e marzo sono invece stati caratterizzati da un clima molto più mite rispetto allo stesso periodo del 2018 (si veda par. 2.1). Anche i consumi di GPL combustione hanno seguito lo stesso andamento dei consumi di gas, e sono complessivamente diminuiti di oltre il 7% rispetto ai primi tre mesi del 2018.

Come emerge dalla Figura 2.27, l'andamento dei consumi nel trimestre in esame risulta in linea con l'evoluzione delle variabili guida del settore Civile, su cui agisce, oltre alla componente climatica e, in maniera meno incisiva l'andamento dei prezzi delle commodity, anche il risultato del settore dei servizi. Secondo i dati ISTAT il valore aggiunto settoriale nel I trimestre 2019 è complessivamente calato dello 0,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (valori concatenati con anno di riferimento 2010, dati grezzi).

Figura 2.25 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (var. tendenziale trimestrale, %)

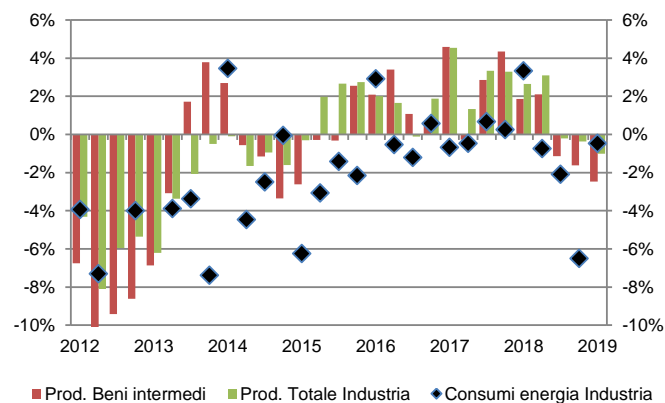


Figura 2.26 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

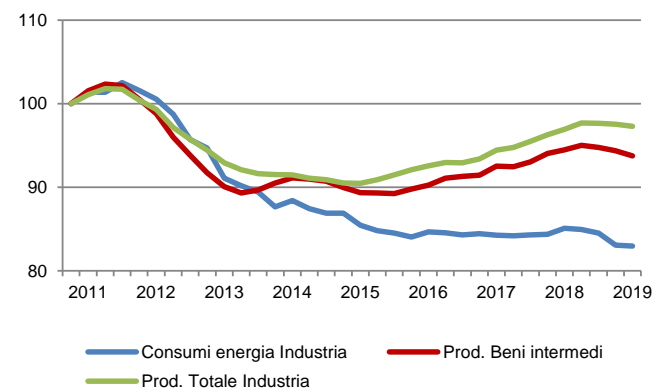
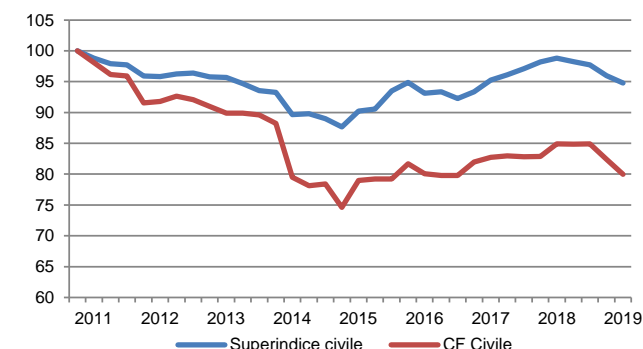


Figura 2.27 - Consumi di energia e superindice del settore Civile (num. indice 2010=100, media mobile ultimi 4 trimestri)



Secondo stime preliminari ENEA, i consumi di energia nel corso dei primi sei mesi dell'anno in calo dell'1,5% in termini tendenziali, molto meno di quanto registrato nel I trimestre

Grazie alla disponibilità di dati parziali relativi a buona parte del II trimestre dell'anno in corso, è possibile effettuare una prima stima relativa al I semestre del 2019, secondo cui i consumi di energia primaria risulterebbero complessivamente in riduzione di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (tale risultato potrà essere in parte rivisto nel prossimo numero dell'Analisi trimestrale, data la parziale disponibilità di dati su cui si basa tale stima preliminare, si veda Nota Metodologica).

La forte riduzione del fabbisogno energetico registrata nei primi tre mesi dell'anno in corso (-3% la variazione tendenziale), come visto imputabile in gran parte a ragioni di natura climatica, sarebbe quindi stata in parte compensata nel successivo trimestre. Nel II trimestre, infatti, a fronte dell'incremento di oltre 1 Mtep di gas, si stima una riduzione complessivamente di pari entità tra petrolio, FER ed importazioni (tutte espresse in termini di variazioni tendenziali).

I consumi di gas (complessivamente cresciuti di circa 1 Mtep rispetto al I semestre del 2018), dopo il calo dei primi mesi dell'anno, sono aumentati nel corso del successivo trimestre sia per il maggior ricorso nella generazione termoelettrica (in calo FER ed import) che per l'aumento della domanda negli usi diretti per la climatizzazione. I mesi di aprile e maggio, infatti, sono risultati significativamente più rigidi rispetto a quanto riscontrato lo scorso anno (rispettivamente circa 2 e 3 gradi in meno), come testimoniano anche i dati relativi alle vendite di GPL combustione (in media circa il 10% in più ad aprile e maggio in termini di variazioni tendenziali).

Ancora in riduzione invece i consumi di prodotti petroliferi, nel I semestre complessivamente di quasi il 2% rispetto allo stesso periodo di un anno fa.

Per quanto riguarda le FER, il risultato positivo registrato nel corso dei primi tre mesi dell'anno (+5% la variazione tendenziale) sembrerebbe vanificato nei successivi mesi dell'anno: per il I semestre si stima infatti una riduzione complessiva di circa il 2% in termini tendenziali (stima basata sulla disponibilità di dati relativi ai primi cinque mesi dell'anno). Il motivo è da ricercare nel proseguimento della scarsa idraulicità osservata già ad inizio anno (-22% la produzione idroelettrica nei primi cinque mesi dell'anno) e nel ridimensionamento dell'aumento della produzione da FER intermittenti (specie il fotovoltaico) registrata nel I trimestre (si veda par. 2.2).

Prosegue inoltre la riduzione delle importazioni di elettricità, quasi il 20% in meno rispetto al dato dei primi cinque mesi dello scorso anno.

Si sottolinea come la stima preliminare relativa ai consumi di combustibili solidi nei secondi tre mesi del 2019 (assunti pari ai livelli di un anno fa) sia da considerarsi prudenziale alla luce del lungo e costante periodo di variazioni negative. Assumendo anche per il II trimestre dell'anno la prosecuzione di tale trend (-10% di variazione tendenziale trimestrale), la stima preliminare del fabbisogno di energia primaria per il primo semestre dell'anno risulterebbe tuttavia variare di poco (-1,7% rispetto allo stesso semestre dello scorso anno), dato il peso relativo dei combustibili solidi nel mix energetico trimestrale.

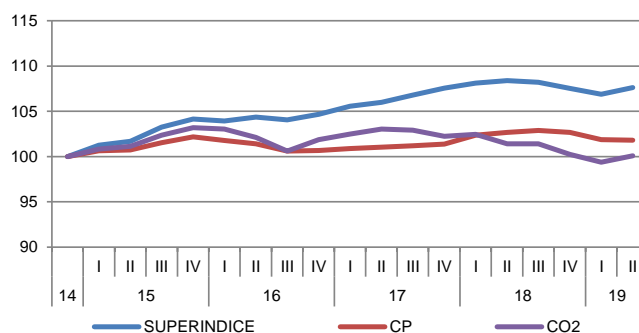
Sulla base di tali stime preliminari, nel corso del I semestre le emissioni di CO₂ risulterebbero complessivamente solo in lieve riduzione rispetto ai livelli dei un anno fa. Il netto calo del I trimestre (-3% rispetto al I trimestre 2018) risulterebbe quindi in buona parte compensato dall'aumento del II trimestre.

Nel corso dei primi sei mesi dell'anno si stima pertanto una riduzione dei consumi (-1,5% in termini tendenziali) più sostenuta rispetto a quella delle emissioni, come emerge anche dalla Figura 2.28.

Il motivo è da ricercare nel fatto che la minore domanda di energia stimata per i primi sei mesi dell'anno (rispetto allo stesso periodo del 2018) è rappresentato da FER e importazioni, mentre i consumi di fonti fossili sono rimasti nel complesso pari a quelli dei un anno fa: i minori consumi di solidi e petrolio di fatto compensati dal maggior ricorso a gas.

Come emerge dalla Figura 2.28, l'andamento dei consumi di energia nel corso dei primi sei mesi dell'anno risulta sostanzialmente in linea con l'andamento del Superindice ENEA, complessivamente in calo di circa un punto percentuale rispetto ai primi sei mesi dello scorso anno. La netta riduzione del Superindice registrata nei primi tre mesi dell'anno (si veda par. 2.1), è stata in buona parte ridimensionata nel corso dei successivi mesi, durante i quali l'impulso positivo proveniente dai fattori di natura climatica è stato in parte compensato dalla spinta negativa proveniente dalla riduzione dei prezzi dell'energia e dal risultato dell'economia nazionale e del comparto industriale.

Figura 2.28 - 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

Calano le emissioni di CO₂ nei primi mesi del 2019 (-3% la variazione tendenziale), in linea con la minore domanda di energia

Le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano nel I trimestre 2019 sono stimate in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2018, circa il 3% in meno (Figura 3.1, vedi Nota metodologica). Tale risultato appare quindi in continuità con quanto osservato nel corso del 2018, quando le emissioni erano complessivamente diminuite di circa il 2% rispetto all'anno precedente.

Il calo delle emissioni nei primi mesi del 2019 sembra tuttavia in linea con la riduzione dei consumi di energia, avvenuta come visto principalmente per effetto di un clima più mite rispetto allo scorso anno (si veda par. 2.2). Tale dato ridimensiona quindi il disaccoppiamento osservato nel corso del 2018 tra emissioni, in calo del 2%, e consumi energetici, cresciuti di oltre l'1%. Anche nel corso del 2018, tuttavia, il diverso andamento tra consumi ed emissioni era attribuibile a fattori di natura congiunturale, ripresa delle importazioni e idroelettrico in primis.

In una ottica più di lungo periodo, dopo gli anni di forte riduzione per la crisi economica fino ai livelli minimi del 2014 (anno caratterizzato tra l'altro da temperature invernali miti e da forte idraulicità), nel corso degli ultimi quattro anni l'andamento delle emissioni di CO₂ in Italia è risultato nel complesso sostanzialmente costante, come emerge anche dalla Figura 3.1.

Buona parte della riduzione delle emissioni di CO₂ da settori non ETS

Dei 3 milioni di tonnellate di CO₂ di riduzione stimati per i primi tre mesi dell'anno in corso (rispetto al I trimestre 2018), circa 2/3 sono stati realizzati nei settori non ETS, in calo di oltre il 3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 3.2). Il calo delle emissioni nei settori ESD, principalmente trasporti e climatizzazione ed edifici, disciplinati dalla Effort Sharing Decision (che per l'Italia stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ pari a -33% al 2030 rispetto al 2005), risulta d'altro canto in linea con l'andamento dei consumi finali (-3% in termini tendenziali), quasi esclusivamente per i minori consumi per riscaldamento nel settore civile (Figura 3.3).

Tale riduzione avviene dopo il risultato opposto dello scorso anno, quando l'aumento dei consumi dei trasporti aveva portato le emissioni dei settori NON ETS ad aumentare di circa un punto percentuale rispetto al 2017.

Per i primi tre mesi del 2019 anche nei settori ETS si stima una riduzione tendenziale di oltre il 2,5%, in linea con il trend di contrazione degli ultimi cinque trimestri, quando le emissioni si erano ridotte ad un ritmo anche più sostenuto (oltre il 5% la riduzione media tendenziale). Allora ad incidere era stato il ritorno delle importazioni su livelli standard (per la ripresa della produzione nucleare francese dopo lo stop del 2017) e la ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017.

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

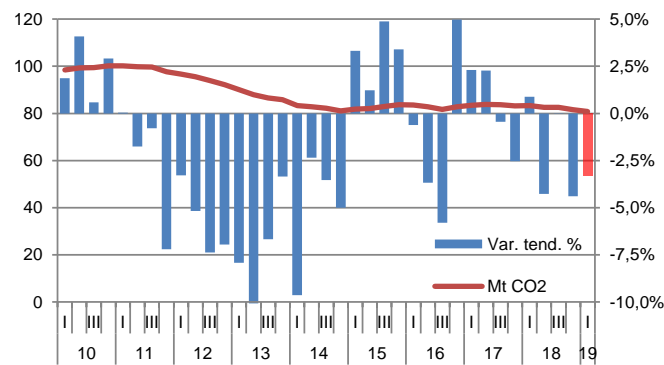


Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO₂ nei settori ETS e ESD (variazioni tendenziali trimestrali %)

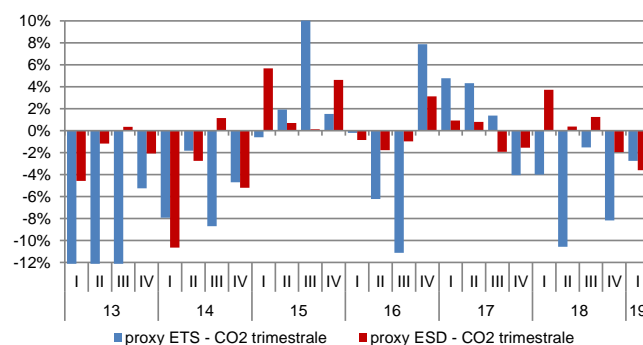
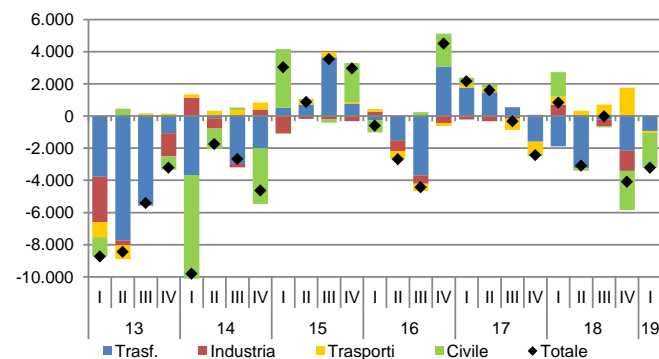


Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO₂)



Ancora in riduzione le emissioni per la generazione elettrica (-4%) nonostante la scarsa idraulicità e il calo dell' import

Nel corso del I trimestre 2019 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono stimate in calo di circa il 4% rispetto allo stesso periodo del 2018. Tale dato risulta in linea con il trend dei precedenti sei trimestri: le emissioni del settore sono stimate infatti in riduzione a partire dalla seconda metà del 2017, ad un ritmo del 6% medio (variazione tendenziale trimestrale). In Figura 3.4 la variazione tendenziale su base 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. Emerge come, nonostante l'aumento della quota di produzione nazionale, il calo delle emissioni nel trimestre in esame sia da ricercare in primis nella riduzione dell'intensità carbonica della produzione termoelettrica.

- Nei primi tre mesi dell'anno in corso la produzione nazionale è aumentata di oltre 2 TWh, +3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nonostante la richiesta di elettricità si sia ridotta di 0,8 TWh (-1% la variazione tendenziale), il saldo import-export è risultato infatti in calo di oltre 3 TWh (-23% in termini tendenziali). Come emerge dalla Figura 3.4, contrariamente alle altre due componenti, l'aumento della quota di produzione nazionale nei primi tre mesi del 2019 ha quindi fornito un impulso all'aumento delle emissioni del settore, quantificabile in circa il 3%, diversamente da quanto osservato per il 2018 (e già nella seconda metà del 2017), quando aveva invece contribuito alla riduzione complessiva. Nel 2018, infatti, a fronte di consumi elettrici sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente, la ripresa delle importazioni dalla Francia dopo il blocco del nucleare (+16%) aveva infatti ridimensionato la quota di produzione nazionale, calata del 2% rispetto al 2017.

- La quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale nel trimestre in esame ha invece fornito un contributo alla riduzione delle emissioni del settore: tale componente risulta infatti in calo di oltre l'1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, per l'aumento della generazione da rinnovabili.

Nel trimestre in esame, infatti, nonostante la minore produzione idroelettrica per la siccità che ha contraddistinto i primi mesi dell'anno (-12% in termini tendenziali), la produzione da FER è infatti complessivamente aumentata di oltre 1,3 TWh rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso. Come emerge dalla Figura 3.5, la produzione da FER intermittenti ha infatti più che compensato la minore produzione idroelettrica, superando i 12 TWh, due in più rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+24%).

Rispetto a quanto stimato per i primi tre mesi dell'anno, nel corso del 2018 tale componente aveva fornito un contributo anche più importante alla riduzione delle emissioni del settore (-6% in media rispetto al 2017), per effetto della ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017.

- Infine l'intensità carbonica della produzione termica, espressa in gCO₂ per kilowattora prodotto, risulta in forte calo nel trimestre in esame (-6% rispetto allo stesso periodo del 2018), contribuendo a gran parte della riduzione delle emissioni del settore. Nel corso dei primi tre mesi del 2019, infatti, i consumi di gas per la generazione elettrica sono cresciuti del 10% in termini tendenziali, dopo il calo dello scorso anno (-8% sul 2017). A contribuire in maniera non trascurabile è stato poi il perdurare della contrazione della produzione da combustibili solidi e da prodotti petroliferi (secondo i dati MiSE i consumi di raffinerie per produzione elettrica e termica ed i consumi di olio combustibile per la termo-

elettrica sarebbero complessivamente in calo di circa l'8% in termini tendenziali, dati in tonnellate).

Come emerge dalla Figura 3.4, dopo che nel corso dello scorso anno tale componente non aveva di fatto contribuito alla forte riduzione registrata per il settore della generazione (-8% rispetto al 2017), nel corso dei primi tre mesi del 2019 il parco termoelettrico italiano sembra aver ripreso il percorso di decarbonizzazione osservato nel corso del biennio 2016-2017, quando si erano registrate riduzioni medie di circa il 6% (in termini tendenziali)'.

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

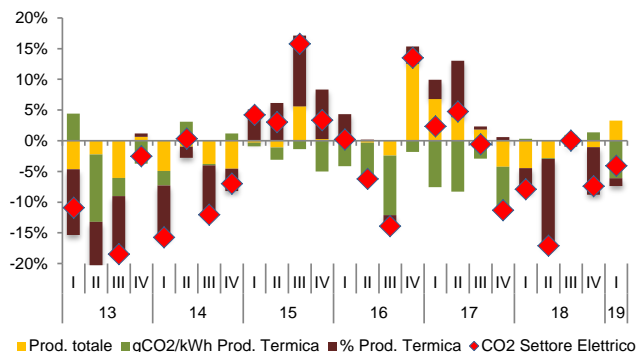


Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)

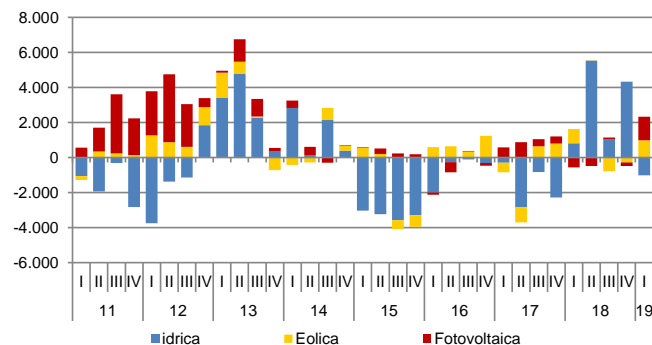
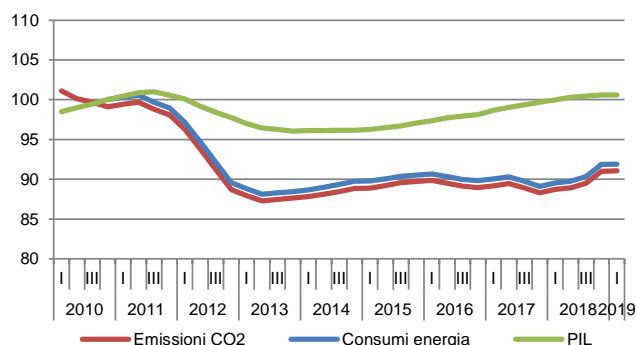


Figura 3.6 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Stabili le emissioni del settore trasporti nei primi tre mesi del 2019, in linea con l'andamento di consumi e PIL

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 le emissioni di CO₂ del settore dei trasporti sono stimate sostanzialmente in linea con i livelli dello stesso periodo dell'anno precedente. Come emerge dalla **Figura 3.6**, l'andamento delle emissioni anche nel trimestre in esame è in linea con quello dei consumi energetici del settore.

Nei primi tre mesi dell'anno consumi ed emissioni risultano inoltre evolvere allo stesso ritmo del PIL, ciascuno sui livelli dello stesso periodo dell'anno precedente, diversamente da quanto invece stimato per il 2018, quando a fronte di un aumento del PIL dell'1%, i consumi del settore erano aumentati di tre. Tuttavia, come detto, buona parte dell'incremento dei consumi del settore dello scorso anno era da imputare a fattori di natura statistica.

Allargando lo sguardo ad un orizzonte di più lungo periodo, si rileva un lieve disaccoppiamento tra andamento di consumi ed emissioni e quello del PIL, sebbene a fasi alterne. La **Figura 3.6** mostra infatti come, oltre che negli anni di piena 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 (in media quasi +1,5% in termini tendenziali).

Forte peggioramento delle emissioni specifiche di CO₂ delle nuove autovetture, in media 120 gCO₂/km (+7% rispetto al dato del I trimestre 2018)

Nei primi tre mesi dell'anno in corso si registra un deciso peggioramento delle emissioni delle autovetture di nuova immatricolazione, in media pari a 120,7 gCO₂/km, +7% rispetto allo stesso periodo del 2018 (112,9 gCO₂/km).

Tale risultato, confermato dai dati UNRAE aggiornati a maggio 2019, è in linea con quanto osservato nel corso dell'ultimo trimestre del 2018 (+5% rispetto ai valori di un anno prima).

Come emerge dalla **Figura 3.7**, si interrompe quindi il lungo periodo di riduzioni che aveva portato le emissioni medie del nuovo immatricolato dai 118 gCO₂/km di inizio 2014 ai 112 della prima metà del 2018 (in media oltre l'1% anno di riduzione). I risultati degli ultimi due trimestri rendono quindi ancora più sfidante il raggiungimento del target di 95 CO₂/km del 2021, e più in generale la decarbonizzazione del settore dei trasporti, alla luce anche del basso tasso di rinnovo del parco veicolare.

Nel corso del I trimestre 2019, infatti, il mercato dell'auto ha subito un nuovo deciso calo, -6,4% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente (37 mila vetture in meno, dati ANFIA), per i bassi livelli di vendite di gennaio (-7%) e marzo (-9%). Tale risultato conferma quindi la contrazione del mercato dell'auto già osservata nel corso di tutto il 2018 (-3% rispetto al 2017), in particolare nella seconda metà dell'anno (-5% rispetto al II semestre 2017). I dati più recenti relativi ai mesi di aprile (+1,7%) e maggio (-1%) ridimensionano in parte l'entità della riduzione delle vendite: in termini cumulati tra gennaio-maggio 2019 le vendite sono infatti in calo del 3,8% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Riguardo alla composizione delle nuove immatricolazioni (**Figura 3.8**), nel I trimestre 2019 si segnala il perdurare della crisi del diesel, in calo del 25% rispetto allo scorso anno (oltre 80 mila vetture in meno), come confermato dai dati più recenti di maggio (nei primi cinque mesi -24%). Prosegue invece l'aumento delle vendite di autovetture a benzina, quasi 231 mila vetture nuove, 40 mila in più rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (+21%). Come emerge dalla **Figura 3.8**, già nel corso dell'ultimo trimestre del 2018 le nuove immatricolazioni di auto a benzina erano esplose, +30% rispetto ad un anno prima (39 mila vetture in più).

Anche in questo caso i dati di aprile e maggio confermano la crescita delle vendite di auto a benzina (+24% nei primi cinque mesi). In riferimento al dato cumulato del periodo gennaio-maggio 2019, le vendite di auto a benzina hanno superato in volume quelle a diesel (oltre 6 mila unità in più): nello stesso periodo dell'anno scorso le nuove immatricolazioni di auto diesel superavano addirittura del 60% quelle a benzina (+190 mila vetture).

Nel I trimestre 2019 risultano invece in calo del 10% le vendite di autovetture bifuel (GPL e metano), in linea con la riduzione anche più sostenuta dell'ultimo trimestre del 2018 (-15% la variazione tendenziale). Nel dettaglio, a fronte di un incremento delle immatricolazioni di vetture a GPL (+3% rispetto ai livelli dello scorso anno), si registra un calo importante di quelle a metano, di fatto dimezzate rispetto ai livelli del I trimestre dello scorso anno (da 12 mila a 6 mila). La contrazione del mercato del metano, in linea con quanto osservato nel corso dell'ultimo trimestre del 2018, è inoltre confermato dai dati del mese di maggio: -38% nei primi cinque mesi del 2019 la variazione tendenziale.

Prosegue invece il trend di crescita del mercato di auto ibride, 28 mila immatricolazioni nei primi tre mesi dell'anno, il 33% in più rispetto allo stesso periodo del 2018 (confermato dai dati aggiornati a maggio), in linea con la crescita registrata nel corso di tutto il 2018 (+30% sul 2017).

Nel I trimestre 2019 in aumento anche le immatricolazioni di autovetture elettriche, +25% la variazione tendenziale. Per effetto dei risultati dei mesi di aprile e maggio (circa 1.200 vetture nuove in ciascun mese), il numero di nuove auto elettriche immatricolate nei primi cinque mesi del 2019 ha superato le 3.500 unità, raddoppiando di fatto i livelli dello stesso periodo del 2018. In termini di quote di mercato, complessivamente le immatricolazioni di vetture ibride ed elettriche nei primi cinque mesi del 2019 hanno rappresentato il 5,5% del totale (tre anni fa erano circa il 2%).

In termini di vendite per segmento, prosegue l'aumento delle nuove immatricolazioni di SUV (+4,3% nel I trimestre, +6,3% nei primi cinque mesi), anche se a ritmi meno sostenuti di quanto osservato nel 2018 (+18,5% rispetto al 2017).

Figura 3.7 - Numero di nuove immatricolazioni auto (media ultimi 4 trim.) ed emissioni medie di CO₂ (gCO₂/km, asse dx)

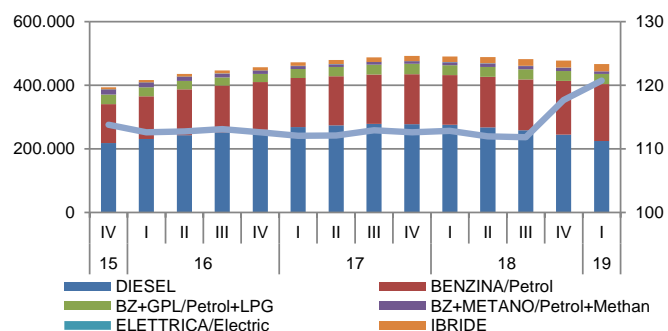
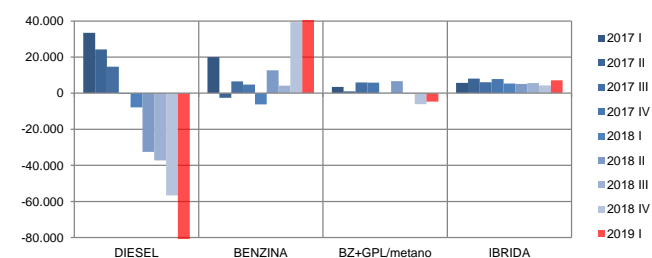


Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)



Il calo delle emissioni del I trimestre 2019 da ricercare nella riduzione dell'intensità energetica del PIL e nel ridimensionamento della spinta positiva di PIL e fossili

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 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).

Dopo i livelli massimi raggiunti a fine 2017 (+1% di variazione media annua), i primi tre mesi del 2019 confermano il trend di contrazione osservato per tutto il 2018, arrivando ad una riduzione media annua dell' 1%.

Dalla Figura 3.9 emerge come, a partire dalla seconda metà del 2018, la spinta alla riduzione delle emissioni abbia più che compensato quella opposta positiva, portando le variazioni medie annue su valori negativi.

In termini di componenti, i primi tre mesi del 2019 confermano la spinta all' aumento delle emissioni proveniente dal PIL pro-capite (+1,2%), sebbene l' impulso risulti meno marcato di quanto registrato nel corso del precedente anno e mezzo (+1,4%), dato il recente rallentamento dell' economia italiana.

Prosegue invece la spinta negativa proveniente dall' intensità energetica del PIL (-1%), più sostenuta rispetto a quella fornita a partire dalla seconda metà del 2017 (-0,8% in media), ma ancora molto inferiore al -2% medio del triennio 2014-2016.

Spinta alla riduzione delle emissioni proviene inoltre dalla componente intensità carbonica delle fonti fossili (stabile sul -1% dalla seconda metà del 2017), per il minor ricorso a carbone e petrolio.

Infine nel trimestre in esame risulta sostanzialmente neutrale l' impulso che proviene dalla quota di fonti fossili sull' energia primaria, dopo che nel corso del precedente biennio 2017-18 aveva contribuito all' aumento delle emissioni (in media +1% nel periodo) data la ripresa del gas nella termoelettrica per le minori importazioni e la scarsa idraulicità che avevano caratterizzato quegli anni.

Complessivamente il risultato del I trimestre 2019 è quindi da ricercare da un lato nel ridimensionamento della spinta positiva proveniente dalle componenti PIL pro capite (per rallentamento dell' economia) e fossili/primaria (per la ripresa di FER e importazioni), dall' altro nella riduzione dell' intensità energetica del PIL.

Azzerando il contributo della pur modesta crescita economica del I trimestre 2019, la variazione media annua delle emissioni (sempre calcolata sui tre anni precedenti) risulterebbe in riduzione di circa il 2,3% invece che dell' 1% "effettivo". Così come rilevato per l' ultimo trimestre del 2018, il motivo di tale divario è da ricercare nell' importante riduzione dalla componente intensità energetica del PIL, imputabile tuttavia principalmente a fattori di natura climatica: l' ultimo inverno, mediamente più mite del precedente, ha infatti favorito la riduzione della domanda di energia nel settore civile per la climatizzazione invernale (si veda par. 2.2).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.10), il ritorno alle forti riduzioni delle emissioni di CO₂ registrate nel triennio 2013-2015 (quasi -3,5% in media) pare pertanto problematico in assenza di deciso processo di disaccoppiamento tra economia ed energia (tramite forte riduzione della domanda di energia nei settori di impiego finale), ed energia ed emissioni (accelerazione della penetrazione delle rinnovabili).

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

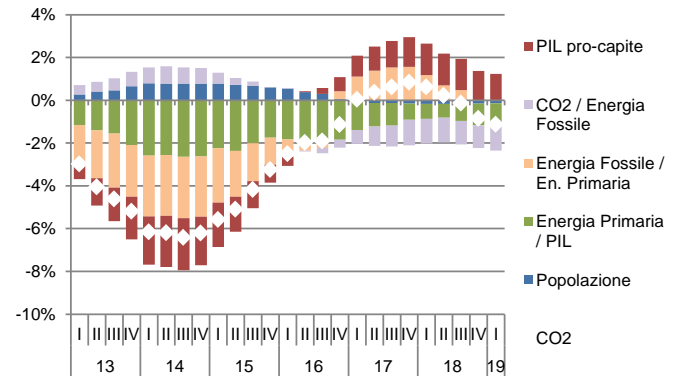
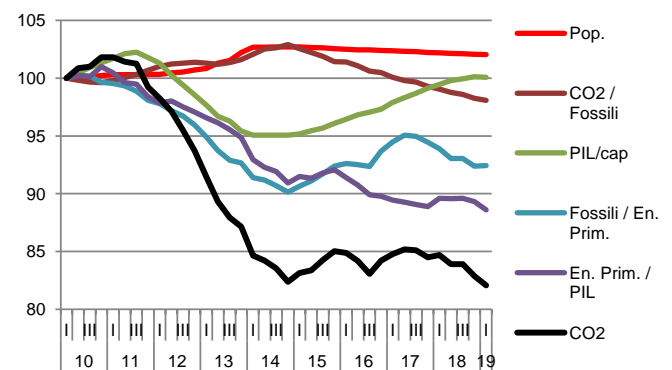


Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e sue componenti (2010=100)



Nei primi tre mesi 2019 la nuova potenza di impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici è complessivamente in aumento (+4% la variazione tendenziale)

Secondo le elaborazioni su dati ANIE, la nuova potenza eolica, fotovoltaica e idroelettrica connessa nei primi tre mesi dell'anno è stata complessivamente pari a 145 MW, superiore del 4% rispetto a quanto registrato nello stesso periodo dell'anno precedente.

Nel dettaglio le nuove installazioni di impianti solari, nel I trimestre pari a 106 MW, risultano in aumento del 18% rispetto allo stesso periodo di un anno fa. Allo stesso modo la nuova potenza di impianti eolici (31 MW nel trimestre in esame), è in crescita rispetto ai livelli dei primi tre mesi del 2018 (+21%). Risulta invece significativamente inferiore rispetto alle installazioni di inizio 2018 la nuova potenza idroelettrica, con 8 MW nel trimestre in esame (-65%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 3.11) si rileva come da inizio 2014 la nuova capacità connessa di impianti FER sia stata complessivamente pari a 4,3 GW (circa 830 MW l'anno). Di questi circa la metà (2 GW) sono impianti solari, il 40% (1,7 GW) eolici, il restante 12% di nuova potenza idroelettrica.

Nella Figura 3.12 si riporta il dato del I trimestre 2019 confrontato con i livelli medi trimestrali di nuova capacità connessa nei precedenti cinque anni. Ne emerge come, rispetto al dato medio trimestrale del periodo 2014-2018 (circa 97 MW), il risultato del solare fotovoltaico nel I trimestre 2019 resti positivo, circa 9 MW in più (+ 9%).

La nuova capacità eolica connessa nel corso del I trimestre 2019 risulta invece nettamente inferiore (-64%) rispetto alla media trimestrale degli ultimi cinque anni (86 MW), così come per l'idroelettrico, -68% rispetto alla media trimestrale degli ultimi cinque anni (27 MW/trimestre).

In una ottica di più ampio respiro si evidenzia quindi come i dati relativi alla nuova capacità da FER, solare ed eolico in particolare, rendano ambizioso il raggiungimento degli obiettivi al 2030, che richiederebbe ritmi significativamente più sostenuti di quanto registrato nel corso degli ultimi 5 anni (circa 0,4 GW/anno sia per fotovoltaico che eolico), stimabili in circa 4-5 GW/anno (vedi G.B. Zorzoli, *Energia* 4/2018).

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

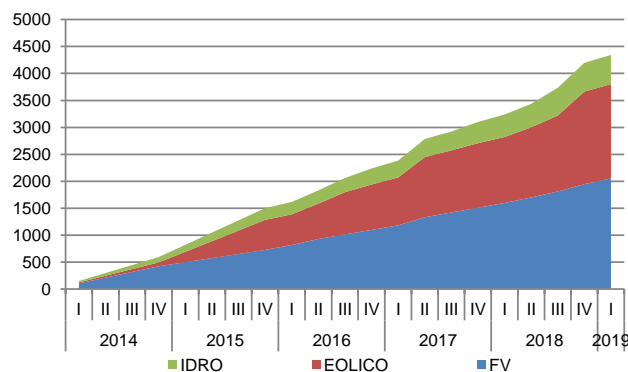
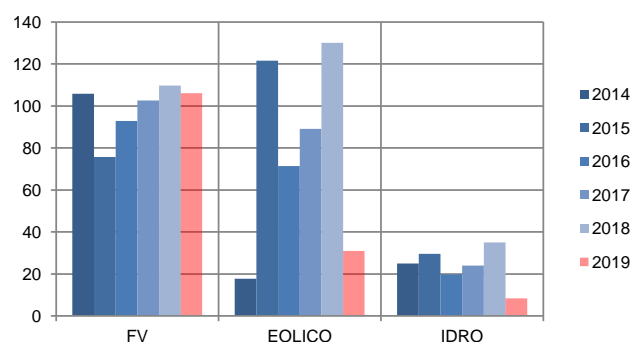


Figura 3.12 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi trimestrali, MW)

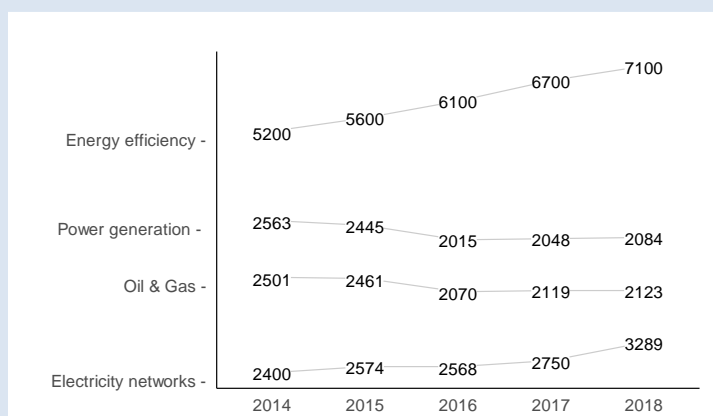


FOCUS: Investimenti in Italia nel settore energetico

Alessandro Zini, Maria Cristina Tommasino

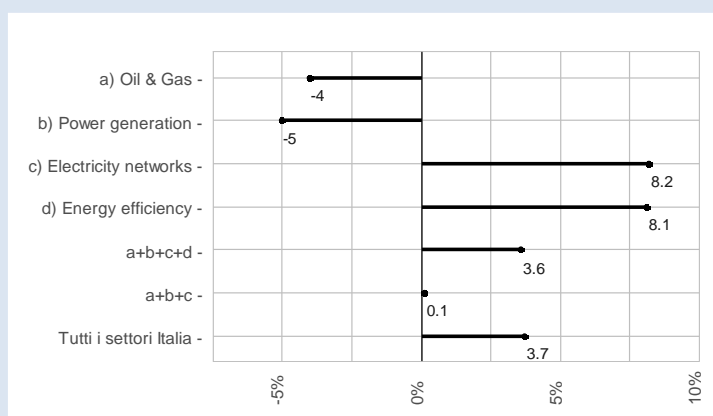
Secondo una stima preliminare ENEA, riferita a un sottoinsieme degli investimenti complessivi del settore¹, nel 2018 il dato relativo agli investimenti energetici italiani ammonta a circa 7,5 miliardi di euro. Se a questi si aggiungono gli investimenti in efficienza energetica il totale stimato arriva a circa 14,6 miliardi di euro. Nel quinquennio 2014-2018 gli investimenti nel comparto energia sono cresciuti ad un tasso medio annuo del 3,6%, perfettamente in linea con la dinamica degli investimenti fissi lordi per l'intera economia italiana (Figura 3.13). Nel complesso, l'andamento degli ultimi due anni si è mantenuto molto positivo, con un tasso di crescita intorno al 7% (Tabella 1), dato questo superiore a quello relativo all'intera economia (4,3% e 3,4%, rispettivamente nel 2017 e nel 2018, Tabella 1). Se tuttavia si guarda ai principali aggregati del comparto energetico il quadro appare meno ottimistico come mostrato nella figura seguente che riporta il valore monetario a prezzi correnti degli investimenti tecnici per ciascun comparto energetico.

Figura 3.13 - Andamento degli investimenti sul territorio nazionale nel comparto energetico (milioni €)



Il dato più evidente è quella della crescita lineare degli investimenti in efficienza energetica, che ammontano nel 2018 a 7,1 miliardi di euro, arrivando a coprire oltre il 50% di quelli nell'intero comparto. Se la crescita media annua per l'intero comparto energetico nel 2014-2018 è stata del 3,6%, senza gli investimenti in efficienza energetica sarebbe pari ad un modesto +0,1%. Positivo è il dato relativo alle infrastrutture elettriche, con un marcato aumento nel 2018 (circa 3,3 miliardi di euro) pari al 19% rispetto al 2017. Nel settore della generazione elettrica si assiste ad una lieve ripresa negli ultimi due anni, con aumenti tra 1,6% e 1,8% (Tabella 1). In questo settore gli investimenti in fonti rinnovabili si mantengono tuttavia stazionari, su valori molto lontani da quelli degli anni 2010-2013, pur tenendo conto delle forti riduzioni dei costi unitari registrate negli ultimi anni e considerando l'incremento degli investimenti nel 2018 per il settore eolico e fotovoltaico.

Figura 3.14 - Tasso di variazione medio annuo degli investimenti sul territorio nazionale nel periodo 2014-2018



¹ Questa stima dovrebbe includere la parte maggioritaria degli investimenti del settore energetico considerando i principali attori del settore. I dati raccolti si riferiscono ai soli *investimenti tecnici* non includendo quelli finanziari.

Il settore dell' Oil & Gas negli ultimi due anni sembrerebbe aver fermato la discesa ed essersi stabilizzato, soprattutto per merito di investimenti nel downstream petrolifero, anche se complessivamente nel periodo 2014-2018 il tasso di decremento annuo è pari al 4% (Figura 3.14) Va tuttavia sottolineato come questo dato sia stato depurato del valore degli investimenti nell' upstream petrolifero, per mancanza di omogeneità statistica nella serie. L' impresa che opera nel comparto dell' energia, forse più di altre, si cimenta con un ambiente turbolento. Le fluttuazioni dei prezzi delle materie prime, l' indeterminatezza della domanda, anche a breve termine, e dello stesso approvvigionamento delle risorse non rinnovabili, rendono la progettazione dell' investimento una fase particolarmente critica del processo decisionale.

In particolare, l' incertezza geopolitica dell' ultimo anno potrebbe aver pesato sulle decisioni d' investimento (vedi ad esempio, Enel, Relazione finanziaria 2018, pag. 13). Le condizioni macroeconomiche al contorno hanno costituito un altro importante fattore per le decisioni d' investimento in questo comparto. Se si guarda al peso degli investimenti energetici sul totale degli investimenti fissi lordi negli ultimi cinque anni, il valore rimane sostanzialmente stabile, tra il 4,3% e il 4,6%, evidente segno che la loro dinamica non può dirsi sganciata da quella macroeconomica. In generale, come segnalato dall' ISTAT (Previsioni – Le prospettive per l' economia italiana, 22 maggio 2019), il processo di accumulazione del capitale per l' economia italiana è in netto rallentamento a partire dal 2007.

In sintesi, per il paese l' analisi pone in luce un trend non dissimile da quello europeo, come sintetizzato dal rapporto IEA World Energy Investments 2019. Quest' ultimo evidenzia per il continente elementi sommariamente rintracciabili anche nella presente disamina per l' Italia, quali una tendenza alla diminuzione degli investimenti nel settore energia, eccezion fatta per quelli riconducibili ad interventi di efficienza energetica e il rallentamento della crescita in quelli per le energie rinnovabili. L' attuale ritmo di crescita degli investimenti potrebbe non essere sufficiente a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, alla luce degli accordi di Parigi, e di sicurezza degli approvvigionamenti.

Tabella 1 - Tasso di variazione annua degli investimenti per i principali aggregati

	2015	2016	2017	2018
Oil & Gas *	-1,6%	-15,9%	2,4%	0,2%
Power generation	-4,6%	-17,6%	1,6%	1,8%
Electricity networks (incl. battery storage)	7,3%	-0,2%	7,1%	19,6%
Totale comparto energia, al netto di quelli in efficienza energetica	0,2%	-11,1%	4,0%	8,4%
Energy efficiency	7,7%	8,9%	9,8%	6,0%
Totale comparto energia	3,3%	-2,5%	6,8%	7,2%
Investimenti fissi lordi economia italiana (ISTAT)	3,1%	3,5%	4,3%	3,4%

4. Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Prosegue l' aumento della quota di produzione non OPEC, evoluzione del mercato favorevole ai Paesi consumatori

Al netto delle altalenanti tensioni legate ai fattori geopolitici nel complesso il mercato petrolifero globale sembra continuare ad evolvere in una direzione favorevole ai Paesi consumatori, tanto che l' ultimo Oil Market Report della IEA si è sbilanciato a definire lungo il mercato e a prevedere prezzi bassi anche nel 2020, perché la produzione non OPEC ha margini di crescita tali da soddisfare qualsiasi livello verosimile di domanda e supplire ai cali produttivi di Iran e Venezuela, come anche ai tagli del Paesi OPEC+. Il quadro è dunque tale da determinare nel breve periodo conseguenze positive sull' economia dei Paesi consumatori e negative per gli investimenti in nuova capacità da parte dei Paesi produttori.

Insieme ad un mercato in eccesso di offerta è inoltre in aumento la distribuzione della produzione tra le diverse aree. Dopo il forte incremento del 2018 (+2,5 Mbbbl/g, pari al +10%), la produzione dei Paesi OECD è prevista aumentare ancora in modo rilevante nell' anno in corso (+1,5 Mbbbl/g, +6%), sostenuta dalla produzione statunitense 2019, che dai 13,3 Mbbbl/g del 2017 è arrivata a una media di 15,5 Mbbbl/g nel 2018 e dovrebbe salire a oltre 17 Mbbbl/g nel 2020 (NB: questi dati includono la produzione di GNL). Sono inoltre previsti aumenti significativi della produzione in Brasile e Norvegia.

Solo nell' ultimo anno la produzione dei Paesi OECD ha dunque guadagnato quasi due punti percentuali del mix globale (Figura 4.1). Un ulteriore punto e mezzo è atteso nel 2019 e ancora nel 2020, fino ad avvicinarsi dunque alla soglia del 30% del mix. Nella visione della IEA un trend opposto è invece previsto per la produzione dei Paesi OPEC, che nel 2018 ha invece perso un punto percentuale, e più di un altro punto dovrebbe perdere nel 2019.

In Italia in forte aumento le importazioni di greggio africano, gas libico sui massimi dal 2013. Iraq primo fornitore

In Italia le importazioni nette sono risultate in calo tendenziale per il quinto trimestre consecutivo (Figura 4.2). Nel 2018 i cali erano spiegati dalla ripresa della produzione interna rispetto al 2017. Nell' ultimo trimestre le importazioni nette di greggio si sono attestate a 14,4 Mt (-700 kt, -5% rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente), in corrispondenza di un calo dei consumi di circa 250 kt e della continuazione dei cali delle lavorazioni di greggio delle raffinerie.

In termini di provenienze lo scenario internazionale si riflette anche in Italia, dove l' embargo USA sul petrolio iraniano ha dapprima ridotto le importazioni dall' Iran nel corso del 2018, poi azzerate a partire da novembre. Sono invece salite le importazioni dall' Iraq, che nel I trimestre 2019 è divenuto il primo fornitore italiano con il 25% del totale. Il peso degli arrivi dall' area del Medio Oriente si è dunque ridotto, passando dal 39% del I trimestre 2018 al 33% di quest' anno, anche perché è calato anche il contributo dell' Arabia Saudita.

A salire è invece soprattutto il petrolio africano, con la Libia che raggiunge il 13%, massimo dal 2013, e l' insieme degli altri Paesi africani (Nigeria, Algeria, Angola e altri, pressoché tutti OPEC con l' eccezione dell' Egitto), che arriva al 17%, massimi da tre anni.

È stabile al 24% la quota di greggio proveniente dalle regioni dell' Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), con l' Azerbaijan che ha dunque perso il primato di primo Paese fornitore di greggio per l' Italia, mentre il greggio russo presenta un nuovo calo tendenziale e si colloca al di sotto del 6% del mix, sui minimi del decennio, nonostante la produzione russa sia ai massimi storici.

Infine, il petrolio americano continua a rappresentare una quota relativamente ridotta dei volumi importati (meno del 5% del mix).

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per 2019 e 2020, quote % sul totale)

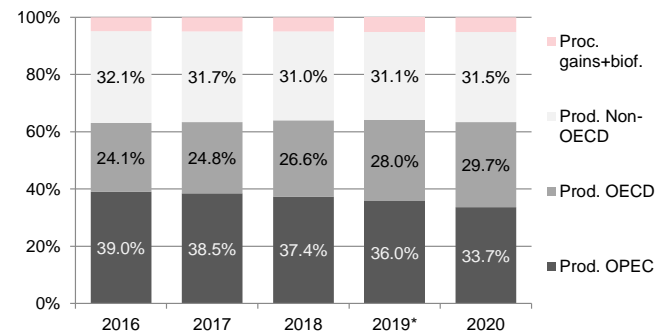


Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx)

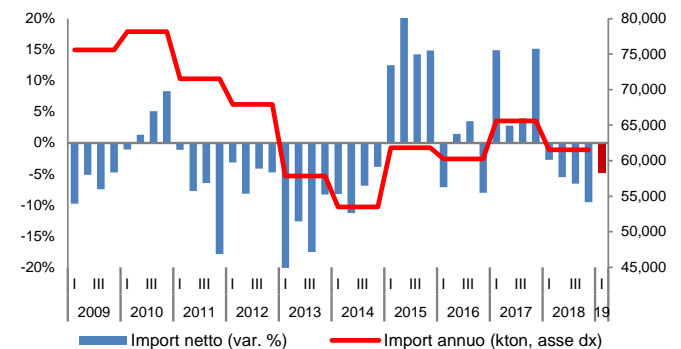
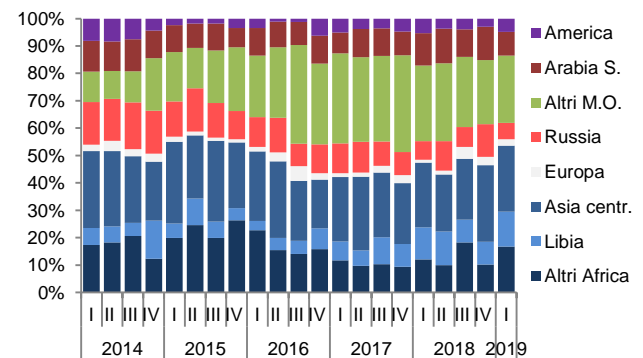


Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



Ancora un calo per la produzione interna di greggio

Nel I trimestre dell' anno è tornata in forte calo la produzione interna di greggio, che ha perso più di 100 kt (-9%) rispetto a un anno prima (Figura 4.4). Si tratta ancora una volta di un dato in controtendenza con quanto avviene nel resto d' Europa. Nell' insieme dell' UE la produzione di greggio è aumentata nel I trimestre di un notevole 8%, grazie al quinto forte aumento consecutivo su base trimestrale della produzione britannica (che rappresenta circa i 2/3 della produzione europea). Quest' ultima nel corso del 2018 era infatti già aumentata di più del 10%, tornando su base trimestrale a quasi 13 Mt (laddove cinque anni fa era al di sotto di 10 Mt). Nonostante il calo produttivo in Italia sono comunque in riduzione le importazioni nette, grazie al significativo calo delle lavorazioni delle raffinerie (-8%).

Margini in calo sostanziale, in particolare nell' area del Mediterraneo (-43%)

Nel I trimestre 2019 i margini di raffinazione sono risultati in calo in particolare nell' area del Mediterraneo e in misura contenuta per le raffinerie della Costa del Golfo degli Stati Uniti, mentre sono risultati mediamente in ripresa nel Nord Europa (Figura 4.5).

Dietro a questi andamenti vi sono fattori strutturali che caratterizzano lo scenario del mercato del petrolio già dalla seconda metà dell' anno scorso, incidendo in modo significativo sui margini di raffinazione, e di riflesso sull' utilizzo degli impianti e sul greggio passato in lavorazione.

Il primo driver della fase in corso è la contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e greggi leggeri. Il differenziale tra Brent e Dubai, pur in risalita tra aprile e maggio, ha oscillato nel I trimestre intorno allo zero (Figura 4.6), laddove nella prima metà del 2018 era al di sopra dei 3 \$/bbl, mentre il greggio Ural si è perfino portato a premio sul Brent. La ragione sta nel calo dell' offerta di greggi heavy ad alto tenore di zolfo sul mercato globale, penalizzata dalla combinazione dei tagli alla produzione in Iran e in Venezuela e della riduzione di quella canadese, tutte produzioni di greggi heavy sour (Figura 4.7). Questa modifica dei rapporti tra diverse tipologie di greggio ha penalizzato in particolare le raffinerie più complesse, con elevata capacità di conversione, indotte dallo scenario di mercato a ridurre le lavorazioni.

Altro driver dell' attuale fase della raffinazione è la persistente situazione di oversupply di distillati leggeri sul mercato globale, provocata dal livello record di attività delle raffinerie USA, che utilizzando greggi leggeri hanno massimizzato le rese di benzina. A questo si aggiunge una previsione di crescita della domanda al tasso più basso dal 2011. All' opposto la robusta domanda globale di gasolio per il trasporto merci e per usi industriali e riscaldamento ne ha invece sostenuto i prezzi, che continuano a rimanere al di sopra di quelli della benzina. La conseguenza è che il crack spread della benzina (cioè la differenza tra valore del prodotto raffinato e il costo del greggio), pur in leggera ripresa tra febbraio e marzo, è rimasto nel trimestre su valori pari a circa 1/3 di quelli di un anno fa (2,6 \$/bbl contro 8,7). Nel I trimestre 2019 il crack spread del diesel si è invece collocato sui valori massimi degli ultimi 4 anni, a circa 15 \$/bbl (contro i 12 \$/bbl del I trimestre 2018).

La risultante di questi fattori è che 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) si è attestato nel I trimestre dell' anno in corso a solo 1,1 \$/bbl, in calo del 35% rispetto a un anno fa. Restano ancora lontani i valori negativi del 2013-2014 ma si tratta comunque del sesto calo tendenziale consecutivo, con valori che nell' ultimo semestre sono pari a 1/3 di quelli medi degli anni 2015-2017 (quando erano stati uguali o superiori ai 3 \$/bbl).

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

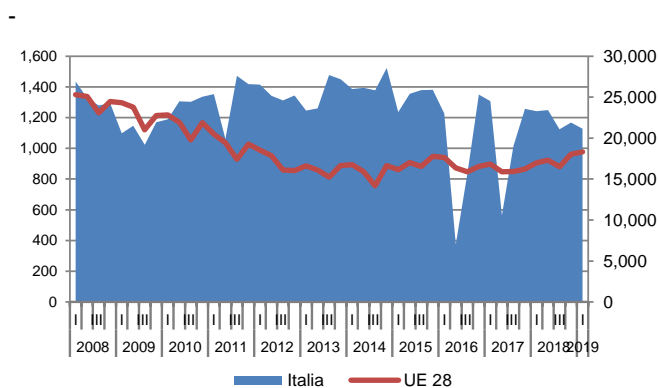


Figura 4.5 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

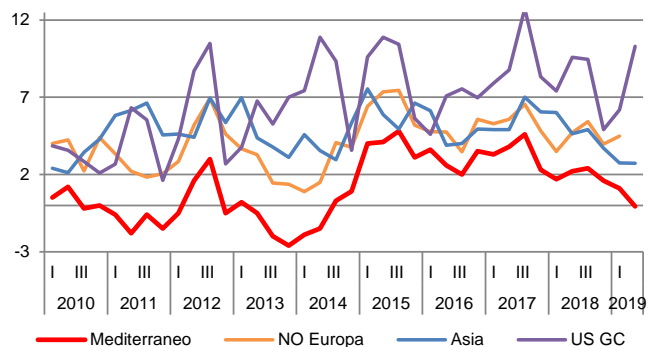
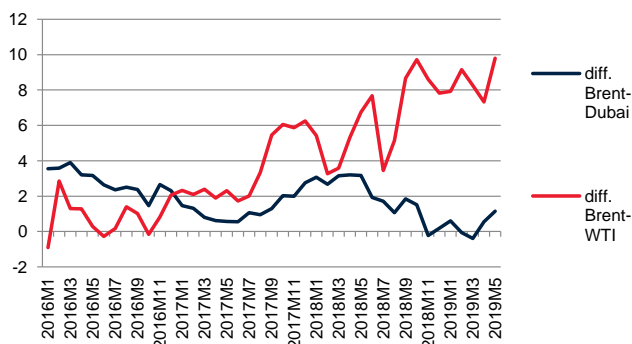


Figura 4.6 - Differenziale tra i greggi Brent e WTI e tra Brent e Dubai (\$/bbl)



Sono invece migliorati i margini nell' area del Nord Europa, che restano sui valori degli ultimi tre anni, mentre per le raffinerie della Costa del Golfo USA il calo del I trimestre è già stato seguito da un nuovo miglioramento nei mesi successivi. In ogni caso i margini delle raffinerie statunitensi continuano a collocarsi ben al di sopra dei margini europei, grazie alla loro elevata complessità e la disponibilità di greggio a sconto rispetto al Brent (Figura 4.6).

Utilizzo degli impianti in forte calo in Italia, unico caso tra i principali Paesi UE

I margini di raffinazione effettivi dichiarati dai due principali gruppi italiani, ENI e Saras, si sono collocati nel I trimestre dell' anno ben al di sopra del Benchmark "EMC" (il margine indicatore Eni si è attestato a 3,4 \$/bbl, quello Saras a 2,5 \$/bbl), ma le condizioni di mercato hanno evidentemente influito sull' utilizzo degli impianti in Italia, che nel trimestre ha presentato un calo significativo (-8%, quarto consecutivo su base trimestrale), per di più anomalo nel contesto dei cinque principali Paesi UE (Figura 4.7).

Nel trimestre il tasso di utilizzo degli impianti (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) è sceso in Italia al 72%, valori che non si registravano dall' inizio del 2016. In tutti gli altri principali Paesi UE l' utilizzo degli impianti è cresciuto o rimasto costante, come anche nella media dell' Europa OCSE. In tre degli altri quattro principali Paesi l' utilizzo medio si è collocato nel trimestre al di sopra del 90%, con la Spagna che si conferma il paese con il più alto tasso di utilizzo, al 95% della capacità.

In una prospettiva di breve periodo il rallentamento della domanda globale di prodotti non costituisce una premessa di miglioramenti. A questo si aggiunge la prevista entrata in funzione di nuova capacità, ben superiore alla crescita attesa della domanda, e gli effetti dei nuovi vincoli IMO sul massimo contenuto di zolfo dei combustibili marini, che potrebbe portare ad un aumento della domanda di distillati medi.

Lavorazioni di greggio in calo in tutta Europe tranne che in Spagna

Le lavorazioni di greggio hanno seguito il tasso di utilizzo degli impianti, con un calo in particolare in Italia, dove si sono ridotte dell' 8%, anche in concomitanza con una dei consumi di prodotti petroliferi (vedi cap. 2.2). La diminuzione delle lavorazioni italiane è stata legata a fermate dovute a manutenzioni sia programmate anticipate per attenuare gli effetti del quadro poco favorevole.

Nel trimestre le raffinerie italiane hanno lavorato poco più di 15 Mt, 1,3 Mt in meno che nel primo trimestre 2018 (Figura 4.8). Su base trimestrale si tratta del livello più basso da cinque anni a questa parte (I trimestre 2014), nel periodo di margini negativi per l' area del Mediterraneo).

Le lavorazioni degli altri Paesi UE sono invece sostanzialmente invariate, con l' eccezione della Germania, dove si è registrato un calo del 7%, pur in presenza di un utilizzo degli impianti in marginale aumento, e della Gran Bretagna, dove invece si è registrato un rimarchevole aumento (+18% sul I trimestre 2018), evidentemente legato anche al balzo della produzione interna di greggio.

Prosegue la marcata riduzione delle esportazioni nette italiane

La fase non particolarmente favorevole del mercato ha determinato una nuova accentuazione della tendenza di lungo periodo al progressivo calo delle esportazioni nette italiane di prodotti petroliferi. Nel I trimestre del 2019 l' export netto italiano si è ridotto di quasi 700 kt rispetto a un anno prima, equivalenti a un calo del 23%. Le importazioni si sono ridotte di circa 400 kt (-10%), mentre le esportazioni sono scese di più di 1 Mt (-15%).

Il dato delle esportazioni nette italiane del I trimestre 2019 è il più basso degli ultimi dieci anni con l' unica eccezione del II trimestre 2014. Nel 2018 le nostre esportazioni avevano già subito un calo del 25%, perdendo quasi 4 milioni di tonnellate rispetto all' anno precedente.

In particolare, nel trimestre calano significativamente le esportazioni benzina, gasolio e distillati pesanti, mentre l' Italia è tornata ad essere esportatore netto di nafta, di cui si è contemporaneamente ridotto l' import e aumentato l' export, in corrispondenza del calo significativo della domanda della petrolchimica.

Figura 4.7 - Utilizzo impianti (%) in diverse aree geografiche

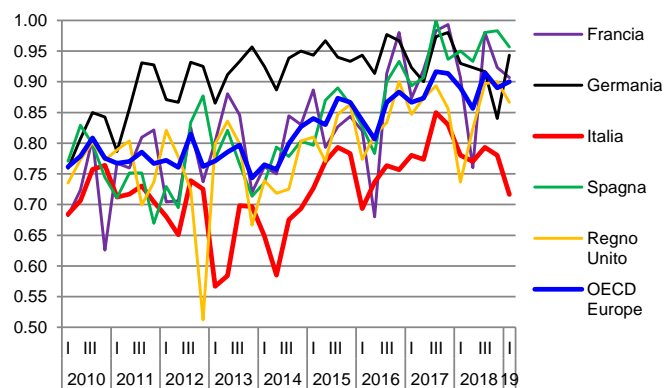


Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

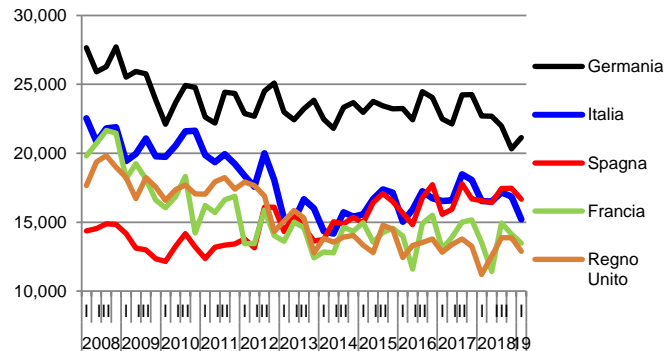
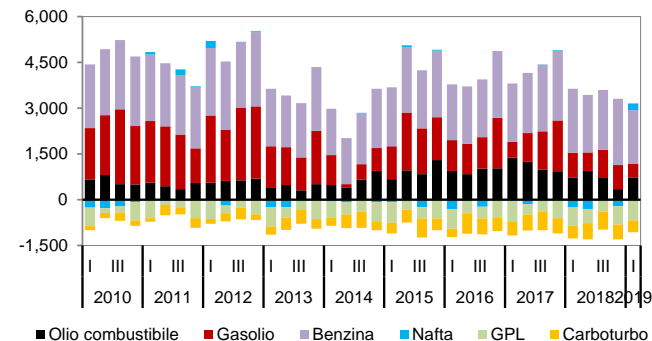


Figura 4.9 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)



Rapporto produzione/consumo di gasolio stabile sui minimi decennali, sale ai massimi quello della benzina

L' inizio del 2019 conferma la posizione dell' Italia come unico paese, tra i principali europei, con una produzione di gasolio che eccede i consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1). In tre di questi (Francia, Spagna e Gran Bretagna) si è verificato nel trimestre un aumento del rapporto in questione rispetto all' anno precedente, ma un modesto aumento si è verificato anche in Italia, dove il rapporto sembra da quattro trimestri stabilizzato su un intorno di 1,1. Forte nuovo calo si registra in Germania, dove evidentemente la riduzione della produzione di gasolio ha ecceduto il calo del consumo conseguente al calo della domanda di gasolio motori.

Anche nel caso della benzina la Germania presenta un trend differente da quello degli altri principali Paesi UE, essendo l' unico nel quale il rapporto produzione/consumo presenta una tendenza di lungo periodo alla diminuzione, tanto che negli ultimi trimestri è sceso al di sotto dell' unità.

Tutti gli altri Paesi europei sono invece accomunati da un rapporto produzione/consumo superiore all' unità, in molti casi in misura anche notevole.

In particolare, nel I trimestre dell' anno è notevole il forte balzo dell' eccesso di produzione italiano, che è arrivato a superare il 100% del consumo, segno di un crescente disallineamento tra le due variabili.

Figura 4.10 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

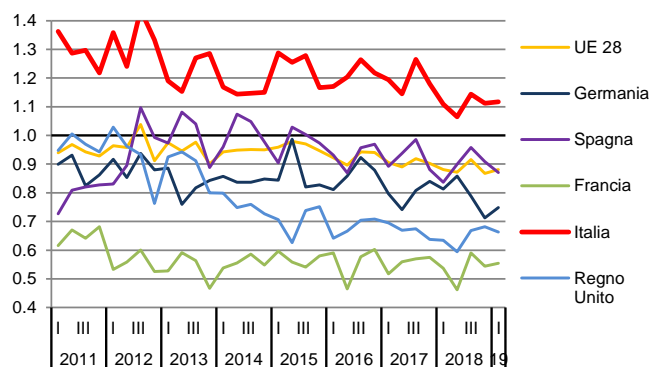
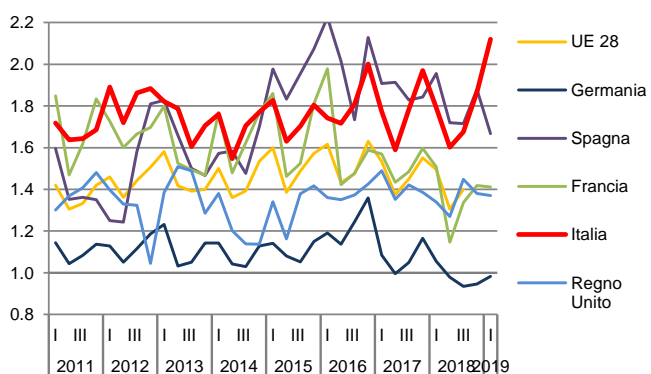


Figura 4.11 - Rapporto tra produzione e consumi di benzina



4.2 Sistema del gas naturale

Quarto calo trimestrale consecutivo dei consumi europei di gas

Nel I trimestre del 2019 i consumi di gas naturale dell' Unione Europea sono diminuiti del 3% circa rispetto allo stesso trimestre del 2018 (Figura 4.12), come risultato di un forte aumento a gennaio e forti diminuzioni a febbraio e marzo. Si tratta del quarto calo tendenziale consecutivo su base trimestrale. La domanda della generazione elettrica è rimasta sui livelli di un anno fa nei mesi di febbraio e marzo, mentre è risultata in notevole aumento invece a gennaio. Il nuovo calo dei consumi totali deriva dunque in primo luogo da un inverno complessivamente più mite del precedente e dal persistente rallentamento della crescita economica europea. Negli ultimi due trimestri la crescita tendenziale del PIL dell' UE28 è infatti scesa al +1,5%, il valore più basso dal 2013, cioè dalla fine dell' ultima recessione, per di più con un rallentamento particolarmente significativo nei due più importanti Paesi manifatturieri: la crescita media degli ultimi due trimestri è stata infatti dello 0,7% in Germania (era al 2,4% un anno prima), è stata pressoché nulla in Italia (un anno prima era al +1,6%). La domanda di gas nella termoelettrica, pur tornata a scendere nel 2018, era comunque rimasta nel corso dell' anno vicina ai livelli massimi quinquennali. Nei primi tre mesi del 2019 il ricorso al gas nella termoelettrica è invece tornato a collocarsi stabilmente sui massimi quinquennali (Figura 4.13), anche grazie al forte calo del prezzo del gas sui mercati continentali (v. cap. 2.1), sceso al di sotto del livello che favorisce lo switch carbone-gas. Quest' ultimo non è comunque l' unico fattore in gioco, perché la domanda della termoelettrica dipende anche dall' evoluzione della domanda elettrica, dalla generazione nucleare e dalla produzione da fonti rinnovabili. In ogni caso, se nella seconda parte del 2018 la redditività economica della generazione da carbone risultava intaccata solo parzialmente dalla combinazione di prezzi del gas e dei permessi di emissione (che restavano al di sotto del c.d. "switching price", vedi Analisi trimestrale n. 4/2018), il forte calo del prezzo del gas tra fine 2018 e inizio 2019 sembra aver riportato su un sentiero discendente l' uso del carbone nella termoelettrica (Figura 4.14).

Balzo delle importazioni di GNL in Europa, ai massimi storici, ma restano sui massimi le importazioni di gas russo

A fronte di una riduzione della domanda complessiva, le importazioni di gas in Europa sono invece risultate in marginale aumento tendenziale (+0,5%). A spiegare tale aumento vi è per un verso la continuazione del calo della produzione interna, che nel I trimestre 2019 ha perso altri due miliardi di m³ rispetto a un anno prima, dopo i 9 miliardi di m³ persi nel corso del 2018 (i limiti alla produzione del giacimento di Groningen hanno fatto sì che nel 2018 i Paesi Bassi siano divenuti per la prima volta paese importatore netto). Per un altro verso, rispetto a un anno fa vi è stato il ricorso molto inferiore ai prelievi dagli stoccaggi, che in effetti ad aprile 2019 hanno iniziato il periodo di iniezioni nette con un tasso di riempimento del 41%, contro il 21% di un anno prima.

Fattore chiave delle dinamiche suddette è il prezzo del gas agli hub europei, il cui calo ha accelerato nei primi mesi del 2019 e a maggio si è ormai avvicinato ai minimi decennali (del 2016), grazie a forti afflussi di GNL, che sul mercato asiatico trovano prezzi quasi allineati a quelli europei (Figura 4.15), a seguito della frenata della domanda asiatica che ha portato a un crollo dei prezzi sui mercati asiatici, dove non è al momento necessario attirare il gas naturale liquefatto.

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³) - variazione tendenziale e domanda annua (asse dx)

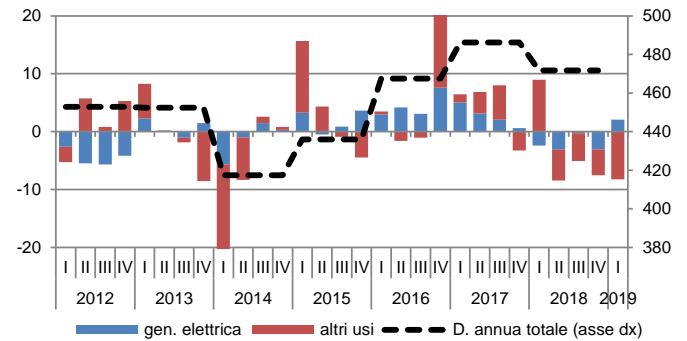


Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)

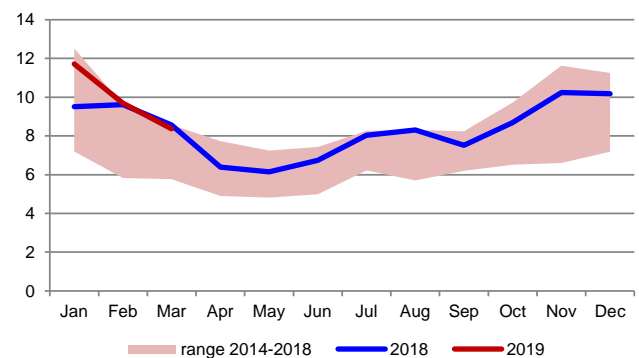


Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (var. tendenziale, ktep)

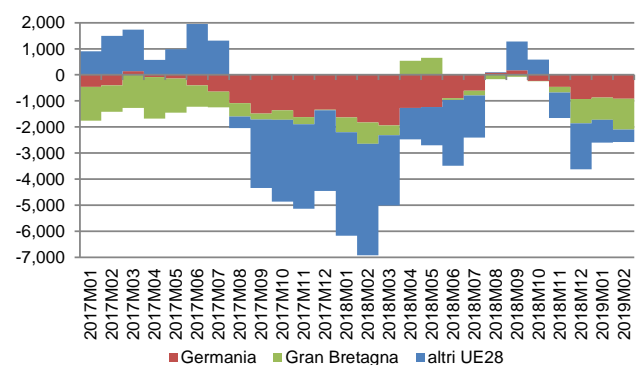
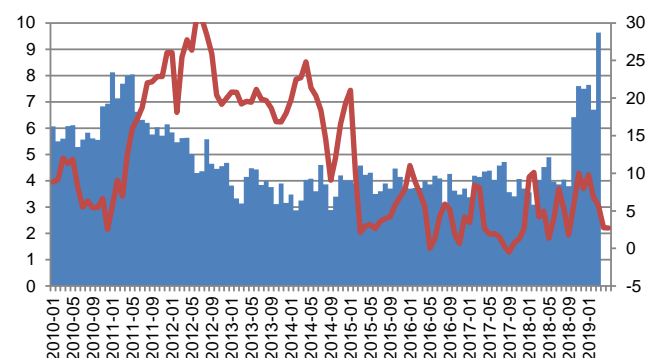


Figura 4.15 - Importazioni di GNL nell' UE28 (miliardi di m³, asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)



Le importazioni di GNL verso l' Europa, diminuite del 10% nei primi tre trimestri del 2018, quando il prezzo all' import in Giappone presentava premio medio di circa 5 €/MWh, hanno velocemente iniziato a salire a partire da ottobre, con il premio asiatico in progressiva erosione (Figura 4.15), tra domanda asiatica inferiore alle attese e aumento della capacità globale di GNL. I flussi di GNL verso l' Europa sono dunque raddoppiati nel IV trimestre 2018 (+92%, pari a +10 miliardi di metri³), più che raddoppiati nel I trimestre 2019 (+125%, pari a +13 miliardi di metri³). In particolare, è notevole come nella nuova situazione del mercato delineatasi a partire da ottobre 2018 siano cominciati ad arrivare in Europa flussi significativi di GNL dagli Stati Uniti (vedi cap. 2.1). Nel breve periodo resta però ora da verificare la competitività del GNL statunitense ai prezzi minimi raggiunti dal gas europeo nel II trimestre dell' anno in corso. Anche perché la competitività del gas russo si conferma forte anche in questo contesto di mercato: nonostante il livello record delle importazioni di GNL, al momento i flussi di gas russo non risultano intaccati, tanto che restano anch' essi sui massimi storici, grazie anche alla nuova capacità di esportazione di GNL. In effetti i dati disponibili mostrano come lo spread tra il prezzo del gas russo e il prezzo al TTF continui ad oscillare intorno allo zero. Questo anche se i contratti di lungo termine indicizzati al petrolio, che hanno ormai recepito l' aumento dei prezzi del petrolio registrati fino a ottobre, risultano ora fortemente penalizzanti rispetto al gas spot, a dimostrazione del fatto che parte rilevante del gas russo è ormai già legata ai prezzi spot.

In Italia domanda di gas in calo marginale nel trimestre

In Italia la domanda di gas naturale è risultata in contrazione tendenziale per il secondo trimestre consecutivo. Nel I trimestre 2019 la contrazione è stata però sostanzialmente inferiore a quella registrata nel IV trimestre 2018, perché a fronte di un calo pressoché identico della domanda delle reti di distribuzione (in entrambi i casi circa 1 miliardo di metri cubi in meno rispetto all' anno prima), i consumi della termoelettrica sono aumentati nell' ultimo trimestre di circa 600 milioni di metri³, laddove erano diminuiti di altrettanto nell' ultimo trimestre dell' anno passato. Al risultato dell' ultimo trimestre può aver contribuito la maggiore competitività garantita dai bassi prezzi del gas, ma come sempre in epoca recente la generazione elettrica da gas è strettamente legata a quella idroelettrica, che infatti nel trimestre ha conosciuto una notevole riduzione (dopo la forte ripresa registrata nel 2018). Inoltre, nel trimestre in questione ha anche avuto un ruolo di rilievo la significativa diminuzione delle importazioni di elettricità, che hanno reso necessaria una maggiore produzione interna (v. cap. 2.2)

Da ormai due anni i consumi mensili di gas della termoelettrica continuano comunque ad oscillare intorno alla media di lungo periodo (Figura 4.17). In prospettiva, il quadro potrebbe cambiare in direzione negativa nel caso di accelerazione della crescita delle installazioni di nuovi impianti di generazione da rinnovabili, in direzione negativa con la prevista accelerazione del *phase-out* del carbone (vedi ancora cap. 4.3).

Restano invece al di sopra della media di lungo periodo i consumi del settore industriale, il cui peso sul totale è peraltro più ridotto, che pure sono giunti al terzo trimestre consecutivo di (pur ridotte) variazioni negative, evidentemente penalizzati dalla fase di stagnazione dell' economia.

Figura 4.16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

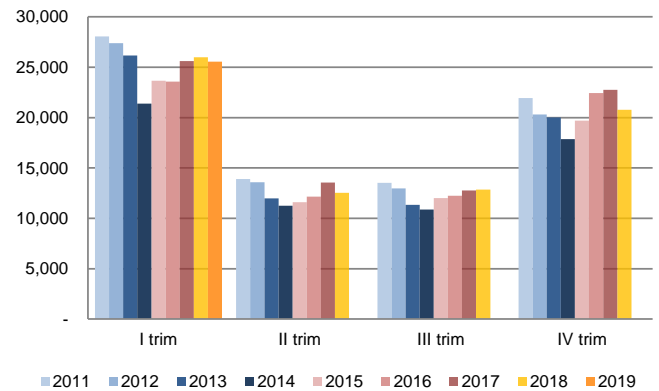
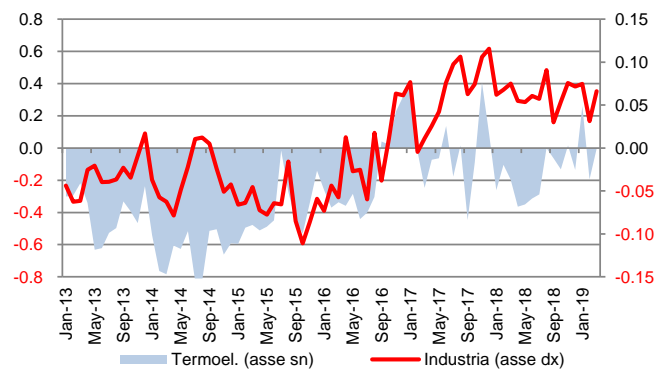


Figura 4.17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)



In Italia GNL ai massimi storici, torna in aumento il gas russo, ancora in calo il gas algerino

Dal lato dell' offerta, nel I trimestre del 2019 si è ridotta ancora la produzione interna (ben 100 milioni di m³ in meno rispetto a un anno fa, -8%), mentre sono aumentate le importazioni (+300 milioni di m³ in più di un anno fa), in controtendenza con la domanda, perché come nel resto d' Europa sono diminuiti i prelievi di gas in stoccaggio.

Relativamente alle provenienze del gas importato tornano alla crescita tendenziale le importazioni di gas russo (+5%), che avevano invece registrato una forte riduzione nell' ultimo trimestre del 2018, anno nel qual pure il gas russo era rimasto complessivamente poco al di sotto dei massimi storici. Come visto per l' Europa continentale, gli ultimi due trimestri hanno visto anche in Italia un balzo delle importazioni di GNL (Figura 4.18), cresciute del 95% (+1,6 miliardi di m³) rispetto al I trimestre 2018, dopo un incremento dell' 85% nel IV trimestre 2018 (+1,3 miliardi di m³). I dati delle importazioni di GNL in Italia negli ultimi due trimestri costituiscono due nuovi massimi storici consecutivi, nel I trimestre 2019 le importazioni di GNL hanno superato per la prima volta i 3 miliardi di m³.

Nell' ultimo trimestre dello scorso anno questo balzo aveva in qualche modo penalizzato il gas russo, che in quello specifico trimestre si era ridotto di ben 2 miliardi di m³, un calo doppio rispetto a quello del gas algerino, anche per la forte contrazione delle importazioni totali. Nel I trimestre del 2019 l' ulteriore forte aumento delle importazioni di GNL non ha invece penalizzato le importazioni dalla Russia, sia per la ripresa delle importazioni totali, favorite dai prezzi, sia per il contemporaneo crollo dell' import dall' Algeria, quasi dimezzato rispetto al I trimestre 2018 (ben 2,7 miliardi di m³ in meno), penalizzato dal forte divario che si è aperto nei primi mesi di quest' anno fra i prezzi del gas spot e quello indicizzato al petrolio (vedi cap. 2.1).

Quanto alle altre fonti di approvvigionamento i prezzi del gas sui mercati europei hanno dato un forte impulso alle importazioni dal Nord Europa, quasi raddoppiate rispetto a un anno fa, mentre restano su buoni livelli quelle dalla Libia,

Gas russo sempre al di sopra della media decennale, il GNL seconda fonte di approvvigionamento italiana

I dati dell' ultimo trimestre confermano come che il gas proveniente dalla Russia, ampiamente il primo fornitore italiano, resta ben al di sopra della media di lungo periodo. Gli 82 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia superano infatti del 10% i valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni (Figura 4.19). Nel I trimestre il gasdotto TAG ha registrato un tasso di utilizzo medio giornaliero del 77%, con variabilità al solito ridotta (deviazione standard al 15%). Ma un utilizzo ancora maggiore ha caratterizzato il terminal di importazione di Cavarzere (80%), e anche il tasso di utilizzo dei terminal di Livorno e Panigaglia è risultato molto al di sopra della media di lungo periodo

Tendenza opposta quella del gas algerino, che dopo la buona performance del 2018 torna invece ben al di sotto di della media di lungo periodo (che pure risente dei valori molto bassi degli anni 2014-2015), scendendo a 37 milioni di m³ giornalieri medi, un valore marginalmente inferiore a quello delle importazioni di GNL, che dunque per la prima volta diviene la seconda fonte di approvvigionamento italiana.

Restano invece più vicini alle medie decennali le altre rotte di importazione, con le provenienze dal Nord Europa che riescono a collocarsi al di sopra delle medie di lungo periodo nonostante le manutenzioni sul gasdotto TENP che trasporta il gas dall' Olanda in Germania.

La situazione del mercato del gas italiano rispecchia evidentemente la competitività relativa delle diverse fonti di approvvigionamento nell' attuale contesto del mercato globale del gas naturale.

Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL sono fortemente favorite dal crollo della attrattività del mercato asiatico, dove i prezzi sono scesi per la prima volta da molti anni a questa parte addirittura al di sotto del prezzo al PSV (vedi Figura 20, che mostra la forte correlazione fra i flussi di GNL verso l' Italia e lo spread tra prezzo al PSV e prezzo asiatico).

Il gas russo resta invece comunque competitivo, perché lo spread con il TTF resta da ormai due anni intorno allo zero, con frequenti fasi in territorio negativo.

Figura 4.18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

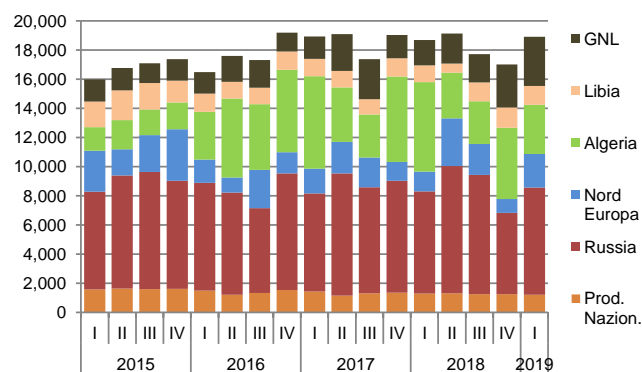


Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)

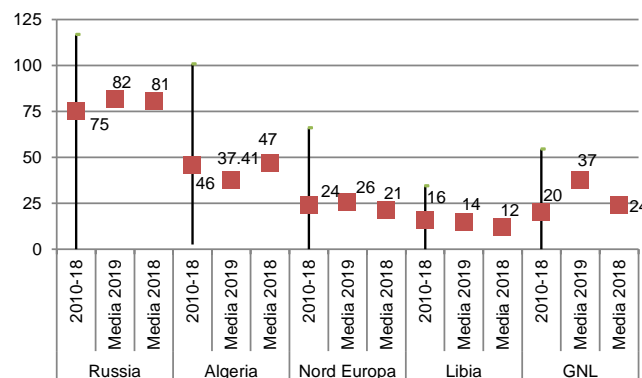
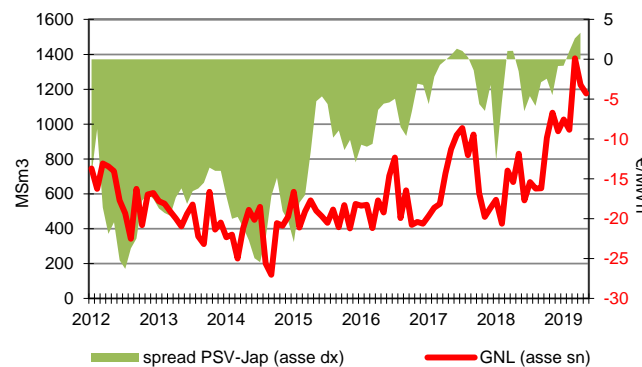


Figura 4.20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)



Inverno 2018-2019 superato senza criticità di rilievo grazie alla debole domanda per riscaldamento

In linea con quanto previsto dalle simulazioni effettuate da ENTSO-G (Winter Supply Outlook 2018/2019, vedi Analisi trimestrale n. 4/2018), nello scorso inverno non si sono verificate situazioni di criticità per la sicurezza del sistema del gas naturale, anche perché non si sono verificati shock di domanda e/o di offerta.

Dal lato della domanda nell'ultimo inverno la punta giornaliera si è fermata a 394 milioni di m³, 2 milioni di m³ in meno rispetto al massimo registrato nel 2018 e 30 milioni di m³ in meno rispetto al massimo del 2017 (424 milioni di m³), che era stato il valore più alto dal 2012.

La massima domanda giornaliera della termoelettrica si è spinta fino a valori relativamente elevati, quasi 110 milioni di metri cubi, massimo dal 2012 (l'anno dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas), ma la massima domanda delle reti di distribuzione, legata alle esigenze di riscaldamento, è invece risultata inferiore all'anno prima per ben 37 milioni di metri cubi, rimanendo molto lontana dai massimi. Anche il rapporto tra domanda giornaliera media invernale ed estiva è rimasto al di sotto dei valori che indicano condizioni di freddo elevate e molto distante dai valori del 2012.

Dunque, nonostante la potenziale rischiosità legata al fatto che il sistema del gas italiano rispetta solo formalmente la regola N-1 del Regolamento UE sulla sicurezza gas (vedi Analisi trimestrale n. 4/2018), nel corso dell'inverno l'indice di flessibilità residua (Figura 4.21), che misura la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda è rimasto su valori ben superiori a quelli del febbraio 2012, quando si verificò l'ultima crisi degli approvvigionamenti di gas, come anche di quelli dell'inverno 2017-2018, quando vi erano state più occasioni di dichiarazione dello stato di allerta. Dalla Figura 21 emerge comunque anche come la ripresa della domanda degli ultimi anni abbia d'altra parte riportato l'indice su valori decisamente inferiori a quelli degli anni 2014-2015, gli anni del massimo calo della domanda.

Altro elemento positivo dell'ultimo inverno è il miglioramento dell'indice che misura la diversificazione del sistema del gas italiano ponderandola con la stabilità dei fornitori. L'indice ha evidentemente beneficiato del forte aumento delle forniture di GNL, cui viene associato un rischio di stabilità politica dei fornitori estremamente ridotto.

Spread PSV-TTF ai massimi a dal 2012

Sul fronte delle criticità si accentua invece quella legata allo spread tra prezzo del gas al PSV e prezzo sul principale hub europeo (il TTF olandese), che nel trimestre ha registrato una media di 2,5 €/MWh, con tendenza a un ulteriore forte aumento nei due mesi successivi.

Rispetto al primo trimestre 2018 lo spread è in aumento di 0,8 €/MWh, anche per il fatto che a marzo 2018 un'ondata di freddo eccezionale in Nord Europa aveva causato l'inversione dello spread. Inoltre, all'inizio di quest'anno il calo del TTF alla fine dell'inverno è stato particolarmente marcato, grazie all'elevato livello di riempimento degli stoccaggi.

A questi livelli il differenziale resta decisamente più elevato rispetto ai costi logistici e di trasporto, stimati in misura variabile, ma comunque inferiori a 1 €/MWh (0,5 €/MWh il costo variabile di trasporto secondo la SEN 2017, p. 94).

Per di più la discussa riforma delle tariffe di trasporto tedesche, ancora in fase di elaborazione, potrebbe secondo alcune stime portare a un ulteriore forte aggravio per i costi del gas in uscita dalla Germania verso l'estero, a vantaggio invece del gas prelevato all'interno del Paese, su cui si potrebbero concentrare sempre più (grazie al Nord Stream 2) buona parte dei flussi di gas russo verso l'Europa.

Figura 4.21 - Indice di flessibilità residua (valore minimo dei 4 trimestri precedenti)

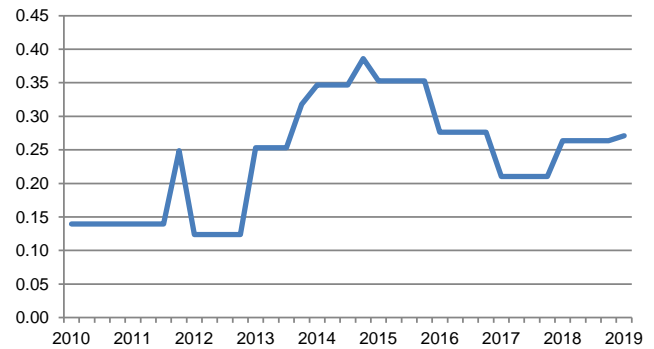
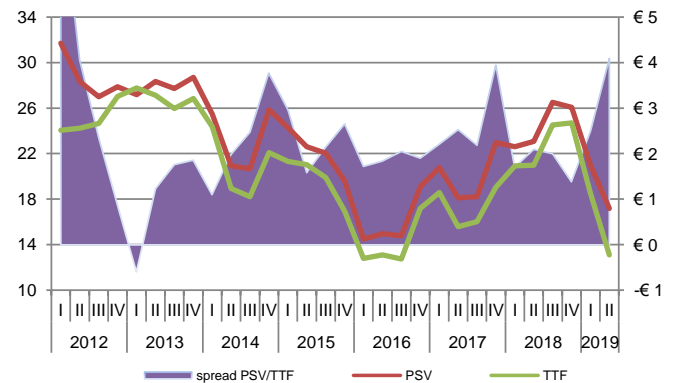


Figura 4.22 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)



4.3 Sistema elettrico

In calo la domanda di energia elettrica sulla rete, -1% rispetto al I trimestre del 2018

Nel I trimestre 2019 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 80,3 TWh, in riduzione rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente dell' 1% (-0,8 TWh). Le ragioni di tale risultato possono essere ricercate in aspetti di natura climatica (febbraio e marzo significativamente più miti dei rispettivi mesi dello scorso anno), in effetti di calendario (due giornate lavorative in meno rispetto allo stesso trimestre del 2018) e nell' andamento dell' economia italiana. Nei primi tre mesi del 2019, come detto (si veda par. 2.1), il PIL italiano è risultato in diminuzione dello 0,3% rispetto al I trimestre del 2018 (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010), così come l' indice di produzione industriale (-1%, dati grezzi), ed il settore dei servizi (-0,4% la variazione tendenziale del valore aggiunto settoriale, dati grezzi).

Il calo del I trimestre 2019 è il risultato di un andamento non uniforme nei tre mesi che lo compongono: a fronte di un aumento di circa 1,2 TWh nel mese di gennaio (+4,4% in termini tendenziali), si è infatti registrata una riduzione complessivamente più sostenuta nei successivi mesi di febbraio e marzo (-2 TWh). In particolare, a marzo la domanda è risultata in calo di oltre il 5% rispetto al marzo del 2018 (-1,4 TWh), risultando lievemente inferiore anche al valore minimo mensile dei precedenti dieci anni (Figura 4.23).

Il calo della domanda nel trimestre in analisi, confermato dai dati Terna di aprile e maggio (-1,3% il dato cumulato per i primi cinque mesi del 2019), risulta quindi in controtendenza rispetto al trend di moderata crescita registrata nel precedente biennio. In realtà già nel corso del 2018 si era osservato un rallentamento della crescita della domanda di elettricità, appena +0,4% in termini tendenziali rispetto al +2% registrato nel 2017 (Figura 4.24). La Figura 4.25 mostra inoltre come i valori di massima potenza nel trimestre in esame siano all' interno del range di livelli minimi e massimi mensili dei precedenti dieci anni. Tuttavia, se a gennaio e febbraio la punta di domanda in potenza è risultata ben al di sopra dei rispettivi livelli minimi (oltre il 5% in più), nel mese di marzo i livelli di punta di domanda sono stati superiori di appena il 3,5% rispetto al minimo dei precedenti dieci anni.

Notevole aumento della produzione eolica e solare, leggera ripresa della termoelettrica

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 la produzione termica è risultata complessivamente in aumento del 2% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, quasi 1 TWh in più: il notevole aumento del mese di gennaio (quasi 2,5 TWh in più del gennaio 2018, +15%), è stato solo in parte compensato dal calo dei successivi mesi di febbraio e marzo (-1,5 TWh, circa il 5% in meno in termini tendenziali). In aumento anche la produzione da fonti rinnovabili (+5%): il calo della produzione idroelettrica (-12% la variazione tendenziale, imputabile esclusivamente al forte calo di marzo, -34%) è stato infatti più che compensato dal risultato delle fonti non programmabili (FRNP), in notevole aumento rispetto ai livelli di produzione dell' anno precedente (+24%), come mostrato in Figura 4.26. Nel dettaglio la produzione eolica è in aumento nel I trimestre di quasi 1 TWh (+16% in termini tendenziali), per i risultati particolarmente positivi di gennaio e febbraio (+17% e +38% rispettivamente). Anche la generazione da fotovoltaico risulta in forte aumento, nel complesso nel I trimestre dell' anno di 1,3 TWh (+36%) rispetto allo stesso periodo dell' anno precedente, imputabile ai notevoli aumenti dei mesi di febbraio e marzo (in media +50% la variazione tendenziale).

Infine è tornato in forte calo l' import netto (-23% tendenziale), soprattutto a gennaio (-1,7 TWh, -38% rispetto a gennaio 2018), per limitazioni alla capacità di interconnessione alla

frontiera settentrionale (EDISON, Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2019).

Figura 4.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

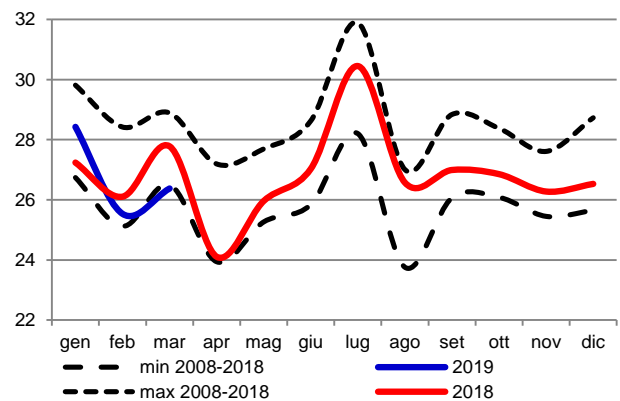


Figura 4.24 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

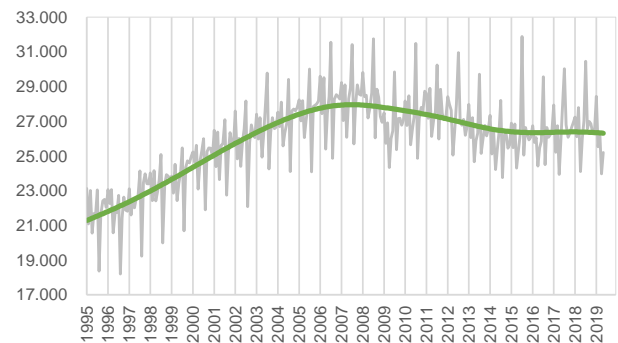


Figura 4.25 - Punta di domanda in potenza (GW)

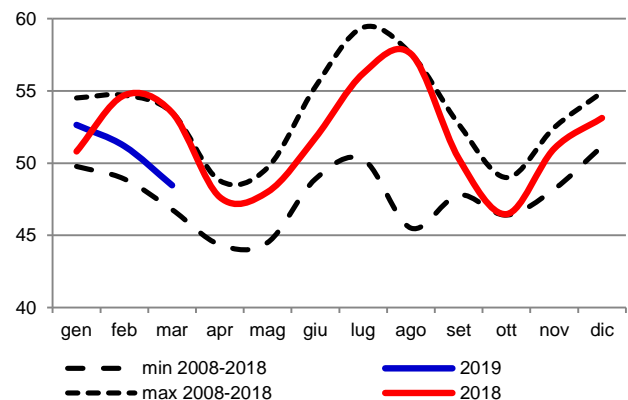
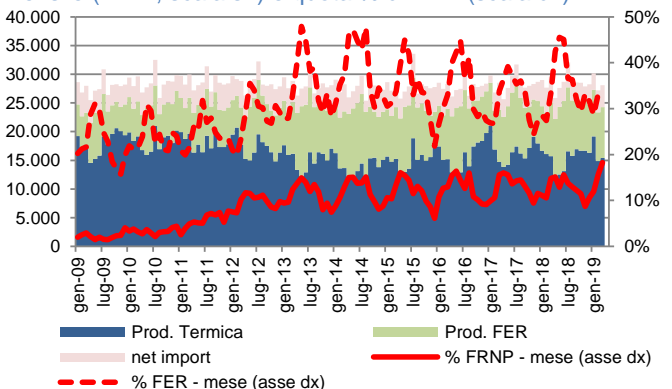


Figura 4.26 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di FER (scala dx)



Margini di riserva in calo significativo in conseguenza del calo delle importazioni nette

Nel 2018 il ritorno alla media sia dell' idraulicità sia delle importazioni, insieme alla sostanziale stagnazione della domanda, hanno determinato un miglioramento nel margine di riserva alla punta per il sistema Italia, cioè la capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, (vedi nota metodologica per le caratteristiche della stima ENEA), che negli ultimi anni si è ridotto in modo significativo, fino a valori critici in occasione di situazioni come la riduzione forzata delle importazioni. Secondo la stima ENEA, in media d' anno, nell' 1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" si è collocato oltre il 30% per il sistema Italia nel suo complesso, con valori però decisamente più contenuti nelle zone Nord e Centro-Nord, quelle più a rischio di problemi in caso di eventi estremi.

Il margine di riserva è però tornato a scendere nel I trimestre 2019, in conseguenza della nuova significativa riduzione delle importazioni che ha caratterizzato il trimestre (-23% nel trimestre, -38% a gennaio). In effetti il margine di riserva minimo stimato secondo la metodologia ENEA, pari al 6%, si è registrato non a caso proprio a gennaio, il 24 alle ore 18, nella zona Nord, in occasione di un volume di importazioni inferiore ai 1000 MW e di produzione da fonti rinnovabili pressoché nulla. Nell' ipotesi di azzeramento delle importazioni il margine sarebbe stato evidentemente ancora più basso, sebbene ancora maggiore di zero. Questi dati confermano il ruolo chiave delle importazioni per la sicurezza del sistema elettrico italiano. Se dunque in condizioni "normali" il sistema si può considerare in condizioni di relativa sicurezza, non è così in caso di eventi estremi.

Penetrazione oraria della produzione da fonti intermittenti sui massimi storici per il I trimestre dell' anno

Altro tratto di rilievo del I trimestre del 2019 è che il forte balzo della produzione da fonti intermittenti non ha riguardato soltanto i valori medi su base trimestrale, ma anche la massima quota di copertura della domanda su oraria. La massima penetrazione oraria della produzione da fonti intermittenti ha infatti raggiunto nel trimestre (secondo la stima ENEA, effettuata su dati parziali, vedi Nota metodologica) il 56%, valore simile ai massimi storici registrati per il I trimestre dell' anno nel 2016 e nel 2017. Nella stima ENEA i massimi del trimestre sono stati raggiunto il 24 febbraio, una domenica, nelle ore centrali della giornata, in occasione dunque di domanda contenuta.

Di pari passo con la maggiore penetrazione oraria massima delle fonti intermittenti è stimata in forte aumento anche la massima variazione oraria della produzione da FRNP, calcolata in percentuale della domanda. Secondo la stima ENEA nello 0,1% per cento delle ore di massima variazione positiva la produzione da FRNP è aumentata in misura superiore al 13,8% della domanda di quell' ora (sempre alle 8 di mattina), mentre nelle ore di massima variazione negativa la produzione da FRNP è diminuita in misura superiore al 14,5% della domanda di quell' ora (sempre a marzo, alle ore 17). Si tratta di valori allineati ai massimi storici, stimati nel 2017 ma durante il III trimestre, quando la produzione da FRNP è decisamente maggiore che nel I trimestre, e comunque sempre molto superiori alla soglia del 10%, individuata da ENTSO-E come potenzialmente critica ("power systems with values of RES ramps exceeding 10% of the load are in potential risk because they might be affected by insufficient flexible capacities", sebbene la significatività della soglia del 10% necessita di "further detailed assessment and historical back testing").

Figura 4.27 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

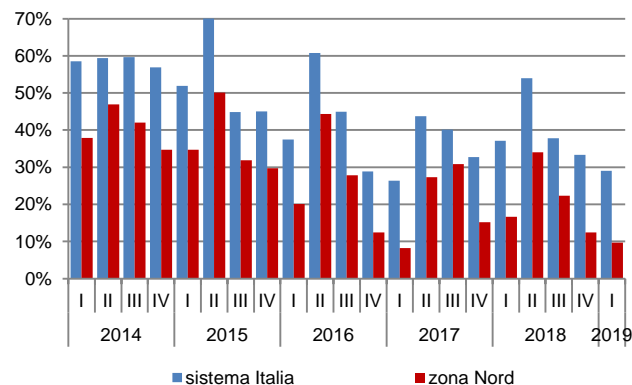


Figura 4.28 - Massima penetrazione delle FRNP (%)

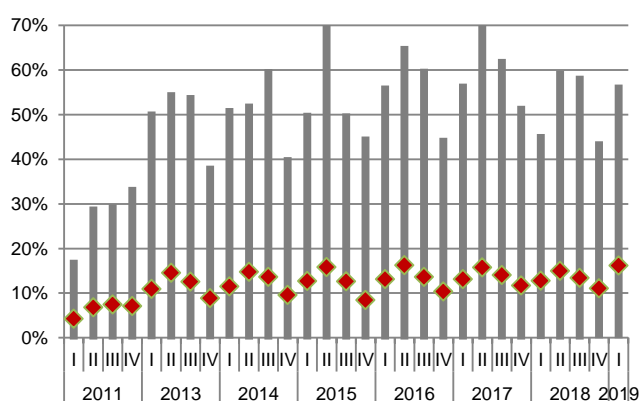
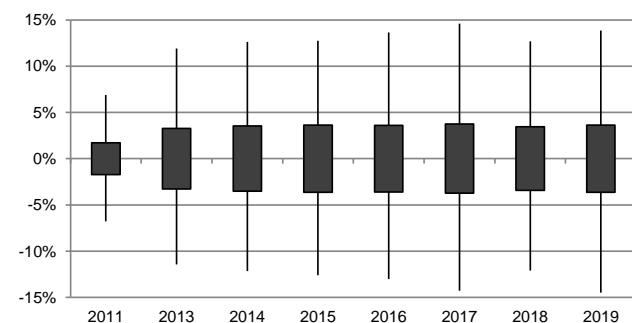


Figura 4.29 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)



In forte accentuazione il profilo della domanda residua

Un'altra manifestazione dello stesso fenomeno viene dall'analisi del profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione intermittente), un indicatore della necessità di generazione flessibile, cioè di impianti di generazione programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e ridotti vincoli di permanenza in servizio.

La Figura 4.30 evidenzia come nel I trimestre 2019 nelle ore centrali della giornata i valori minimi della domanda residua si siano ridotti in modo significativo, scendendo a circa 25 GW rispetto ai circa 29 GW di un anno prima, mentre il valore massimo serale è rimasto su valori simili. La risalita pomeridiana della domanda residua (rampa serale) è dunque divenuta notevolmente più ripida: nel I trimestre 2019 la variazione media ha superato i 13 GW, un anno fa era stata poco superiore ai 10 GW.

Anche il calo della domanda residua nelle ore centrali è divenuto più ripido: nel 2018 la rampa mattutina media era stata pari a circa -6 GW, quest'anno ha superato i -7 GW.

Prosegue la traiettoria di crescita del costo dei servizi di dispacciamento

L'andamento dei costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'energia elettrica per i consumatori (sotto forma del corrispettivo "uplift"), ha continuato nel 2019 a muoversi su quella che sembra una traiettoria ascendente di lungo periodo, in conseguenza di una crescente complessità nella gestione in sicurezza del sistema elettrico. Nella prima metà dell'anno in corso il corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento si è posizionato su un valore di 0,76 centesimi di Euro/kWh, un dato inferiore solo al massimo del I semestre del 2017. Parte di questa crescita è stata compensata da una riduzione invece delle risorse per la gestione degli sbilanciamenti, ma il trend di lungo periodo si conferma anche considerando questi ultimi.

Prezzi sulla borsa elettrica in aumento sull'anno precedente, ma in progressivo calo da settembre 2018

Il valore medio del PUN registrato sulla borsa elettrica nel I trimestre è stato pari a 59,4 €/MWh, in aumento del 9% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente (54,3 €/MWh). Nei primi mesi dell'anno in corso i prezzi sulla borsa elettrica hanno continuato via via a beneficiare del calo del prezzo del gas iniziato nell'ultimo trimestre del 2018 e proseguito a ritmi anche maggiori nella prima metà del 2019 (Figura 4.32). Il prezzo medio su base mensile del prezzo unico nazionale (PUN), che a settembre 2018 aveva raggiunto i 76 €/MWh (massimo dal 2013), ha da allora intrapreso una traiettoria di riduzioni pressoché costanti (con l'eccezione del mese di gennaio), fino ai 53 €/MWh di Marzo 2019.

La momentanea risalita del prezzo a gennaio (+4% su dicembre 2018, +38% su gennaio 2018) è spiegato dal calo delle temperature e dalla significativa riduzione delle importazioni, dovuta a limitazioni alla capacità di interconnessione alla frontiera settentrionale. Nei mesi successivi il calo del PUN è stato favorito, oltre che dal crollo del prezzo del gas (che resta il driver più importante), anche dalla debole domanda, per le temperature superiori alla media stagionale e più in generale per il debole quadro macroeconomico. Infine, per tutto il trimestre un contributo al trend ribassista è venuto dalla crescita delle fonti rinnovabili. Il forte incremento della produzione da FRNP sia stato in parte compensato dal calo dell'idroelettrico, tanto che nelle vendite sul mercato la fonte che più ha guadagnato spazio rispetto all'anno precedente è stato il gas naturale.

Figura 4.30 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua nel I trimestre 2019 e nel I trimestre 2018 – Sistema Italia (MW)

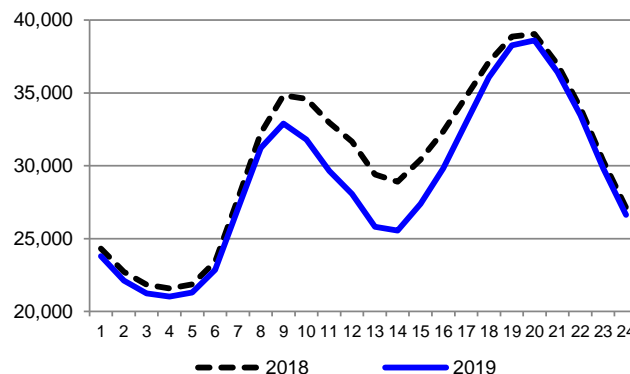


Figura 4.31 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

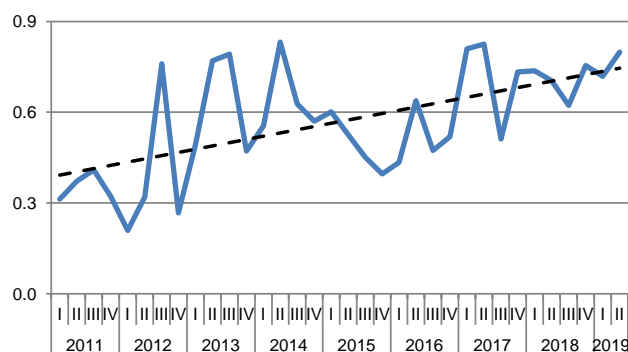
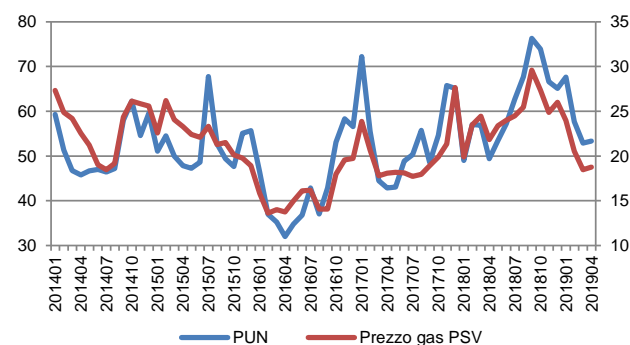


Figura 4.32 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh)



Si accentua il disallineamento dei prezzi tra zona Sicilia e continente, in particolare nelle ore serali

Per quanto riguarda i prezzi zionali, rispetto al primo trimestre 2018 il movimento al rialzo è stato relativamente omogeneo, nell' intorno del 10% in tutte le zone, ma con l' eccezione della zona Sud, dove l' incremento si è fermato a meno del 6%, evidentemente perché la pressione al ribasso legata alla produzione delle fonti intermittenti ha esercitato un ruolo maggiore. Si conferma dunque il rilevante premio del prezzo medio della zona Sicilia rispetto al PUN (+10%) e più ancora rispetto alla zona Sud (+19%), evidentemente a causa del permanere di significativi vincoli di transito. In realtà la forbice tra i prezzi di Sicilia e zona Sud non è affatto omogenea nelle diverse ore della giornata, perché è quasi nulla nelle ore notturne, relativamente ridotta nelle ore successive (con l'eccezione delle ore 8 e 9 della mattina), mentre balza a quasi 50 €/MWh nelle ore serali, quando evidentemente gli impianti tradizionali riescono a sfruttare meglio i vincoli di transito ed esercitare un maggiore potere di mercato.

Aumenti dei prezzi concentrati nelle ore fuori picco, quasi nulli nelle ore centrali. Torna a salire la differenza con il prezzo medio tedesco

L' analisi per gruppi di ore mostra che nel I trimestre 2019 l' aumento del PUN è stato notevolmente differenziato nelle diverse ore. Se nelle ore notturne ha superato il 15% e nelle ore serali il 10%, tra le ore 8 e le ore 20 l' aumento è stato sempre inferiore al 10%, con valori progressivamente più contenuti nelle ore centrali della giornata, al punto che alle ore 13 e 14 la variazione rispetto all' anno precedente è stata pressoché nulla.

Ne hanno risentito evidentemente i rapporti tra i prezzi medi delle diverse fasce (Figura 4.34). L' abbassamento del prezzo nelle ore centrali ha riportato il rapporto F1/F2 appena sulla parità, mentre il rapporto F1/F3 è sceso ai minimi storici (NB: il confronto è in realtà in parte spurio perché per il 2019 si riferisce ai primi cinque mesi dell' anno, d' altra parte non include ancora i mesi di massima penetrazione di FRNP).

In controtendenza con quanto registrato nel 2018, quando il differenziale tra il prezzo italiano e quello sulla borsa tedesca si era contratto, attestandosi a circa 17 €/MWh, per ragioni evidentemente anche congiunturali (come la scarsa ventosità in Nord Europa, che aveva spinto i prezzi) lo spread Italia-Germania è tornato a risalire nel I trimestre 2019. Il prezzo medio in Germania è stato infatti pari a 40,9 €/MWh, per cui la differenza di prezzo tra le due borse è salita a oltre 18 €/MWh (+45%).

Anche in Germania l' aumento dei prezzi è stato differenziato nelle diverse fasce, con aumenti più contenuti nelle ore centrali della giornata, ma il rapporto tra prezzi delle ore di picco e prezzi delle ore fuori picco è rimasto comunque su valori molto più elevati (1,58 il rapporto F1/F3), più vicini a quelli del "tradizionale" mercato elettrico.

Spark spread in significativo aumento, clean spark spread frenato dalla salita dei permessi di emissione

Nel primo trimestre dell' anno la redditività degli impianti a gas ha registrato una buona performance, con lo *spark spread* salito a circa 17 €/MWh su base nazionale (+8 €/MWh sullo stesso trimestre 2018), a circa 13 €/MWh nella zona Sud (il doppio del dato 2018). Il motivo è da ricercare nell' aumento tendenziale del PUN a fronte dell' accentuazione del calo del prezzo del gas, combinato per di più con il significativo aumento del peso delle vendite degli impianti a gas sul Mercato del Giorno Prima.

Il notevole incremento dei prezzi dei diritti emissivi rispetto al primo trimestre di un anno fa ha invece limitato l' aumento del *clean spark spread* a meno di 4 €/MWh su base nazionale, con una variazione perfino negativa nella zona Sud.

Su base nazionale il *clean spark spread* è stato di circa 8,5 €/MWh, mentre per la zona Sud si stima un valore inferiore ai 4 €/MWh in media trimestrale, con un picco negativo nel mese di marzo, nel quale si stima un *clean spark spread* prossimo a zero

Figura 4.33 - Curva oraria del prezzo all' ingrosso dell' energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)

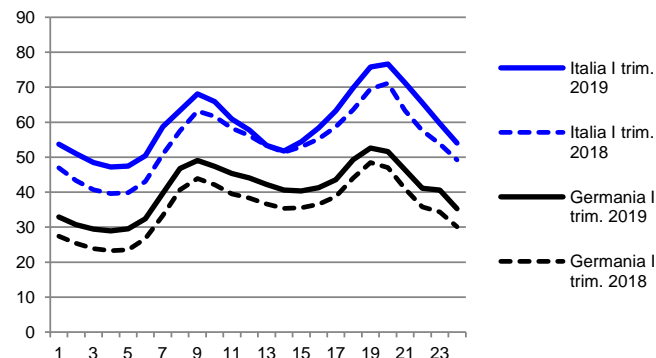


Figura 4.34 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 (per il 2019 dati gennaio-maggio)

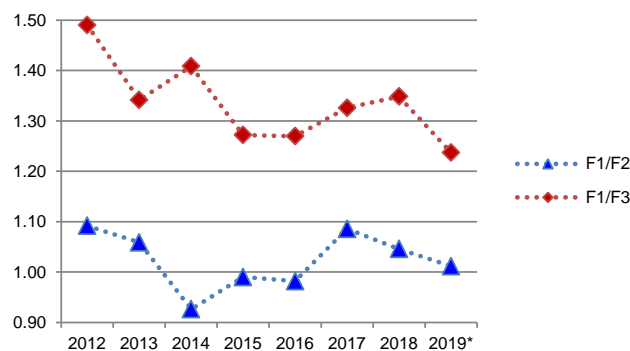
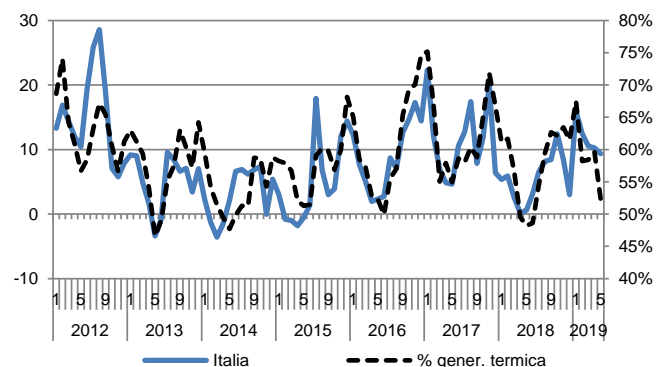


Figura 4.35 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)



5. Prezzi dell' energia

5.1 Prezzi dell' energia elettrica

Prezzi per le imprese in diminuzione nel I trimestre 2019

Nel periodo gennaio-marzo del nuovo anno, dopo due trimestri di forti aumenti, i prezzi per le imprese, al netto delle imposte non recuperabili, conoscono un rallentamento (Figura 5.1). Su base tendenziale si collocano ancora ad un livello elevato, con aumenti tra il 5% e il 6% rispetto al dato di dodici mesi prima, ma su base congiunturale la diminuzione è significativa, con valori compresi tra il 3% e il 5% nelle diverse classi. Tale evoluzione è stata favorita tanto da condizioni climatiche favorevoli, con temperature non particolarmente rigide, quanto, soprattutto, dalla riduzione del prezzo internazionale delle materie prime, che comincia a manifestarsi dalla fine del mese di ottobre. Di conseguenza, è la componente del prezzo dell' energia quella che maggiormente contribuisce al risultato (Figura 5.2).

Nel secondo trimestre 2019 prezzi ancora in discesa

Ancora più marcata è la diminuzione dei prezzi nel trimestre aprile-giugno. A spiegare la dinamica è ancora una volta l'andamento dei prezzi internazionali delle materie prime, in particolare quelli del gas naturale, con l' effetto di un riallineamento al ribasso tra il mercato asiatico e quello europeo. Altro fattore che incide nella stessa direzione è la stabilizzazione del prezzo dei permessi di emissione di CO₂. I primi sei mesi dell' anno riportano quindi il livello al periodo che precedeva i forti rincari, esattamente dodici mesi prima. Rispetto al trimestre precedente la variazione nel secondo trimestre è pressoché uniforme per le distinte fasce di consumo, nell' ordine dell' 11%-15%. Particolarmente evidente (Figura 5.2) è il contributo alla diminuzione del prezzo finale offerto dalla corposa componente "prezzo energia" (-30%), mentre quella del "prezzo dispacciamento" appare in controtendenza (+18%). Questa tendenza alla riduzione del prezzo è tuttavia in parte compensata da un recupero della componente degli oneri di sistema, in particolare della componente Arim (Figura 5.3). Occorre ricordare come il peso della componente "oneri di sistema" sul prezzo in bolletta per il consumatore-tipo sia pari al 25% circa, contro il 42% circa della componente "spesa per la materia energia", e come quindi l'impatto delle relative variazioni sia differente. La figura 5.3 evidenzia come, dopo il congelamento degli ultimi due trimestri del 2018, la ripresa sia stata piuttosto pronunciata. Particolarmente evidente è il recupero della componente rappresentata dalla quota fissa mensile, fino ad arrivare ad un valore di circa 1,23 c€ per kWh nel II trimestre 2019.

Stima degli effetti degli sgravi per le industrie energivore

Come evidenziato dalla forbice della quale al grafico di Figura 5.4, per gli utenti classificati come "grandissimi utenti in alta tensione classificabili, energivori" si può stimare un alleggerimento del prezzo nell' ordine di 4 centesimi di euro al kilowattora (circa il 35-40% del prezzo), mentre per quelli classificati come "grande utente in media tensione, energivori", il dato stimato è intorno ai 2 centesimi e mezzo al kilowattora (circa il 20-25% del prezzo pieno). Recente è la notizia circa l' illegittimità dell' esclusione delle imprese ferroviarie (Rete Italiana Trasporti e Trenitalia) dal novero dei soggetti beneficiari degli sgravi per le industrie energivore (sentenze 03348/2019 e 03349/2019).

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

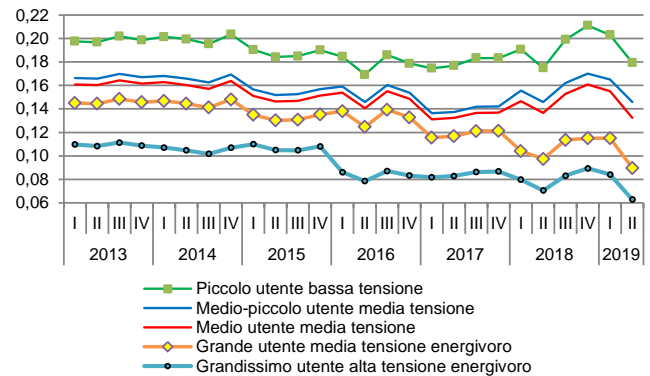


Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

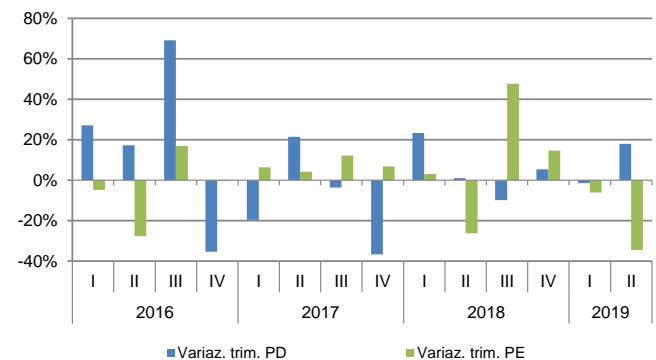


Figura 5.3 - Variazione trimestrale delle componenti degli oneri di sistema dall' introduzione della riforma della disciplina. Arim quota consumi (€/MWh), Arim quota potenza (€/kW) e Arim quota fissa (€/mese).

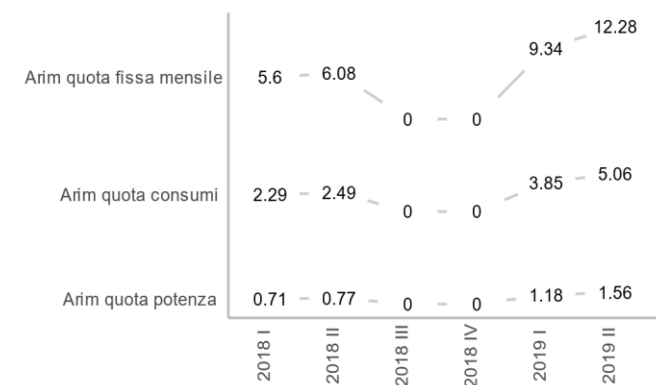
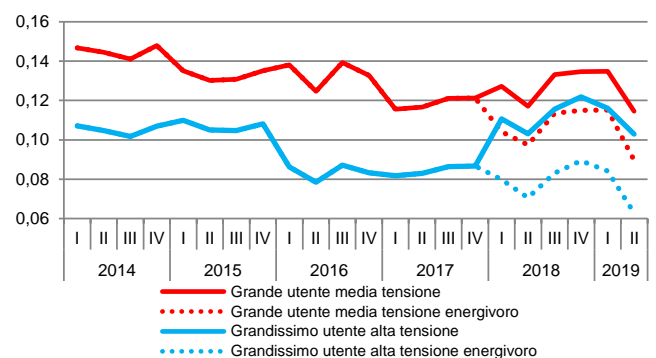


Figura 5.4 - Stima prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)



Il confronto europeo. Differenziali ancora svantaggiosi per l'Italia

I dati Eurostat aggiornati al secondo semestre 2018, quindi sostanzialmente fermi ancora al quadro congiunturale scandito dalle tensioni sui mercati internazionali, denotano altresì come gli aumenti dei prezzi nell'ultimo tratto siano più considerevoli per il nostro paese che non per la media della Zona Euro (Figura 5.5). Il livello dei prezzi rimane inoltre notevolmente più elevato per tutte le fasce di consumo, eccezion fatta per la classe maggiore (70.000 – 150.000 MWh annui). Occorre tuttavia sottolineare come cinque anni fa il quadro per le imprese italiane fosse ancora più negativo, ad esempio facendo registrare un differenziale Italia-Zona Euro di più di 4 centesimi di euro per la fascia delle imprese a minor consumo, corrispondente a quasi un quarto del prezzo pieno.

L'incidenza del peso delle imposte non recuperabili sulla formazione dei differenziali di prezzo. Italia e zona euro.

Il peso delle imposte non recuperabili per le imprese italiane è descritto in tutta la sua evidenza dalla figura 5.6. Le sole imprese a registrare un differenziale vantaggioso sono quelle della classe di consumo maggiore (la curva in giallo di cui alla Figura 5.6), per le quali si stima a partire dal 2017 un livello di imposizione molto basso. Per tutte le altre, e soprattutto per la fascia 500 – 2.000 MWh annui (+1,5 c€ per kWh) il divario è piuttosto ampio. Anche in questo caso è possibile scorgere comunque la tendenza alla riduzione di tale divario negli ultimi anni.

Stima del controvalore monetario del differenziale di prezzo rispetto agli altri Paesi europei

Facendo ricorso al dato Eurostat relativo al secondo semestre 2018, si è tentata una stima del maggior o minor costo sostenuto dalle imprese italiane nella classe di consumo compresa tra 500 e 2.000 MWh annui, ricorrendo all'ipotesi del valore centrale della stessa (Figura 5.7). Il solo paese nei confronti del quale le imprese italiane godano di un differenziale vantaggioso, contrassegnato in verde, è la Germania, per un controvalore monetario annuo stimato pari a 10.000 euro circa. Nei confronti degli altri Paesi il costo sostenuto dalle imprese italiane è considerevolmente più elevato. Rispetto alla Spagna e alla Francia il maggior costo annuo è pari rispettivamente a 68.000 e a 42.000 euro. Ancora più svantaggioso il confronto con i Paesi del nord e con quelli dell'est del continente.

Figura 5.5 - Andamento del prezzo dell'energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh), al netto delle imposte non recuperabili - Confronto tra Italia e Zona Euro

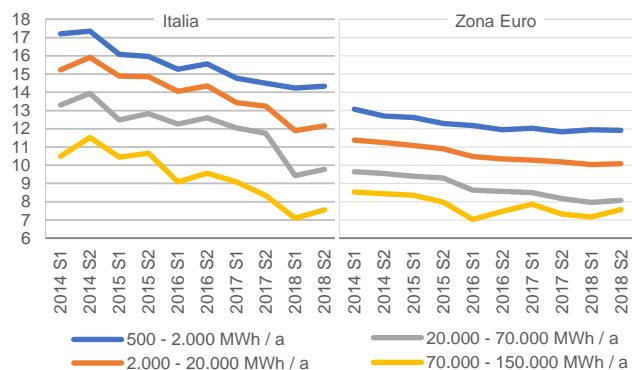


Figura 5.6 - Stima dell'andamento delle imposte non recuperabili per l'energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh) - Confronto tra Italia e Zona Euro

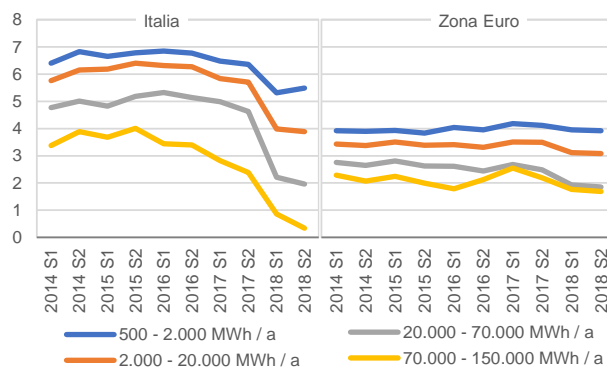
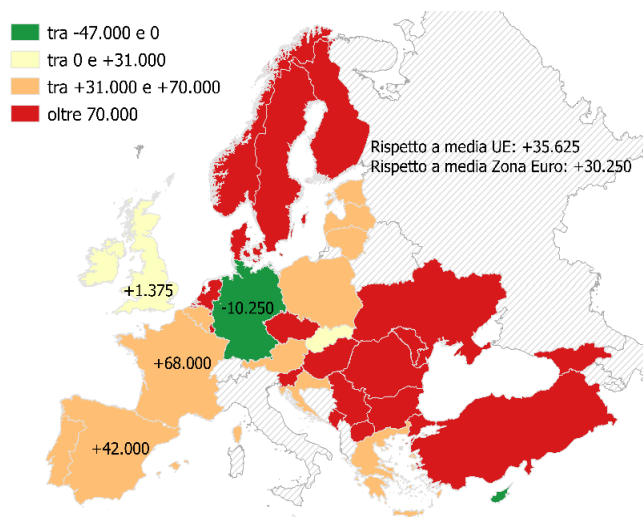


Figura 5.7 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l'acquisto di energia elettrica da parte di un'impresa italiana con consumo pari a 1.250 MWh/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018



I prezzi per gli utenti domestici. Il mercato tutelato

Nel secondo trimestre il prezzo per il consumatore domestico tipo in maggior tutela, come definito da ARERA, scende da 22 a 20 centesimi di euro per kWh (Figura 5.8). La diminuzione della componente per la materia energia da sola spiega una riduzione di 2,4 centesimi ed è in parte controbilanciata da un aumento della spesa per oneri di sistema, probabile tendenza questa ravvisata dall' inizio del nuovo anno. Al quarto trimestre 2018 l' incidenza della spesa per la materia energia e quella per gli oneri di sistema erano pari rispettivamente al 60% e al 16% circa, mentre al secondo trimestre 2019 i valori sono divenuti rispettivamente il 42% e il 25% circa.

Il confronto con il mercato libero

Facendo ricorso a dati provenienti da portali internet è possibile effettuare una comparazione tra i prezzi rilevati nel mercato libero nel mese di aprile 2019, per la città di Roma, e quelli stimati secondo i parametri del mercato tutelato. La Figura 5.9 indica con le linee orizzontali tratteggiate in grigio l' intervallo di confidenza al 95% del costo unitario al kWh, sotto due diverse ipotesi di livello di consumo annuo. Nell' ipotesi di un piccolo consumatore, con consumo pari a 1.000 kWh/a, l' offerta sul mercato libero si colloca ad un valore inferiore al limite inferiore dell' intervallo stimato per le offerte sul libero mercato. Si può affermare quindi che il prezzo sul mercato di maggior tutela è significativamente più basso. Nell' ipotesi di un consumo più elevato, pari a 2.700 kWh/a, quindi corrispondente al consumatore domestico tipo, il prezzo stimato sul mercato tutelato si colloca all' interno dell' intervallo di confidenza, ma in una posizione molto vicina al limite inferiore. La Figura 5.10 descrive l' andamento dei due mercati in serie storica. Nella figura, la curva tratteggiata in rosso indica la migliore offerta registrata sul mercato libero. È evidente come dal terzo trimestre 2018 sul mercato libero la tendenza sia al rialzo, anche quando il prezzo delle materie prime registra una diminuzione, come più volte detto a proposito del 2019.

L' utilizzo dei portali internet ha consentito di estrapolare la composizione dei costi sulla bolletta per il consumatore a partire dalla media delle prime tre offerte sul mercato libero (Figura 5.11), ipotizzando una potenza impegnata pari a 3 kW. Al variare del livello di consumo il prezzo unitario per kWh diminuisce tra 1.000 e 1.800 kWh, per poi assestarsi. Oltre questa soglia le diverse componenti di costo tendono a compensarsi vicendevolmente e cominciano a manifestarsi gli effetti delle imposte, sale progressivamente la componente per oneri di sistema, mentre diminuisce di pari passo la componente "trasporto e gestione del contatore". La componente "materia energia", di fatto quella più sotto il controllo dell' impresa, non mostra una significativa riduzione in ragione del livello di consumo.

Figura 5.8 - Composizione del prezzo dell' energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh).

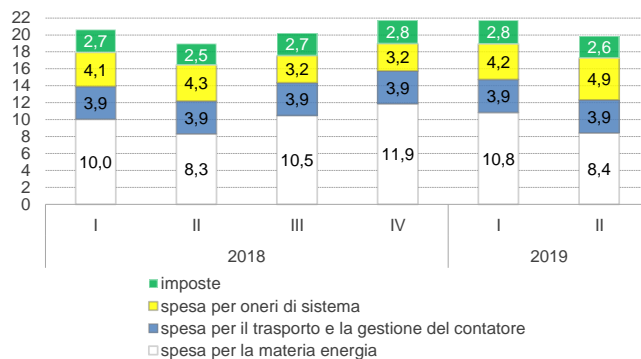


Figura 5.9 - Intervallo di confidenza al 95% relativo al costo unitario al kWh per le offerte sul mercato libero rilevate nel mese di aprile 2019 per la città di Roma, (e confronto con la corrispondente offerta sul mercato tutelato (Ipotesi 3 kW))

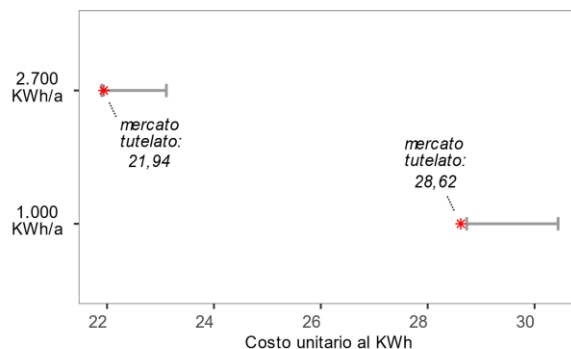


Figura 5.10 - Evoluzione del costo unitario dell' energia elettrica per l' utente domestico tipo. Confronto tra la migliore offerta sul mercato libero e quella secondo il mercato tutelato

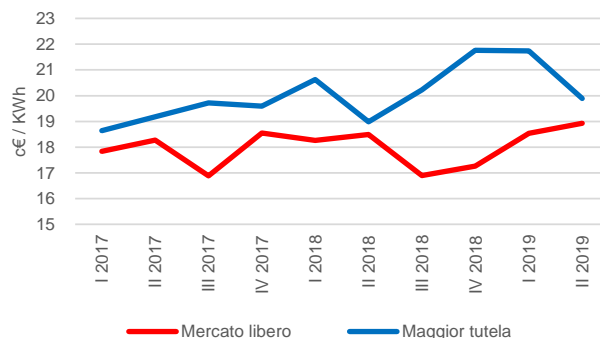
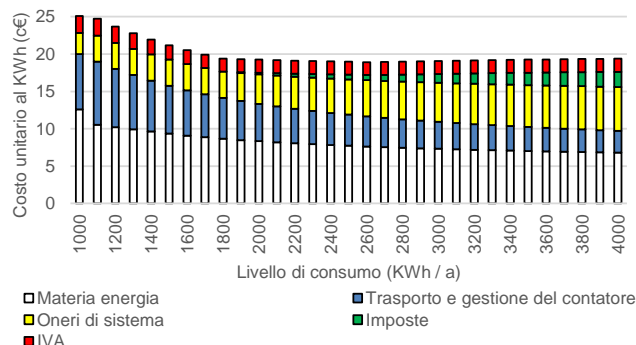


Figura 5.11 - Costo unitario dell' energia elettrica al variare del livello di consumo annuo per l' utente domestico tipo (media delle prime tre offerte sul mercato libero, potenza uguale a 3 kW), e sua scomposizione nelle principali voci. Aprile 2019



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel I trimestre 2019 il prezzo medio del gasolio in Italia in riduzione del 4,5% rispetto al precedente

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 i prezzi al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) in Italia è stato pari a 1,47 €/litro, in riduzione del 4,5% rispetto a quanto rilevato nel corso degli ultimi tre mesi del 2018 (1,53 €/litro).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 5.12), il prezzo del gasolio è aumentato dai livelli minimi di fine 2015 in maniera quasi costante fino ai massimi negli ultimi mesi del 2018, quando in Italia è arrivato a quota 1,57 €/litro (metà Ottobre 2018). Successivamente si è invece registrata una rapida riduzione: a livello nazionale il prezzo è sceso infatti fino a 1,43 €/litro di metà di gennaio 2019, per poi riprendere il trend di crescita nelle successive settimane, arrivando a fine maggio a 1,53 €/litro.

A livello UE la riduzione è più sostenuta che in Italia: -4,9% rispetto agli ultimi tre mesi del 2018; forte il calo in Germania (-10%), modesto in Gran Bretagna (-2,5%)

Tornando ad analizzare i primi tre mesi dell'anno in corso, a livello UE il prezzo del gasolio è stato pari ad 1,33 €/litro, in riduzione del 4,9% rispetto all'ultimo trimestre 2018, più di quanto accaduto in Italia. Ne consegue un lieve incremento del divario tra i prezzi italiani, in media superiori del 10,5% rispetto alla media UE nel trimestre in analisi.

Si sottolinea come il dato del I trimestre 2019 sia in controtendenza rispetto a quanto osservato a partire dalla fine del 2017 e per tutto il 2018, periodo in cui lo scostamento medio percentuale tra prezzi nazionali e media UE-28 si è rapidamente ridotto, passando dal 14% (valore praticamente costante dal 2015) al 10% di fine 2018.

Nei primi tre mesi del 2019 la riduzione meno sostenuta dei prezzi si è registrata nel Regno Unito (-2,5% rispetto al IV trimestre 2018). A partire da novembre 2018 i prezzi in Gran Bretagna sono arrivati a superare quelli italiani, non accadeva dal I trimestre del 2017. Si sottolinea inoltre la sostenuta riduzione registrata in Germania, -10% rispetto al IV trimestre 2018, il doppio quindi rispetto alla media UE.

Nei primi tre mesi dell'anno anche più sostenuta la riduzione del prezzo industriale: -9% in Italia (la variazione congiunturale), poco meno che nel resto dell'UE

Nel corso del I trimestre 2019 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse), in media pari a 0,58 €/litro, si è fortemente ridotto rispetto al trimestre immediatamente precedente (-8,8%), una riduzione quindi quasi doppia rispetto a quanto rilevato per i prezzi al consumo (-4,5% la variazione congiunturale).

Anche a livello europeo i prezzi industriali nel corso dei primi mesi del 2019 sono diminuiti rispetto all'ultimo trimestre dell'anno precedente, a ritmi anche lievemente più marcati che in Italia (-9,2%).

Rispetto alla media UE (Figura 5.13), il prezzo industriale nazionale nel trimestre in esame è risultato mediamente inferiore del 2%, sostanzialmente in linea con quanto rilevato nell'ultimo trimestre del 2018 (-2,5%).

In riferimento ai principali Paesi UE, in Germania i cali sono risultati notevoli: -17% rispetto al prezzo medio dell'ultimo trimestre dello scorso anno.

Nei primi mesi 2019 in Italia torna ad aumentare l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio, nuovamente sopra al 60%

Nel corso dei primi tre mesi del 2019 in Italia (come del resto è accaduto in UE), la riduzione del prezzo industriale è risultata quindi molto più sostenuta rispetto a quella dei prezzi al consumo. L'incidenza percentuale della tassazione nei primi tre mesi del 2019, che risulta quindi in aumento, è tornata sopra la soglia del 60% (60,2%), invertendo la tendenza degli ultimi anni. L'incidenza delle tasse su prezzo del gasolio in Italia era infatti passata dal 66,3% in media nel 2016, al 62,7% nel 2017, al 59,5% nel 2018.

Come emerge dalla Figura 5.14, anche ad inizio 2019 la tassazione in Italia resta quindi ancora ben al di sopra di quanto incida in media sui prezzi del gasolio in UE, di circa 5 punti percentuali.

Figura 5.12 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

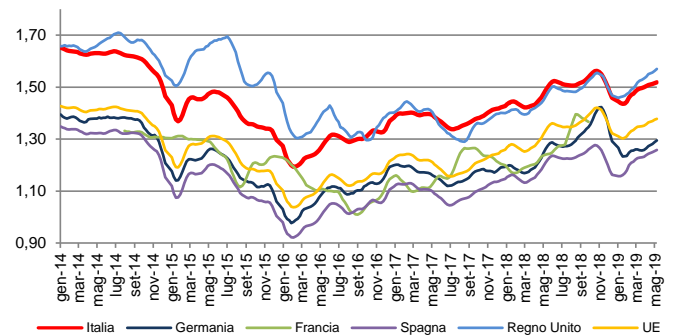


Figura 5.13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

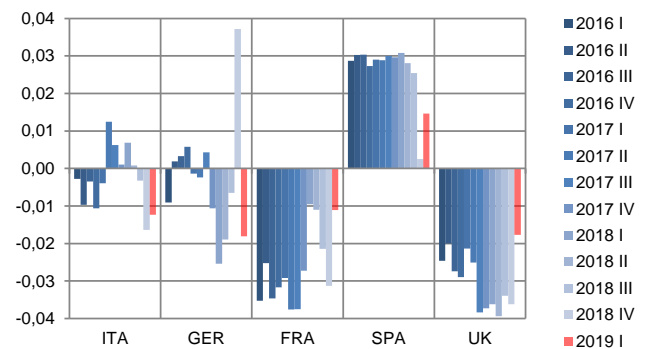
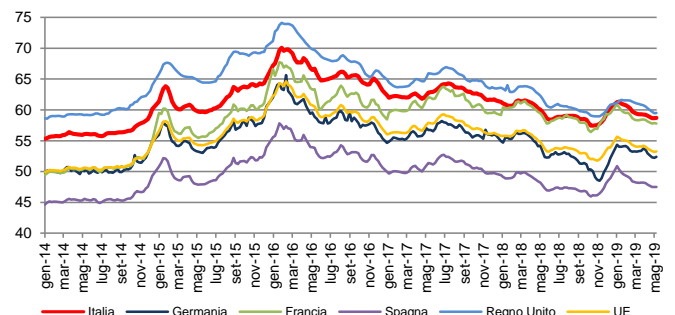


Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (€/litro)



5.3 Prezzi del gas naturale

Nei primi tre mesi del 2019 prosegue la tendenza all' aumento dei prezzi del gas per le imprese: +16% su base tendenziale; oltre il 2% rispetto al IV trimestre 2018

Nei primi tre mesi dell' anno il prezzo del gas si trova ancora a scontare con un effetto *lag* le conseguenze del rialzo sui mercati internazionali delle *commodities* del 2018, senza aver ancora assorbito il parziale ribasso dei mesi di novembre e dicembre. Per la classe di consumo tra 1.000 e 10.000 GJ annui il prezzo stimato nel I trimestre 2019 è intorno ai 12 €/GJ (Figura 5.15). Per trovare un dato della stessa grandezza occorre tornare indietro di cinque anni. Rispetto al trimestre precedente l' aumento supera il 2%, mentre rispetto al valore del primo trimestre 2018 è addirittura del 16%.

Nel II trimestre 2019 dato in decisa controtendenza: riduzione di circa il 16% sul periodo precedente. Rispetto al II trimestre del 2018 tuttavia il dato segna un +8%.

Le stime relative al periodo aprile-giugno 2019, per la prima volta negli ultimi 12 mesi, denotano una sostenuta riduzione dei prezzi, in forza della riduzione delle tensioni sui mercati internazionali. A questo elemento si accompagna l' effetto della componente stagionale, notoriamente in detrazione. Come restituito dalla Figura 5.15, il risultato è un assestamento del prezzo intorno al valore di 10 €/GJ, decisamente in discesa se raffrontato a quello dei mesi di gennaio-marzo (-2 €/GJ), sebbene ancora piuttosto alto rispetto al dato di dodici mesi prima (+8% la variazione tendenziale). La Figura 5.16 indica come il risultato finale sul prezzo stimato sia ancora una volta in larga parte riconducibile alla dinamica della "componente materia prima gas" (Cmem). Dei 10 €/GJ complessivi, ben 5,7 si stima siano a copertura di questa componente.

Diminuzione dell' incidenza dei "servizi di vendita". Leggero aumento anche in termini assoluti della componente "oneri di sistema"

La Figura 5.17 sintetizza il peso assunto dalle diverse componenti sul prezzo finale per la fascia di riferimento 1.000-10.000 GJ/a. Nel II trimestre l' incidenza dei servizi di vendita è scesa a due terzi, mentre è salita quella dei "servizi di trasporto, distribuzione e misura" (27%) e quella degli "oneri di sistema" (dal 6% del I trimestre all' 8% del II). Tra queste tre, la componente "oneri di sistema" è l' unica a crescere anche in valore assoluto (+10,5%).

Lieve aumento del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas in tutte le ripartizioni geografiche.

Prosegue la tendenza in atto a partire dal secondo trimestre 2018 circa l' aumento generalizzato del costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, pur con un certo assestamento negli ultimi tre trimestri. Il divario tra le zone tariffarie rimane invariato, con il Nord-Est (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna) in posizione di netto vantaggio, in larga parte attribuibile alla minore componente trasporto.

Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sn, var. % tendenziale asse dx)

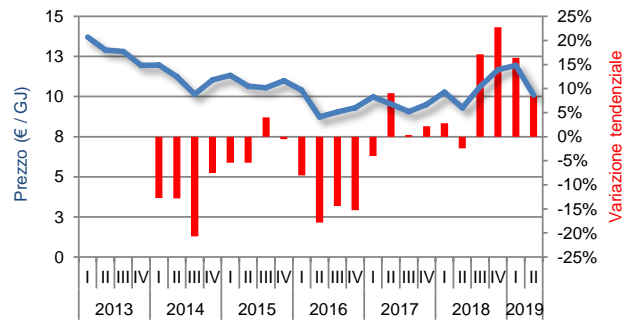


Figura 5.16 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

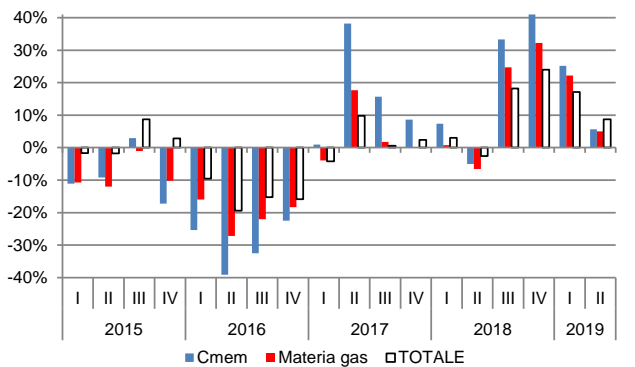


Figura 5.17 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (%)

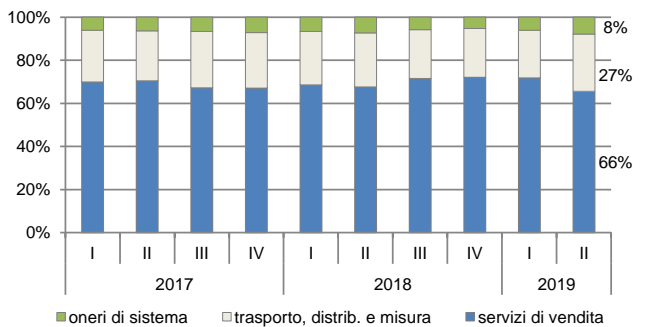
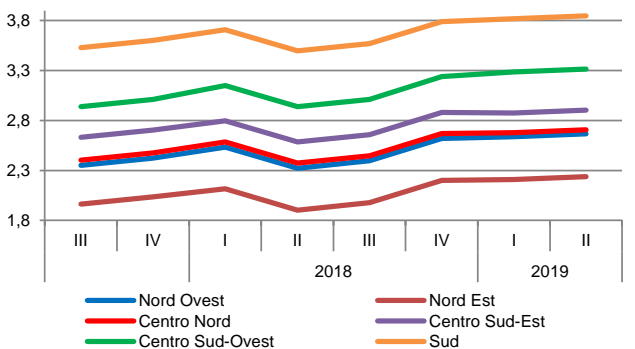


Figura 5.18 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)



Il confronto europeo. Prezzi in Italia mediamente più elevati rispetto ai Paesi europei

Secondo l'ultimo dato disponibile, relativo al II semestre 2018, con la sola rilevante e positiva eccezione della classe di consumo compresa tra 10.000 e 100.000 GJ annui, le imprese italiane si trovano a pagare un prezzo mediamente superiore a quello degli altri Paesi europei. Si tratta del compimento di un trend che parrebbe inaugurato nei 24 mesi precedenti (Figura 5.19). A prima vista, il differenziale non sembrerebbe particolarmente accentuato. Ad esempio, nella fascia di consumo più bassa, quella cioè tra 1.000 e 10.000 GJ annui, al termine del 2018, il prezzo medio è pari a 12,3 c€, contro un valore di 11,9 c€ per la media della Zona Euro. In termini percentuali, il differenziale tra i prezzi di Italia e Zona Euro raggiunge al massimo il 4%. Al di là delle apparenze, si tratta di un maggior costo che nel caso delle imprese che si collocano nella classe minore può incidere negativamente sulla competitività.

La Figura 5.20 riporta una stima media della monetizzazione annua del maggiore o minor costo sostenuto dalle imprese italiane nella classe di riferimento (quella tra 1.000 e 10.000 GJ annui). I Paesi contrassegnati in verde riscontrano costi più elevati rispetto all'Italia (Francia, Portogallo, Grecia, Cipro, Slovenia, Finlandia, Svezia, e Irlanda). I Paesi riportati nelle altre colorazioni hanno invece costi inferiori rispetto al nostro, e sono in misura prevalente. Tra questi, spiccano la Germania e il Regno Unito, rispetto ai quali l'impresa italiana media nella classe di riferimento si trova a sopportare un maggior costo annuo pari, rispettivamente, a oltre 7.000 e a oltre 16.000 euro annui.

La Figura 5.19 restituisce anche l'andamento del prezzo al PSV. Non è difficile scorgere come il differenziale tra Italia e Zona Euro, inteso come maggior prezzo sostenuto dalle imprese italiane, si faccia più acuto proprio in corrispondenza della diminuzione dei costi della materia prima sui mercati internazionali, come avvenuto nella prima metà del 2016. In altre parole, la diminuzione dei prezzi internazionali fa sì diminuire il prezzo praticato alle imprese italiane, ma ad un tasso più ridotto rispetto alle imprese della Zona Euro (Figura 5.20).

Pesano maggiormente sulla formazione del prezzo finale componenti diverse dalla materia energia.

In Italia Imposte non recuperabili mediamente più basse

Tra i fattori che incidono sul differenziale dei prezzi pagati dalle imprese italiane non possono essere annoverate le imposte non recuperabili, nettamente più basse che nella Zona Euro (Figura 5.21).

Anche nella fascia più bassa di consumo (la linea blu nella Figura 5.21) il loro valore nel secondo semestre 2018 è tornato ad essere inferiore. Un dato evidente è quello relativo al divario tra la fascia più bassa e le altre, nettamente più ampio in Italia. In particolare, le classi di consumo più elevate, sembrano beneficiare di un carico impositivo minimo.

Figura 5.19 - Andamento del differenziale del prezzo del gas per le utenze non domestiche rispetto alla media della Zona Euro, espresso in termini percentuali. Dato relativo al netto delle imposte non recuperabili

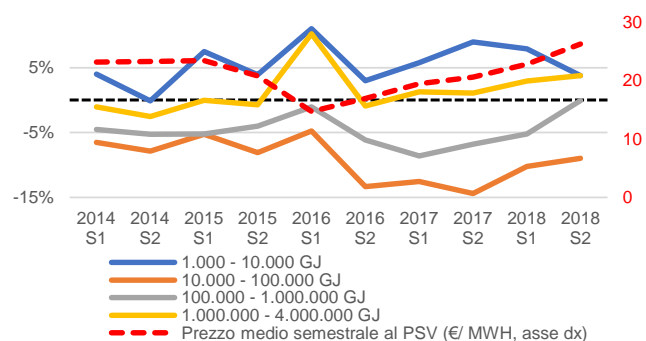


Figura 5.20 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l'acquisto del gas da parte di un'impresa italiana con consumo pari a 5.500 GJ/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018)

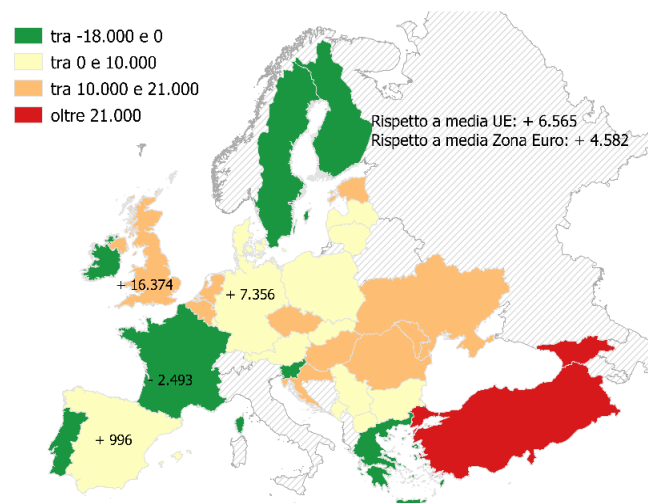
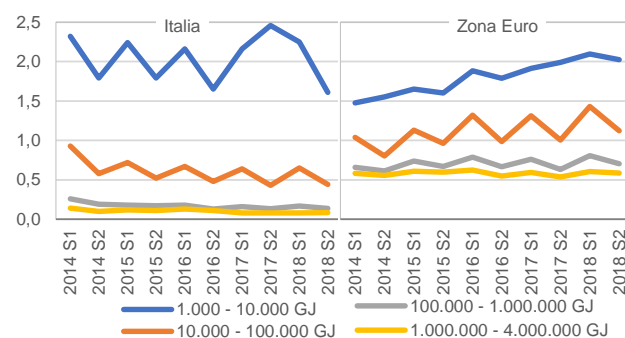


Figura 5.21 - Stima dell'andamento delle imposte non recuperabili per il gas per le utenze non domestiche (€/GJ) - Confronto tra Italia e Zona Euro



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:

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

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

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

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

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

La dimensione della **Decarbonizzazione** indica il processo di progressiva riduzione del contenuto di carbonio nell'energia consumata dal sistema. Più in generale, per decarbonizzazione si intende la progressiva transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Nell'analisi trimestrale ENEA il processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano è valutato confrontandone la coerenza sia con gli obiettivi di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili sia con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di 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 dell'indicatore composito ISPRED

a) 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	Distanza dalla traiettoria coerente con il target di riduzioni di CO ₂ al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; PIL =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Distanza dalla traiettoria coerente con il target di riduzioni di CO ₂ non ETS al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; PIL =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni
	Distanza dalla traiettoria coerente con il target di riduzioni di CO ₂ al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Distanza dalla traiettoria coerente con il target di riduzioni di CO ₂ non ETS al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni

Tabella B – Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

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

Tabella C – Indicatori considerati per la dimensione Prezzi dell' energia per il sistema industriale

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Prezzi dell' energia per il sistema industriale	Prezzi energia elettrica per fascia di consumo (€/kWh)	20 - 500 MWh
		20 - 2.000 MWh
		500 - 20.000 MWh
	Prezzi gasolio	€/1000L
	Prezzi gas naturale per fascia di consumo (€/GJ)	1.000 - 10.000 GJ
		10.000 - 100.000 GJ
		100.000 - 1.000.000 GJ
1.000.000 - 4.000.000 GJ		

b) 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.

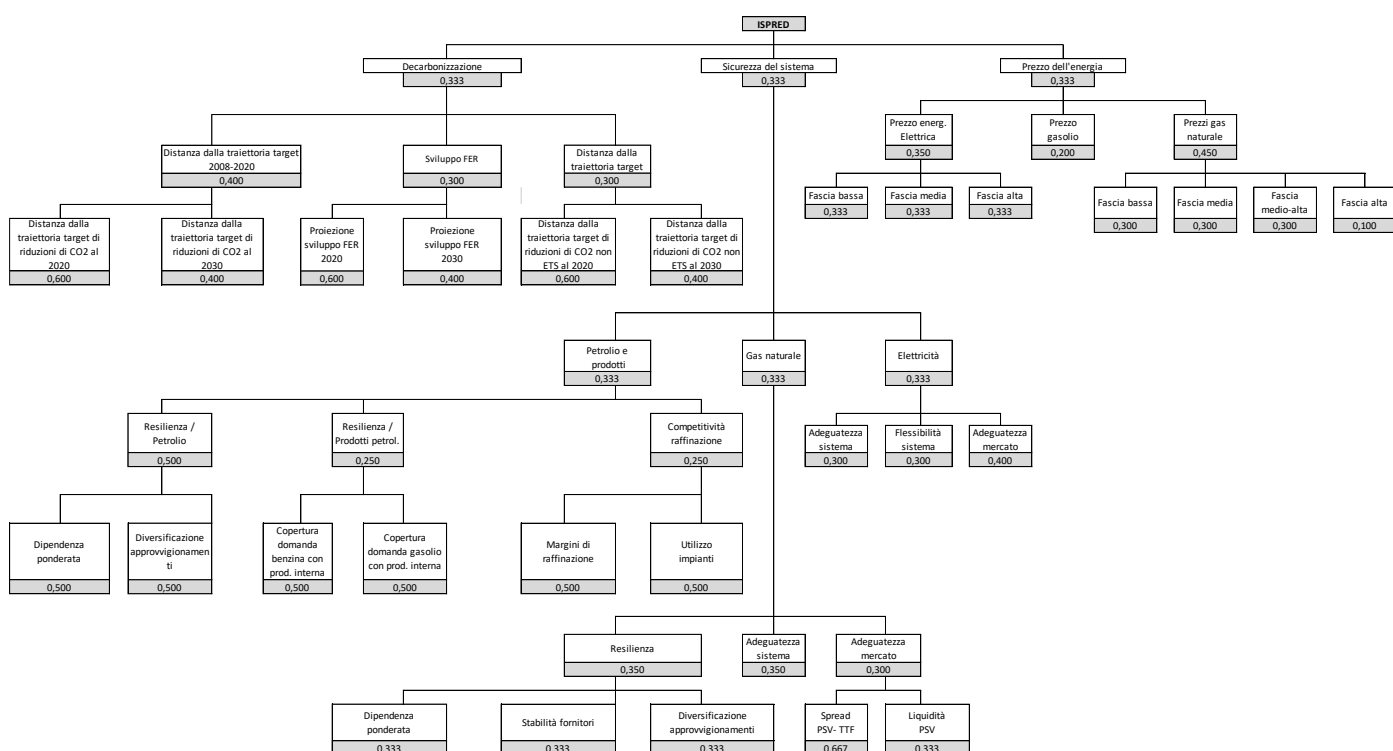
Successivamente alla fase di normalizzazione si è proceduto combinando matematicamente gli indici elementari utilizzando delle medie ponderate, al fine di **aggregarli**.

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.

c) Analisi di robustezza dell' indicatore:

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

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

AMPI: breve spiegazione e confronto sui trend

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

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

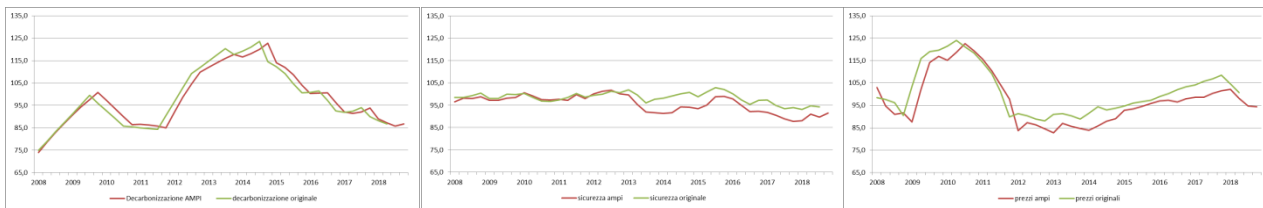
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + / - S_{r_i} CV_i$$

dove:

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

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

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



Le serie delle tre dimensioni del Trilemma ottenute utilizzando la media ponderata e l' AMPI appaiono molto simili sia nei trend che nei livelli, avvalorando quindi la scelta dei pesi utilizzati.

Gli indicatori costruiti con l' AMPI presentano maggiori variazioni, causate dall' effetto ' penalità' .

BOD: breve spiegazione e confronto sui livelli:

La metodologia Benefit of the Doubt (BOD), è un' applicazione della Data Envelopment Analysis (DEA).

L' indicatore composito è, secondo questa logica, espresso come rapporto tra la performance della singola unità (trimestre nel nostro specifico caso) e quella del benchmark, facendo sì che il set ottimo di pesi (se esiste) garantisca a ogni unità associata la migliore posizione possibile rispetto a tutte le altre.

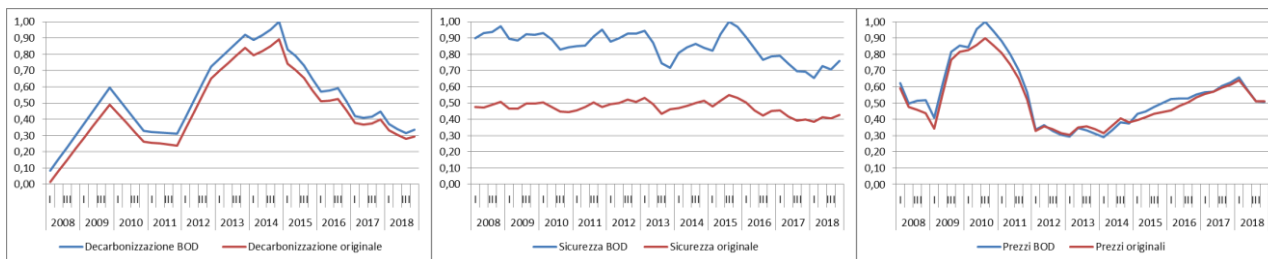
I pesi ottimi sono ottenuti risolvendo il seguente problema:

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

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

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

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



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

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

È riportato il valore annuale dell' indice ISPRED, ottenuto dalla combinazione dei valori delle sue tre dimensioni, e la variazione percentuale di ciascuno sull' anno precedente (vedi sopra metodologia di costruzione dell' ISPRED).

Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico

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

Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione

La figura descrive l' evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre componenti della dimensione decarbonizzazione dell' ISPRED, ottenuti dalla combinazione degli indicatori elementari (vedi sopra metodologia di costruzione dell' ISPRED).

Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica

La figura descrive l' evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre componenti della dimensione sicurezza energetica dell' ISPRED, ottenuti dalla combinazione degli indicatori elementari (vedi sopra metodologia di costruzione dell' ISPRED).

Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell' energia

La figura descrive l' evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre componenti della dimensione prezzi dell' energia dell' ISPRED, ottenuti dalla combinazione degli indicatori elementari (vedi sopra metodologia di costruzione dell' ISPRED).

Figura 1.6 - Variazione delle emissioni di CO₂ nello scenario PNIEC e nei due precedenti decenni (scomposizione mediante l' identità di Kaya - tassi di variazione medi annui, %)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE: Bilanci energetici nazionali e Piano nazionale Integrato per l' Energia e il Clima (PNIEC). La metodologia di scomposizione mediante l' Identità di Kaya è riportata in Figura 3.9.

Figura 1.7 - Tassi medi annui decennali di variazione dell' intensità energetica (dati storici e dati impliciti nello scenario PNIEC)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE: Bilanci Energetici Nazionali e Piano nazionale Integrato per l' Energia e il Clima (PNIEC).

Figura 1.8 - Tassi medi annui decennali di variazione dei consumi di energia pro-capite del settore Residenziale (dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC, asse sx) e gradi giorno riscaldamento (asse dx)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE (Bilanci Energetici Nazionali e Piano nazionale Integrato per l' Energia e il Clima) ed Eurostat (popolazione e gradi giorno riscaldamento).

Figura 1.9 - Tassi medi annui decennali di variazione dell' intensità energetica del settore Trasporti (energia/PIL, dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC)

Elaborazioni ENEA su dati MiSE (Bilanci Energetici Nazionali e Piano nazionale Integrato per l' Energia e il Clima) ed ISTAT (PIL).

Figura 1.10 - Distanza percentuale tra l' intensità energetica media italiana e dei cinque principali Paesi UE (stime ENEA e dati ACEE)

In Figura sono riportate le prestazioni del sistema energetico italiano per l' anno 2015 in termini di scostamento percentuale del valore stimato per l' Italia per un set di indicatori, rispetto all' livello medio degli stessi indicatori per l' insieme dei cinque Paesi esaminati (Regno Unito, Germania, Francia, Spagna e Italia). La figura riporta sia gli scostamenti calcolati tramite i dati ACEEE che rielaborazioni ENEA per lo stesso set di indicatori: oltre che per effettuare una verifica sulle elaborazioni proposte dallo studio americano, quando possibile si è provveduto ad affinare l' analisi, dal momento che per i Paesi UE sono disponibili dati di maggiore dettaglio rispetto a quelli utilizzati dallo studio americano (ad esempio il valore aggiunto delle principali branche industriali, piuttosto che il PIL per il calcolo della intensità energetica nel settore industriale). La analisi ha inoltre guardato sia i dati più recenti che quelli relativi ad una serie storica (necessario per cogliere le recenti tendenze).

Per il settore Residenziale i dati di consumi energetici del settore e del numero di famiglie sono Eurostat, così come i gradi giorno utilizzati per la normalizzazione dei consumi. La normalizzazione dei consumi per tenere conto delle diverse condizioni climatiche è stata realizzata tramite la metodologia proposta dallo studio ACEEE: definito un HDD ratio (come rapporto tra i GG di un Paese e la media dei GG dei cinque Paesi), è stato moltiplicato per i consumi settoriali specifici (per unità di famiglie e/o popolazione). La stima dei consumi specifici è stata effettuata sia utilizzando il numero di famiglie che la popolazione. Per un confronto sono stati analizzati anche i dati Odysee. Le valutazioni sono valide anche per l' anno 2016 (dati Eurostat), e per la media del quinquennio 2011-2016. Volendo analizzare l' evoluzione dei consumi specifici del settore rispetto alle prestazioni del 2010, emerge per l' Italia un trend di riduzione dei consumi sostanzialmente in linea con quello registrato negli altri Paesi esaminati. Si sottolinea la necessità di effettuare ulteriori analisi che tengano in considerazione aspetti non considerati nella metodologia ACEEE, ma che incidono fortemente sulla valutazione della prestazione del settore, tra cui le abitudini delle famiglie, reddito, tipologia di nuclei familiari, temperature interne degli ambienti, fasce orarie e periodo dell' anno di utilizzo impianti, tipologie edilizie, caratteristiche degli involucri e soluzioni impiantistiche, dimensione delle unità abitative. Per il settore dei Servizi, i dati di consumi e valore aggiunto settoriale sono Eurostat. Per il trasporto passeggeri la valutazione è effettuata sulla efficienza media del parco auto circolante, per il sistema italiano il consumo specifico (litri/km) risulta inferiore di oltre dieci punti percentuali rispetto alla media dei principali Paesi UE (anno 2015); tale valutazione è confermata da diverse fonti dati (PRIMES, IFT, Odysee).

Per il trasporto merci, la prestazione è espressa in termini di consumi finali per unità di tonnellate*km movimentate. A fronte di consumi sostanzialmente in linea con la media dei Paesi esaminati (dati Eurostat), le tonnellate di merci movimentate risultano in l' Italia inferiori di oltre il 30% nel 2015 (Eurostat). Tale differenza è da attribuire, secondo i dati Eurostat, al trasporto su strada, in riduzione nell' ultimo decennio ad un tasso tre volte più sostenuto rispetto a quello della media dei Paesi esaminati. Fonti nazionali ridimensionano tuttavia tale riduzione: in termini di Veicoli*km la riduzione media annua dal 2010 è infatti di circa un punto percentuale secondo i dati Aiscat ed ISPRA. Utilizzando tali dati di mobilità, l' indicatore di efficienza per l' Italia risulta in ogni caso peggiore della media dei Paesi esaminati.

Per il settore Industriale la prestazione è basata sull' intensità energetica, calcolata rispetto ai consumi ed al valore aggiunto (entrambi Eurostat) delle principali branche industriali: Iron and Steel; Chemical and Petrochemical; Non-Metallic Minerals; Food and Tabacco; Textile and Leather; Paper, Pulp and Print; Transport Equipment; Machinery; Wood and Wood Products (nota il settore delle costruzioni non è stato inserito per incoerenze rilevate nella serie storica). L' intensità energetica dell' industria italiana risulta in forte calo negli ultimi dieci anni: rispetto al 2005 ad un tasso medio annuo superiore al -3%, più sostenuto di quanto rilevato per la media dei cinque Paesi, per i quali la riduzione media è invece del -2,5% (dati Eurostat).

Utilizzando appositi fattori di intensità relativa, che tengono conto della presenza di industrie più o meno energivore, la metodologia ACEEE prevede una "normalizzazione" delle intensità energetiche tradizionali per ottenere indicatori di intensità energetica ponderata. La prestazione energetica del settore italiano, tramite l' utilizzo di questo indicatore, risulta anche migliore rispetto a quanto fin qui argomentato per la intensità tradizionale. In Figura si riporta lo scostamento per il 2015 dell' intensità energetica "ponderata" dell' industria italiana rispetto alla media dei Paesi esaminati. I motivi della differenza tra le elaborazioni per i 2015 di ACEEE/ENEA sono da ricercare nell' utilizzo del valore aggiunto settoriale al posto del PIL, al numero di branche industriali esaminate (11 e non 13), alla procedura di benchmarking (basata sulle prestazioni dei 5 Paesi, e non sui dati dell' industria statunitense).

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (var. % trimestrale 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/gas3.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/gas3.htm>
- Commissione UE <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>

Figura 2.2 - Evoluzione temporale di 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 - Media mobile 4 termini dell'Indice della produzione industriale totale e dei soli beni intermedi (2015=100), Valore Aggiunto Industria e Servizi (2010=100)

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

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

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

Figura 2.5 - Andamento del prezzo del gasolio (€cent/litro, asse sx) e del gas naturale per il consumatore tipo (€cent/mc, asse dx) 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 - Principali driver (media mobile 4 termini, 2008=100)

Vedi note 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

Fonte dati: <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

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 (N.B.: 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 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

Fonti dati: <https://agsi.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 2.13 - Importazioni europee di GNL USA (milioni di m³)

<https://www.energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation>

Figura 2.14 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse 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 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%)

Vedi nota Figura 2.14 e Figura 2.1.

Figura 2.16 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., 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 2.14.

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

Vedi nota Figura 2.14

Figura 2.18 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia 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 2.19 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (GWh)

Il modello è basato sulla procedura TRAMO-SEATS e fornisce per ogni mese un valore di previsione *one step ahead*. Per la previsione relativa al mese di aprile, ad esempio, il modello viene stimato avendo a disposizione la serie storica fino al mese di marzo. Se il valore osservato della richiesta cade all' interno dell' intervallo di previsione al 95% si può affermare, in termini probabilistici, che il dato per quel mese non costituisce un valore anomalo. Al contrario, se il valore osservato cade, ad esempio, al di sopra del limite superiore, si può sostenere che si è verificato un evento piuttosto raro, che aveva una probabilità di occorrenza al massimo del 2,5%. Il vantaggio di questa procedura, una volta iterata ad ogni nuova disponibilità di dati, è che ad ogni step il modello si arricchisce di informazioni, addestrandosi ai cambiamenti.

Figura 2.20 - 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 2.21 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap 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 2.22 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri (asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (a sn, Mtep)

Vedi Nota figura 2.14.

Figura 2.23 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Vedi Nota figura 2.14

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

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

Figura 2.25 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (var. tendenziale trimestrale, %)

Dati Mise fino al 2017, elaborazioni ENEA per il 2018 (vedi nota Figura 2.14)

- MiSE, Bilanci energetici nazionali <https://dgsaie.mise.gov.it/ben.php>
- Conti e aggregati economici nazionali trimestrali: <http://dati.istat.it/>

Figura 2.26 - 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 2.27 - Consumi di energia e superindice del settore Civile (num. indice 2010=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 2.14
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

Figura 2.28 - 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 di aprile, maggio e giugno 2019 si è assunta variazione tendenziale nulla
- per i consumi di petrolio si è assunta variazione tendenziale nulla per il solo mese di giugno, mentre per i primi cinque 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 giugno 2019, mentre i dati per i mesi precedenti sono Fonte SNAM (Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.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 solo mese di giugno 2019, mentre per i primi cinque mesi dell' anno la fonte è la Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.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 sei mesi dell' anno in corso è basata su dati parziali:

- per il PIL si è assunta variazione tendenziale nulla per il II trimestre 2019
- per l'indice di produzione industriale si è assunta variazione tendenziale nulla per il solo mese di giugno 2019, mentre per i mesi di aprile e maggio 2019 la fonte è ..; per i mesi precedenti la fonte è ISTAT
- per gli HDD ed i CDD si è assunta variazione tendenziale nulla per il mese di giugno 2019, mentre per i mesi precedenti la fonte è TUTIEMPO <http://en.tutitempo.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 alla prima metà di giugno 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 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 trimestrali %)

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.

La serie storica dei consumi energia dei settori non-ETS è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 2.1).

Fonti dati:

- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.

Per la proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS rimanda alla nota della Figura 2.1

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 (var. % trimestre su trim. anno prec.)

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/rappormentensile.aspx>

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

Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rappormentensile.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 - Numero di nuove immatricolazioni auto (media ultimi 4 trim.) 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 (var. tendenziale trimestre su trimestre)

Vedi nota figura 3.7

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

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:

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

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 trimestrali, 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/>).

Figura 3.13 - Andamento degli investimenti sul territorio nazionale nel comparto energetico (milioni €)

Elaborazione ENEA da dati di bilancio e relazioni finanziarie delle principali società operanti nel settore, con stima a copertura della quasi totalità del settore.

Figura 3.14 - Tasso di variazione medio annuo degli investimenti sul territorio nazionale nel periodo 2014-2018

Vedi nota Figura 3.13.

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per 2019 e 2020)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati IEA, Oil Market report anno 2018, vari mesi.

Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale 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 EUROSTAT.

Figura 4.5 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Fonti dati:

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

Figura 4.6 - Differenziale tra i greggi Brent e WTI e tra Brent e Dubai

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

Figura 4.7 - Utilizzo impianti (%) in diverse aree geografiche

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 consumi di gasolio

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 consumi 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 e domanda 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 (var. tendenziale, 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 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

Fonte dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato

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

Figura 4.17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)

Fonti 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 4.21 - Indice di flessibilità residua (valore minimo dei 4 trimestri precedenti)

L' indice di flessibilità residua (RF) proposto da ENTSO-G rileva la capacità residua giornaliera del sistema, mediante il rapporto tra capacità non impegnata e capacità totale di tutti i punti di ingresso. Per gli stoccaggi si è utilizzata la capacità di erogazione a fine inverno

Fonte dei dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 4.22 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) 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 4.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

Figura 4.24 - 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 4.25 - Punta di domanda in potenza (GW)

Punta di domanda in potenza raggiunta in ciascun mese del 2017 e del 2018 e valori minimi e massimi di ogni mese nel periodo 2007-2017.

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

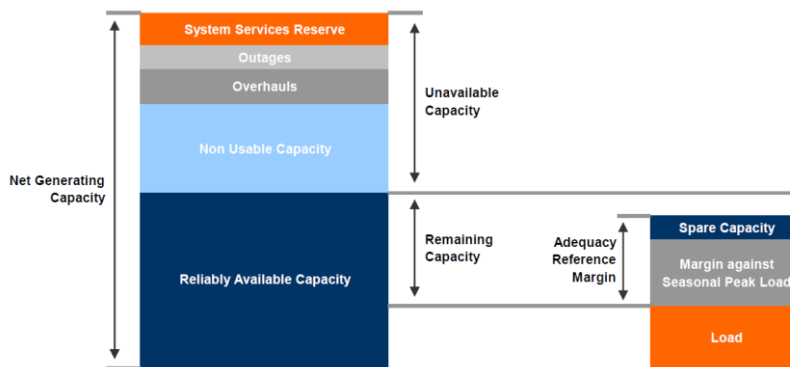
Figura 4.26 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di FER (scala dx)

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

Figura 4.27 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

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 (Figura NM1).

Figura NM1 - Schema della metodologia di calcolo dell' adeguatezza della generazione



Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015

Nel dettaglio, l' eccesso di capacità è calcolato come rapporto tra il "margine di capacità effettivo" e la domanda in ogni ora dell' anno. 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 idroelettrica (solo da serbatoio), eolica e fotovoltaica, elettricità importata dall' estero in quell' ora (stimata a partire dai dati orari di generazione pubblicati da Terna).

I valori pubblicati in figura fanno riferimento all' eccesso di capacità massimo dell' 1% delle ore più critiche di ogni trimestre, vale a dire le 21 ore (sulle 2160 del trimestre) che registrano i più bassi valori di eccesso di capacità.

Fonti dati:

- Capacità termoelettrica installata: elaborazione su dati Terna e ENTSO-E.
- Indisponibilità: Terna, Ex ante information on planned outages of generation units.
- 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>
- 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 4.28 - Massima penetrazione delle FRNP (%)

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

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

Figura 4.29 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)

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

Figura 4.30 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua nel I trimestre 2019 e nel I trimestre 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 4.31 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

Fonte dati: serie storica dei comunicati mensili relativi al corrispettivo unitario di cui all' articolo 44, comma 44.6 della deliberazione AEEG n. 111/06

Figura 4.32 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh)

Fonte dati: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 4.33 - Curva oraria del prezzo all' ingrosso dell' energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)

Fonti dei dati: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx> e <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data>

Figura 4.34 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 (per il 2019 dati gennaio-maggio)

I prezzi relativi alla fascia oraria F1 (ore di punta) sono i prezzi che si formano sul mercato dalle ore 8.00 alle ore 19.00 dei giorni feriali (escluse festività nazionali). La fascia F23 rappresenta tutte le altre ore, cioè le ore F2 (ore intermedie) e le ore F3 (fuori picco), che riguardano l' intera giornata della domenica e dei festivi e le ore dalle 23.00 alle 7.00 dal lunedì al sabato.

Fonte dati: GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStorici.aspx>

Figura 4.35 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell' energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall' AEEGSI (Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014/I/eelcome), per il costo di approvvigionamento del gas naturale per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato si è utilizzato il prezzo del gas naturale registrato al PSV. Il clean spark spread

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 - Variazione trimestrale delle componenti degli oneri di sistema dall' introduzione della riforma della disciplina. Arim quota consumi (€/MWh), Arim quota potenza (€/kW) e Arim quota fissa (€/mese).

Fonte: <https://www.controllabolletta.it/index.php/notizie/215-oneri-di-sistema-ai-massimi-storici>

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

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.5 - Andamento del prezzo dell' energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh), al netto delle imposte non recuperabili - Confronto tra Italia e Zona Euro

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.6 - Stima dell' andamento delle imposte non recuperabili per l' energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh) - Confronto tra Italia e Zona Euro

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.7 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l' acquisto di energia elettrica da parte di un' impresa italiana con consumo pari a 1.250 MWh/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.8 - Composizione del prezzo dell' energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh).

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.9 - Intervallo di confidenza al 95% relativo al costo unitario al kWh per le offerte sul mercato libero rilevate nel mese di aprile 2019 per la città di Roma, e confronto con la corrispondente offerta sul mercato tutelato (Ipotesi 3 kW)

Elaborazioni ENEA su dati portale ARERA (<https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte>) e SoS tariffe (<https://www.sostariffe.it>)

Figura 5.10 - Evoluzione del costo unitario dell' energia elettrica per l' utente domestico tipo. Confronto tra la migliore offerta sul mercato libero e quella secondo il mercato tutelato

Elaborazioni ENEA su dati portale ARERA (<https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte>) e SoS tariffe (<https://www.sostariffe.it>)

Figura 5.11 - Costo unitario dell' energia elettrica al variare del livello di consumo annuo per l' utente domestico tipo (media delle prime tre offerte sul mercato libero, potenza uguale a 3 kW), e sua scomposizione nelle principali voci. Aprile 2019

Elaborazioni ENEA su dati portale ARERA (<https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte>) e SoS tariffe (<https://www.sostariffe.it>)

Figura 5.12 - 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 5.13 - 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 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (€/litro)

Elaborazioni ENEA su dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti del Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l' Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sn, var. % tendenziale asse dx)

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

Fonte dati, ARERA <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>

Figura 5.16 - 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 5.15.

Figura 5.17 - 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 GJ/a (%)

Vedi Nota Figura 5.15.

Figura 5.18 - 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 5.15.

Figura 5.19 - Andamento del differenziale del prezzo del gas per le utenze non domestiche rispetto alla media della Zona Euro, espresso in termini percentuali. Dato relativo al netto delle imposte non recuperabili

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.20 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l' acquisto del gas da parte di un' impresa italiana con consumo pari a 5.500 GJ/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Figura 5.21 - Stima dell' andamento delle imposte non recuperabili per il gas per le utenze non domestiche (€/GJ) - Confronto tra Italia e Zona Euro

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Indice Figure

Figura 1.1 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull' anno precedente - asse dx).....	6
Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico	6
Figura 1.3 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente decarbonizzazione	7
Figura 1.4 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente sicurezza energetica	7
Figura 1.5 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle dimensioni della componente prezzi dell' energia.....	7
Figura 1.6 - Variazione delle emissioni di CO ₂ nello scenario PNIEC e nei due precedenti decenni (scomposizione mediante l' identità di Kaya (tassi di variazione medi annui, %)).....	8
Figura 1.7 - Tassi medi annui decennali di variazione dell' intensità energetica (dati storici e dati impliciti nello scenario PNIEC)	9
Figura 1.8 - Tassi medi annui decennali di variazione dei consumi di energia pro-capite del settore Residenziale (dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC, asse sx) e gradi giorno riscaldamento (asse dx)	10
Figura 1.9 - Tassi medi annui decennali di variazione dell' intensità energetica del settore Trasporti (energia/PIL, dati storici e scenario Base della proposta di PNIEC)	10
Figura 1.10 - Distanza percentuale tra l' intensità energetica media italiana e dei cinque principali Paesi UE (stime ENEA e dati ACEE).....	11
Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi energetici (var. % trimestrale tendenziale e 2008=100).....	13
Figura 2.2 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)	13
Figura 2.3 - Media mobile 4 termini dell' Indice della produzione industriale totale e dei soli beni intermedi (2015=100), Valore Aggiunto Industria e Servizi (2010=100).....	13
Figura 2.4 - Andamento della temperatura media giornaliera nei primi tre mesi del 2018 e del 2019 (gradi)	14
Figura 2.5 - Andamento del prezzo del gasolio (€cent/litro) e del gas naturale per il consumatore tipo (€cent/mc, asse dx) in Italia.....	14
Figura 2.6 - Principali driver (media mobile 4 termini, 2008=100).....	14
Figura 2.7 - Bilancio domanda/offerta (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale	15
Figura 2.8 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)	15
Figura 2.9 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbbbl/g)	15
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).....	16
Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)	16
Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi UE (%)	16
Figura 2.13 - Importazioni europee di GNL USA (milioni di m ³)	16
Figura 2.14 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)	18
Figura 2.15 - Variazioni tendenziali dei consumi finali di energia (asse dx) e superindice ENEA (%).....	18
Figura 2.16 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)	18
Figura 2.17 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep).....	19
Figura 2.18 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)	19
Figura 2.19 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh).....	19
Figura 2.20 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep).....	20
Figura 2.21 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2018 (TWh, asse dx)	20
Figura 2.22 - Consumi di energia finale (media mobile 4 trimestri (asse dx, Mtep) e variazione tendenziale (a sn, Mtep)	21
Figura 2.23 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep).....	21
Figura 2.24 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep).....	22
Figura 2.25 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (var. tendenziale trimestrale, %).....	23
Figura 2.26 - Consumi energetici industria, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100).....	23
Figura 2.27 - Consumi di energia e superindice del settore Civile (num. indice 2010=100, media mobile ultimi 4 trimestri)	23
Figura 2.28 - Andamento del Superindice ENEA, dei consumi di energia primaria e delle emissioni di CO ₂ (num. indice 2014=100, media mobile ultimi 4 trimestri)	24
Figura 3.1 - Emissioni trimestrali di CO ₂ (media mobile 4 termini, Mt CO ₂) e variazione tendenziale (asse dx, %)	25
Figura 3.2 - Emissioni trimestrali di CO ₂ nei settori ETS e ESD (variazioni tendenziali trimestrali %).....	25
Figura 3.3 - Emissioni trimestrali di CO ₂ per settore (variazioni tendenziali, kt CO ₂)	25
Figura 3.4 - Emissioni di CO ₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)	26
Figura 3.5 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)	26
Figura 3.6 - Emissioni di CO ₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri).....	26
Figura 3.7 - Numero di nuove immatricolazioni auto (media ultimi 4 trim.) ed emissioni medie di CO ₂ (gCO ₂ /km, asse dx)	27
Figura 3.8 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre).....	27
Figura 3.9 - Emissioni di CO ₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali).....	28
Figura 3.10 - Emissioni di CO ₂ in Italia e sue componenti (2010=100).....	28
Figura 3.11 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati trimestrali cumulati, MW).....	29
Figura 3.12 - Nuova potenza elettrica da FER connessa alla rete (dati medi trimestrali, MW)	29
Figura 3.13 - Andamento degli investimenti sul territorio nazionale nel comparto energetico (milioni €).....	30
Figura 3.14 - Tasso di variazione medio annuo degli investimenti sul territorio nazionale nel periodo 2014-2018	30
Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019, quote % sul totale).....	32
Figura 4.2 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx).....	32
Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)	32

Figura 4.4 - Produzione interna trimestrale di greggio in Europa (asse dx, kt) e in Italia (asse sx, kt)	33
Figura 4.5 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche	33
Figura 4.6 - Differenziale tra i greggi Brent e WTI e tra Brent e Dubai (\$/bbl).....	33
Figura 4.7 - Utilizzo impianti (%) in diverse aree geografiche)	34
Figura 4.8 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)	34
Figura 4.9 - Import/export netto di prodotti petroliferi (kt)	34
Figura 4.10 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio.....	35
Figura 4.11 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina.....	35
Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m ³) - variazione tendenziale e domanda annua (asse dx).....	36
Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m ³)	36
Figura 4.14 - Consumi di carbone per la generazione elettrica in Germania, Gran Bretagna e altri UE (var. tendenziale, ktep)	36
Figura 4.15 - Importazioni di GNL nell' UE28 (miliardi di m ³ , asse sx) e spread LNG Japan-TTF (€/MWh, asse dx)	36
Figura 4.16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm ³).....	37
Figura 4.17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m ³).....	37
Figura 4.18 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm ³)	38
Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm ³)	38
Figura 4.20 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx).....	38
Figura 4.21 - Indice di flessibilità residua (valore minimo dei 4 trimestri precedenti)	39
Figura 4.22 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)	39
Figura 4.23 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh).....	40
Figura 4.24 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)	40
Figura 4.25 - Punta di domanda in potenza (GW).....	40
Figura 4.26 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di FER (scala dx)	40
Figura 4.27 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche)	41
Figura 4.28 - Massima penetrazione delle FRNP (%).....	41
Figura 4.29 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)	41
Figura 4.30 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua nel I trimestre 2019 e nel I trimestre 2018 – Sistema Italia (MW)	42
Figura 4.31 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€/cent/kWh).....	42
Figura 4.32 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh)	42
Figura 4.33 - Curva oraria del prezzo all' ingrosso dell' energia elettrica in Italia e Germania (€/MWh)	43
Figura 4.34 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 (per il 2019 dati gennaio-maggio).....	43
Figura 4.35 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx) ...	43
Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)	44
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).....	44
Figura 5.3 - Variazione trimestrale delle componenti degli oneri di sistema dall' introduzione della riforma della disciplina. Arim quota consumi (€/MWh), Arim quota potenza (€/kW) e Arim quota fissa (€/mese).....	44
Figura 5.4 - Stima prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh) .	44
Figura 5.5 - Andamento del prezzo dell' energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh), al netto delle imposte non recuperabili - Confronto tra Italia e Zona Euro	45
Figura 5.6 - Stima dell' andamento delle imposte non recuperabili per l' energia elettrica per le utenze non domestiche (c€/kWh) - Confronto tra Italia e Zona Euro.....	45
Figura 5.7 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l' acquisto di energia elettrica da parte di un' impresa italiana con consumo pari a 1.250 MWh/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018.....	45
Figura 5.8 - Composizione del prezzo dell' energia elettrica per un consumatore domestico tipo in maggior tutela (c€/kWh) .	46
Figura 5.9 - Intervallo di confidenza al 95% relativo al costo unitario al kWh per le offerte sul mercato libero rilevate nel mese di aprile 2019 per la città di Roma, e confronto con la corrispondente offerta sul mercato tutelato (Ipotesi 3 kW)	46
Figura 5.10 - Evoluzione del costo unitario dell' energia elettrica per l' utente domestico tipo. Confronto tra la migliore offerta sul mercato libero e quella secondo il mercato tutelato	46
Figura 5.11 - Costo unitario dell' energia elettrica al variare del livello di consumo annuo per l' utente domestico tipo (media delle prime tre offerte sul mercato libero, potenza uguale a 3 kW), e sua scomposizione nelle principali voci. Aprile 2019	46
Figura 5.12 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)	47
Figura 5.13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)	47
Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (€/litro)	47
Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sn, var. % tendenziale asse dx)	48
Figura 5.16 - 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).....	48
Figura 5.17 - 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 GJ/a (%)	48
Figura 5.18 - 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)	48
Figura 5.19 - Andamento del differenziale del prezzo del gas per le utenze non domestiche rispetto alla media della Zona Euro, espresso in termini percentuali. Dato relativo al netto delle imposte non recuperabili	49
Figura 5.20 - Stima in euro del differenziale di costo medio annuo per l' acquisto del gas da parte di un' impresa italiana con consumo pari a 5.500 GJ/a rispetto a similari imprese europee. Valori in base al II semestre 2018).....	49
Figura 5.21 - Stima dell' andamento delle imposte non recuperabili per il gas per le utenze non domestiche (€/GJ) - Confronto tra Italia e Zona Euro.....	49

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Giugno 2019



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

www.enea.it