



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

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2018



1/2019

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2018

1/2019

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, Daniela Palma, Federica Scipioni, Maria Cristina Tommasino, Emiliano Seri, Paola Del Nero, Bruna Felici

- Capitolo 1: F. Gracceva, A. Zini, E. Seri
- Capitolo 2: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara, A. Colosimo, F. Gracceva
- Capitolo 4: F. Gracceva, A. Zini
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara, M. C. Tommasino (Focus: D. Palma e F. Scipioni)

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

| | |
|--|----|
| Sintesi dei contenuti | 4 |
| 1. Indice sintetico della transizione energetica..... | 6 |
| FOCUS – Una valutazione delle interdipendenze fra le dimensioni del trilemma energetico | 9 |
| 2. Quadro di sintesi dei consumi di energia | 11 |
| 2.1 Variabili guida del sistema energetico | 11 |
| 2.2 L'andamento dei consumi energetici | 17 |
| 3. Decarbonizzazione del sistema energetico..... | 27 |
| 4. Sicurezza del sistema energetico italiano | 33 |
| 4.1 Sistema petrolifero..... | 33 |
| 4.2 Sistema del gas naturale | 38 |
| 4.3 Sistema elettrico | 44 |
| BOX - Variabili chiave nella determinazione del PUN..... | 49 |
| 5. Prezzi dell'energia..... | 50 |
| 5.1 Prezzi dell'energia elettrica | 50 |
| 5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi | 54 |
| 5.3 Prezzi del gas naturale | 55 |
| 5.4 L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon..... | 58 |
| FOCUS- Evoluzione e tendenze della spesa pubblica in ricerca energetica nello scenario mondiale ed europeo.... | 61 |
| Nota metodologica | 66 |

Sintesi dei contenuti

- Secondo la stima preliminare dell'ENEA, nel 2018 i **consumi di energia primaria** sono stati pari a circa 171,5 Mtep, in aumento di circa un punto percentuale rispetto al 2017. Nel corso degli ultimi quattro anni si è dunque consolidata una tendenza opposta a quella registrata nel lungo e costante periodo di riduzione dei consumi iniziato già prima della crisi economica. Nel 2018 l'aumento della domanda di energia è risultato in linea con la crescita dell'economia, dunque l'intensità energetica del PIL è rimasta sostanzialmente invariata, confermando lo stop ai cali degli anni precedenti già emersa nel 2017.
- In un'ottica di lungo periodo la correlazione registrata negli ultimi anni tra i consumi di energia e i loro principali driver sembra indicare che gli obiettivi di riduzione dei consumi individuati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC) richiedano una forte accelerazione nel disaccoppiamento tra energia ed economia.
- L'incremento di circa 2 Mtep di energia primaria rispetto ai livelli del 2017 è imputabile all'aumento dei consumi di petrolio, fonti rinnovabili ed importazioni di energia elettrica, complessivamente cresciuti di circa 5 Mtep, e solo in parte compensati dalla minore domanda di gas e carbone. La ripresa dei consumi di petrolio e la riduzione del ricorso al gas per la generazione elettrica hanno fatto sì che nel 2018 le due fonti siano arrivate a coprire la stessa quota di energia (circa il 35%), mentre la quota di fonti fossili nel mix energetico si colloca la 75% (1,5% in meno rispetto a 2017, ma ancora due punti percentuali in più rispetto al minimo del 2013).
- Secondo le stime ENEA, i consumi finali di energia per 2018 si attestano a circa 127,5 Mtep, in aumento di circa l'1,5% rispetto al 2017. In un'ottica di più lungo periodo i consumi finali di energia sembrano essere tornati su un trend di crescita rispetto al punto di minimo raggiunto nel corso del 2014, quando erano scesi sotto la soglia dei 120 Mtep. La crescita del 2018 è imputabile fondamentalmente all'aumento dei prodotti petroliferi nel settore **trasporti**, settore nel quale nel 2018 si segnala il calo del mercato dell'auto e il peggioramento delle emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato (114 gCO₂/Km, +1,8% sul 2017). In lieve riduzione i consumi del settore industriale, in un anno di progressivo rallentamento della produzione. Sostanzialmente stabili i consumi del settore civile, a fronte di un impulso negativo proveniente dai driver (clima e prezzi dell'energia).
- La richiesta di **energia elettrica** resta su un trend di crescita molto moderato (+0,4% nel 2018). Rispetto ai livelli massimi del 2008 la domanda risulta oggi inferiore di circa il 5%, in ripresa quindi rispetto al -9% di inizio 2015 (+1% la crescita media annua nel periodo 2015-2018). I consumi finali di energia sono cresciuti ad un ritmo tre volte superiore rispetto al più modesto aumento della domanda elettrica, dunque l'elettificazione del sistema energetico risulta in sia pur marginale calo rispetto al 2017, appena al di sotto del 20% dei consumi finali, sostanzialmente stabile da quattro anni. Si tratta di un elemento di potenziale criticità per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione di medio periodo.
- Nella generazione elettrica, in riduzione rispetto al 2017 (-1,8%) nonostante il marginale aumento della domanda, una variazione significativa riguarda il gas naturale, in riduzione di circa 2 Mtep sul 2017 (oltre l'8% in meno) dopo la ripresa dell'ultimo triennio, favorita tuttavia da elementi congiunturali. In aumento invece le rinnovabili elettriche, che hanno prodotto 95 TWh di energia elettrica (+12%), grazie alla ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017. È però per la prima volta in calo la produzione da fonti rinnovabili intermittenti (-1,3 TWh, oltre il 3% in meno sull'anno prima), soprattutto a causa della minore produzione solare (quasi il 5% in meno).
- Secondo la stima preliminare ENEA nel 2018 le **emissioni di CO₂** del sistema energetico italiano sono state pari a circa 325 Mt, in riduzione di circa il 2% rispetto ai livelli stimati per il 2017. A determinare il calo delle emissioni sono stati i settori della trasformazione dell'energia, generazione elettrica in primis (-7%), e in misura minore i settori industriale (-2%) e civile, le cui riduzioni hanno più che compensato l'aumento delle emissioni dei trasporti.
- La traiettoria emissiva italiana al 2030 risulta divergere da quella coerente con i target europei, come declinati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima, e spostare questa traiettoria su quella target delineata nel PNEC richiede che alcune variabili chiave prendano velocemente un percorso di riduzione significativamente diverso da quello registrato nell'ultimo decennio. In particolare è in primo luogo l'intensità energetica (consumi di energia per unità di PIL) che dovrebbe collocarsi su una traiettoria decisamente più ripida di quella registrata nell'ultimo decennio: il tasso medio annuo di riduzione dell'intensità energetica dovrebbe essere più che doppio di quello registrato nell'ultimo decennio. In assenza di ciò sembrano in particolare di notevole complessità gli obiettivi di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS.
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica **ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nel 2018 presenta un nuovo significativo peggioramento rispetto all'anno precedente (-8%). Si tratta del quarto peggioramento consecutivo su base annuale dopo il massimo raggiunto nel 2014. L'analisi dell'evoluzione temporale degli indicatori che contribuiscono a comporre l'indice ISPRED consolida la conclusione che l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle diverse componenti del trilemma energetico sembra lontana dal realizzarsi. Continuano invece a susseguirsi fasi nelle quali il miglioramento su un aspetto si accompagna al peggioramento su altri. L'analisi evidenzia infatti la significatività di relazioni di trade-off tra le tre dimensioni.
- Come nei precedenti tre anni il peggioramento dell'ISPRED è in primo luogo ascrivibile alla dimensione **decarbonizzazione**. Sebbene nel corso dell'anno si siano registrati segnali positivi, che hanno portato a una ripresa del percorso di riduzione delle emissioni di CO₂, in disaccoppiamento con i consumi di energia, gli indicatori relativi alle emissioni di CO₂ riflettono il fatto che la distanza fra le emissioni stimate a fine 2018 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 è sui massimi dell'ultimo decennio, particolarmente nel caso delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora). A questo si aggiunge un peggioramento marcato anche dell'indice relativo alle fonti rinnovabili, che se continuassero a seguire la traiettoria degli ultimi anni si fermerebbero ben al di sotto del 30%, obiettivo fissato per il 2030 nel recente PNEC. Tra l'altro, secondo la stima preliminare ENEA, a fine 2018 la quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali dovrebbe risultare pari a circa il 18%, sui livelli dell'anno precedente e perfino con una buona probabilità di una marginale riduzione.
- Complessivamente la dimensione **sicurezza** dell'ISPRED presenta una variazione minima rispetto al 2017, ma con variazioni differenziate tra i diversi mercati e segmenti della *supply chain*. Nel **sistema petrolifero e della raffinazione** la ripresa dei consumi ha determinato una lieve risalita del peso del petrolio nel sistema energetico, con importazioni nette costanti al 95%,

ma con una diversificazione che resta molto elevata e in un contesto di mercato globale del petrolio nel quale continua ad aumentare il ruolo della produzione dei Paesi OECD. Si segnalano invece i peggioramenti degli indicatori relativi al rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che continua la sua discesa verso la parità, e dei margini di raffinazione, penalizzati per buona parte dell'anno dagli aumenti del greggio, ma che pure sono diminuiti più che altrove. Nell'anno è sceso anche il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione, che si è collocato stabilmente intorno al 78%, come nella prima metà del 2017, quando però l'utilizzo era poi salito nella seconda metà fino all'85%, corrispondente ai massimi decennali. Anche la media 2018 resta dunque relativamente elevata se valutata in un'ottica di medio periodo.

- Gli indicatori relativi al sistema del **gas naturale** sono in complessivo miglioramento, perché il calo dei consumi ha comportato anche a livello giornaliero un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda, sebbene la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa abbia fatto divenire problematico il rispetto della regola N-1. Il ruolo sempre più dominante del gas russo ha portato in alcuni periodi dell'anno a una significativa riduzione della diversificazione degli approvvigionamenti, ma nell'ultimo trimestre il mutato scenario del mercato internazionale ha portato a un forte aumento degli arrivi di gas naturale liquefatto (GNL). Pur restando su livelli decisamente elevati (1,7 €/MWh) si è inoltre ridotto il differenziale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), che peraltro nel 2017 era stato sui massimi dal 2012.
- Nel **sistema elettrico** 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, che nelle ore più critiche dell'anno è comunque rimasto intorno al 30%. Sia la penetrazione oraria massima sia la variabilità delle fonti intermittenti sono rimaste al di sotto del dato 2017, allentando alcune loro implicazioni per la gestione in sicurezza del sistema. Il forte aumento del prezzo del gas per la gran parte dell'anno, insieme alla riduzione del peso della generazione termoelettrica sul mercato, di quella a gas in particolare, ha portato al peggioramento della redditività di questi impianti, con un calo del 53% del *clean spark spread* (a 5,4 €/MWh).
- Sul fronte dei **prezzi dell'energia** il 2018 è stato un anno negativo. Nell'anno si sono progressivamente riversati sui prezzi al dettaglio i rialzi dei prezzi di petrolio e gas naturale registrati fino a settembre, mentre i cali successivi non sono ancora arrivati ai prezzi al dettaglio. Anche al netto di questi ultimi cali il prezzo medio annuo di petrolio e gas naturale è comunque risultato in media d'anno in significativo aumento (+30% circa per entrambi). Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali piccole e medie gli aumenti del prezzo nel 2018 sono stati pari all'8-13%, mentre per le utenze di dimensioni maggiori si possono stimare aumenti molto più contenuti, anche grazie agli sgravi fiscali in favore degli energivori. Per quanto riguarda i prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici, come registrato dall'indice dei prezzi al consumo armonizzato Istat (IPCA), il 2018 segnala un certo aumento (+4,5%), a fronte di un pur ridotto tasso d'inflazione (+1,2%). Per il gas naturale, l'aumento del prezzo nel 2018 per l'utente non domestico (classificabile nella fascia di consumo 1.000-10.000 GJ per anno) si può stimare pari al 21%. Per quello che riguarda i prezzi al consumo del gas per le utenze domestiche (IPCA), si segnala altresì un aumento pari al 5,6%, piuttosto elevato se letto alla luce del trend più recente.
- Nel confronto internazionale, in ordine al gas naturale, nei primi nove mesi del 2018 l'Italia conosce un livello di prezzo praticato alle utenze industriali (nella fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a) in linea con la media dell'Unione Europea (2,38 c€/kWh, contro una media UE 28 di 2,42). Molto più problematico il confronto internazionale relativo ai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che nel 2018 nell'Unione vede l'Italia in posizione più competitiva solo rispetto ad Irlanda e Gran Bretagna, altri Paesi a notevole dipendenza dal gas naturale in termini di generazione elettrica.
- Queste dinamiche si sono inevitabilmente riflesse nella dimensione prezzi dell'ISPRED, che è anch'essa in peggioramento, ma temperato dal miglioramento dei prezzi dell'elettricità per i consumatori industriali con consumi elevati, che nel confronto con il 2017 hanno beneficiato della riforma che introdotto gli sgravi degli oneri di sistema per i consumatori energivori. Peggiorano invece significativamente gli indicatori relativi ai prezzi dell'energia elettrica per gli altri utenti. I prezzi per i clienti domestici sono infatti sui massimi dell'ultimo decennio, mentre quelli dei piccoli consumatori non domestici sono tornanti sui livelli di cinque anni fa, oltre a rimanere i più elevati dell'UE. In peggioramento anche gli indicatori relativi ai prezzi del gas naturale, per tutte le fasce di consumo, sebbene in questo caso nel confronto con gli altri Paesi i prezzi italiani siano più in linea con gli altri Paesi europei.
- Anche i prezzi al consumo del gasolio sono aumentati nel corso 2018 (+8% rispetto al 2017). Anche in questo caso si segnala un aumento leggermente inferiore a quello dei prezzi medi europei, cosicché il prezzo italiano è ora il secondo più alto dell'UE-28, di poco inferiore a quello svedese. Dietro a questo miglioramento vi è il fatto che il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è tornato al di sotto della media UE-28, cosa che non accadeva dal 2016.
- I dati sul **commercio internazionale** di prodotti e tecnologie legate alla transizione energetica collocano l'Italia in posizione complessivamente non positiva, pur tra luci ed ombre. In particolar modo, la posizione italiana dal lato della mobilità low-carbon (veicoli elettrici, veicoli ibridi, accumulatori agli ioni di litio) sembra caratterizzata da una forte dipendenza dall'estero, con saldi commerciali negativi, secondo un trend sempre più accentuato. Buona la posizione per il solare termico e per l'eolico. Per il fotovoltaico il saldo commerciale nel 2018 è leggermente negativo, ma è da segnalare l'evidenza di una buona performance verso i Paesi extra-UE. In particolare, emerge una certa specializzazione dell'export italiano in favore degli USA (93% dell'export totale, dato 2017, rispetto al quale il 2018 pare sostanzialmente in linea).
- Questo numero dell'Analisi trimestrale include un Focus che analizza evoluzione e tendenze della **spesa pubblica in ricerca energetica** nel quadro della grande ripresa degli investimenti a livello mondiale che hanno sostenuto lo sviluppo delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili e di quelle relative all'efficienza energetica a partire dagli anni Duemila. L'analisi mette in rilievo come l'Italia, sebbene in linea con le tendenze emergenti, stia destinando a queste tecnologie una quota della spesa in ricerca energetica pari a circa il 30% del totale (dato 2017), molto al di sotto di quella registrata mediamente in Europa (45% nel 2016). Ma la maggiore preoccupazione deriva dal registrare a partire dal 2012 una continua riduzione dell'investimento pubblico in ricerca energetica (ad oggi pari al -18%), in contrasto con la notevole dinamica di crescita registrata da Germania e Gran Bretagna, che rende l'Italia più simile alla Spagna, nel contesto di una più forte crisi depressione economica dei Paesi del Sud Europa, accentuata dalle politiche di austerità successive allo scoppio della crisi internazionale del 2007-2008.

1. Indice sintetico della transizione energetica

L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica) 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. Per questo numero dell'Analisi trimestrale l'indice ha subito alcune piccole revisioni finalizzate a rafforzarne la robustezza (vedi Nota metodologica), per cui a partire da questo numero i risultati sono solo parzialmente confrontabili con quelli dei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale.

In forte calo la dimensione decarbonizzazione. Fermo il disaccoppiamento tra consumi di energia e PIL, la crescita delle fonti rinnovabili resta al di sotto della traiettoria coerente con i target di lungo periodo

Come nei precedenti tre anni il peggioramento nella dimensione decarbonizzazione è il fattore più importante per il peggioramento dell'ISPRED. Sebbene nel corso dell'anno si siano registrati segnali positivi, che hanno portato a una ripresa del percorso di riduzione delle emissioni di CO₂, in disaccoppiamento con i consumi di energia (ma per fattori congiunturali, cioè la ripresa di idroelettrico e importazioni di elettricità), gli indicatori relativi alle emissioni di CO₂ riflettono il fatto che il gap fra le emissioni stimate a fine 2018 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 è sui massimi dell'ultimo decennio, particolarmente nel caso delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora). A incidere in modo rilevante su questo gap è il dato dell'intensità energetica del PIL, che negli ultimi quattro anni si è ridotta in modo marginale, mentre il raggiungimento degli obiettivi 2030 richiederebbe tassi medi annui di riduzione dell'intensità energetica radicalmente maggiori.

Gli indicatori relativi all'orizzonte 2020 restano comunque tutti in area di criticità ridotta, perché gli obiettivi in questione si possono considerare raggiunti. Nel caso del 2030, invece, nell'ultimo anno si è allargata la distanza dai target relativi alle emissioni di CO₂. A questo si aggiunge un peggioramento marcato anche dell'indice relativo alle fonti rinnovabili, che se continuassero a seguire la traiettoria degli ultimi anni si fermerebbero al di sotto del 30%, obiettivo fissato per il 2030 nel recente Piano nazionale integrato energia e clima. Tra l'altro, secondo la stima preliminare ENEA, a fine 2018 la quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali dovrebbe risultare pari a circa il 18%, dunque ferma sui livelli dell'anno precedente.

Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: valori assoluti e valori degli indicatori normalizzati

| Decarbonizzazione | Valore 2018 | Valore 2017 | Valore indicatore 2018 | Valore indicatore 2017 |
|--|-------------|-------------|------------------------|------------------------|
| Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 - Distanza dal target (Mt) | -15 | -12 | 0.39 | 0.46 |
| Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2020 - Distanza dal target (Mt) | -13 | -12 | 0.57 | 0.63 |
| Proiezione sviluppo FER al 2020 | 18.4% | 19.6% | 0.27 | 0.33 |
| Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 - Distanza dal target (Mt) | 28 | 20 | 0.03 | 0.03 |
| Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2030 - Distanza dal target (Mt) | 32 | 29 | 0.05 | 0.25 |
| Proiezione sviluppo FER al 2030 | 28% | 34% | 0.39 | 0.52 |

| |
|-------------------|
| Criticità ridotta |
| Criticità media |
| Criticità elevata |

| Sicurezza energetica | | Valore 2018 | Valore 2017 | Valore indicatore 2018 | Valore indicatore 2017 |
|------------------------------------|--|-------------|-------------|------------------------|------------------------|
| Resilienza sistema petrolifero | Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL | 33.8% | 33.1% | 0.92 | 0.98 |
| | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | 0.127 | 0.126 | 0.78 | 0.82 |
| Approvvigion. prodotti petroliferi | Copertura domanda benzina | 1.87 | 1.97 | 0.31 | 0.18 |
| | Copertura domanda gasolio | 1.11 | 1.18 | 0.14 | 0.42 |
| Competitività raffinazione | Margini di raffinazione (\$/bl) | 2.0 | 3.5 | 0.57 | 0.67 |
| | Utilizzo impianti (%) | 78% | 83% | 0.94 | 0.85 |
| Resilienza sistema gas naturale | Dipendenza dall'import ponderata con peso gas | 34.5% | 35.7% | 13.1% | 7.5% |
| | Stabilità paesi fornitori - Indice IEA | 3.84 | 3.83 | 0.14 | 0.12 |
| | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | 0.37 | 0.33 | 0.08 | 0.31 |
| Adeguatezza sistema gas | Eccesso capacità import su domanda (%) | 28% | 22% | 0.42 | 0.24 |
| Adeguatezza mercato gas | Spread PSV-TTF (€/MWh) | 1.8 | 2.7 | 0.4 | 0.4 |
| | Liquidità PSV (TWh) | 247 | 220 | 1 | 1 |
| Adeguatezza sistema elettrico | Indice capacità in eccesso | 41% | 36% | 0.17 | 0.06 |
| Flessibilità sistema elettrico | Variazione oraria domanda residua (% del carico) | 6.3% | 6.9% | 25.7% | 13.3% |
| Adeguatezza mercato elettrico | Spark spread (€/MWh) | 5.4 | 11.5 | 0.19 | 0.36 |

| Prezzi dell'energia | Valore 2018 | Valore 2017 | Valore indicatore 2018 | Valore indicatore 2017 |
|---|-------------|-------------|------------------------|------------------------|
| Prezzi energia elettrica cons. domestici (€/kWh) | 0.231 | 0.224 | 0.07 | 0.10 |
| Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh) | 0.179 | 0.170 | 0.47 | 0.38 |
| Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh) | 0.157 | 0.145 | 0.45 | 0.51 |
| Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh) | 0.132 | 0.132 | 0.69 | 0.36 |
| Prezzi energia elettrica consumi molto alti (€/kWh) | 0.107 | 0.118 | 0.89 | 0.29 |
| Prezzi gasolio (€/000L) | 1,533 | 1,404 | 0.24 | 0.38 |
| Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ) | 13.17 | 11.79 | 0.66 | 0.74 |
| Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ) | 8.84 | 9.19 | 0.75 | 0.91 |
| Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ) | 7.55 | 6.20 | 0.79 | 0.98 |
| Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ) | 7.39 | 6.17 | 0.83 | 0.96 |

Calo marginale per la dimensione sicurezza, migliorano sistema gas ed elettrico, peggiora la raffinazione

Complessivamente la dimensione sicurezza dell'ISPRED presenta una variazione minima rispetto al 2017, ma con variazioni differenziate tra i diversi mercati e segmenti della supply chain.

Nel sistema petrolifero, che resta in una fase di incertezza circa le prospettive della domanda, la ripresa dei consumi ha determinato una lieve risalita del peso del petrolio nel sistema energetico, ma le importazioni nette sono rimaste costanti (al 95%), grazie alla ripresa della produzione interna. Resta inoltre molto elevata la diversificazione, in un contesto di mercato globale del petrolio nel quale continua ad aumentare il ruolo della produzione dei Paesi OECD. Si sono invece ridotti i margini di raffinazione che, pur penalizzati per buona parte dell'anno dagli aumenti del greggio, sono diminuiti nell'area del Mediterraneo più che altrove. Con essi è sceso anche il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione, che si è collocato stabilmente intorno al 78% (calo maggiore tra i principali Paesi UE), come nella prima metà del 2017, quando però l'utilizzo era poi salito nella seconda metà fino all'85% (peraltro sui massimi decennali). La media 2018 resta comunque relativamente elevata se valutata in un'ottica di medio periodo. Si segnalano poi la marcata riduzione delle esportazioni nette di prodotti petroliferi (-25%) e la nuova riduzione del rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che continua la sua discesa verso la parità. La prospettiva per il 2019 per il mercato del petrolio è che i cambiamenti straordinari avvenuti negli ultimi anni possano avere implicazioni positive per la sicurezza globale, quanto meno imponendo un tetto ai rialzi del greggio. Si prospetta invece un anno non semplice per la raffinazione, per la forte crescita di capacità prevista a livello globale e per i nuovi vincoli sui carburanti marini che entrano in vigore a inizio 2020.

Gli indicatori relativi al sistema del gas naturale sono in complessivo miglioramento, perché il calo dei consumi ha riportato in riduzione il peso del gas sul sistema energetico, e soprattutto ha comportato anche a livello giornaliero un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda, sebbene la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa abbia fatto divenire problematico il rispetto della regola N-1. Il ruolo sempre più dominante del gas russo ha portato in alcuni periodi dell'anno a una significativa riduzione della diversificazione degli approvvigionamenti, e segnali non positivi vengono dall'indice IEA che misura la stabilità media dei fornitori. D'altra parte, nell'ultimo trimestre il mutato scenario del mercato internazionale ha portato a un forte aumento degli arrivi di gas naturale liquefatto (GNL). Pur restando su livelli decisamente elevati (1,7 €/MWh) si è inoltre ridotto il differenziale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), che peraltro nel 2017 era stato sui massimi dal 2012. In una prospettiva di medio periodo (almeno 5 anni) si possono individuare diversi fattori che possono determinare un aumento della domanda di gas, con eventuali implicazioni per la sicurezza del sistema, ma per il breve è difficile immaginarne un aumento, se non per motivi congiunturali (clima e idraulicità, che impatta sulla generazione idroelettrica). Sui mercati internazionali del gas nei prossimi mesi vi sono ragioni che possono continuare a favorire l'arrivo di carichi di GNL in Europa, con implicazioni positive sul livello dei prezzi. Meno immediate sono le implicazioni per lo spread PSV-TTF, che in prospettiva potrebbe da fine anno subire le conseguenze dell'entrata in funzione del raddoppio del Nord Stream, destinato a rinforzare sempre più la rotta nordica del gas russo verso l'Europa, quella preferita dalla Russia (vedi cap. 4.2).

Nel sistema elettrico il ritorno alla media dell'idraulicità e delle importazioni, insieme alla stagnazione della domanda, hanno riportato il margine di riserva alla punta sopra il 30% (nella stima ENEA). Si tratta di valori sufficienti in condizioni normali, d'altra parte gli anni recenti hanno mostrato la potenzialità fragilità del sistema in caso di combinazione di eventi che riducono l'offerta (fermate al nucleare francese e scarsa idraulicità). È tornata a scendere la quota di domanda coperta dalla generazione termoelettrica e per la prima volta anche quella coperta dalle fonti intermittenti, e con essa anche la criticità degli indicatori relativi alla gestione in sicurezza del sistema, come la ripidità della domanda residua. Anche la penetrazione oraria massima e la variabilità delle fonti intermittenti sono rimaste ben al di sotto del dato 2017. Il forte aumento del prezzo del gas per la gran parte dell'anno, insieme alla riduzione del peso della generazione termoelettrica sul mercato, di quella a gas in particolare, ha portato al peggioramento della redditività di questi impianti, con un calo del 53% del clean spark spread (a 5,4 €/MWh). La prospettiva per il breve periodo è che l'evoluzione di molti indicatori dipenderà come di recente dal rapporto tra produzione termoelettrica e idroelettrica, mentre l'attuale ritmo di aumento della capacità intermittente non sembra in grado determinare nuovi cambiamenti radicali, dopo quello strutturale avvenuto negli anni 2011-2013.

In aumento tutti i prezzi dell'energia per gli utenti finali con l'eccezione dell'elettricità per i grandi consumatori industriali

Sul fronte dei prezzi il 2018 è stato un anno negativo, ma con alcuni aspetti positivi nel confronto con le altre realtà europee. Nell'anno si sono progressivamente riversati sui prezzi al dettaglio i rialzi dei prezzi di petrolio e gas naturale registrati fino a settembre, mentre i cali successivi non sono ancora arrivati ai prezzi al dettaglio. Anche al netto di questi ultimi cali il prezzo medio annuo di petrolio e gas naturale è comunque risultato in media d'anno in significativo aumento (+30% circa per entrambi). Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali piccole e medie gli aumenti del prezzo nel 2018 sono stati pari all'8-13%, mentre per le utenze di dimensioni maggiori si possono stimare aumenti molto più contenuti, anche grazie agli sgravi fiscali in favore degli energivori. Per quanto riguarda i prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici, come registrato dall'indice dei prezzi al consumo armonizzato Istat (IPCA), il 2018 segnala un certo aumento (+4,5%), a fronte di un pur ridotto tasso d'inflazione (+1,2%). Per il gas naturale, l'aumento del prezzo nel 2018 per l'utente non domestico (classificabile nella fascia di consumo 1.000-10.000 GJ per anno) si può stimare pari al 21%. Per quello che riguarda i prezzi al consumo del gas per le utenze domestiche (IPCA), si segnala altresì un aumento pari al 5,6%, piuttosto elevato se letto alla luce del trend più recente.

D'altra parte, il confronto con gli altri Paesi europei evidenzia una significativa riduzione del differenziale tra il prezzo all'ingrosso medio annuo italiano e quello tedesco, e miglioramenti si registrano anche nella posizione relativa italiana per alcune fasce di consumatori.

Quarta riduzione annuale consecutiva per l'ISPRED (-8%), spinto dal peggioramento nelle dimensioni decarbonizzazione e prezzi

Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA, che nel 2018 presenta un nuovo significativo peggioramento rispetto all'anno precedente (-8%). Si tratta del quarto peggioramento consecutivo su base annuale dopo il massimo raggiunto nel 2014.

Nel 2018 tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico risultano in peggioramento, ma in misura molto diversa tra loro. La dimensione che più incide sul calo dell'ISPRED è la Decarbonizzazione, in forte peggioramento. La dimensione Prezzi dell'energia è anch'essa in peggioramento, ma in misura molto più contenuta, e con segnali di ripresa nell'ultima parte dell'anno. Infine è in calo marginale l'indice relativo alla molteplice dimensione Sicurezza energetica.

L'analisi statistica dell'evoluzione temporale degli indicatori che contribuiscono a comporre l'indice ISPRED consolida la conclusione che l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle diverse componenti del trilemma energetico sembra lontano dal realizzarsi, perché continuano a susseguirsi fasi nelle quali il miglioramento su un aspetto si accompagna al peggioramento su altri. L'analisi evidenzia infatti la significatività di relazioni di trade-off tra le tre dimensioni (vedi Focus che segue).

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

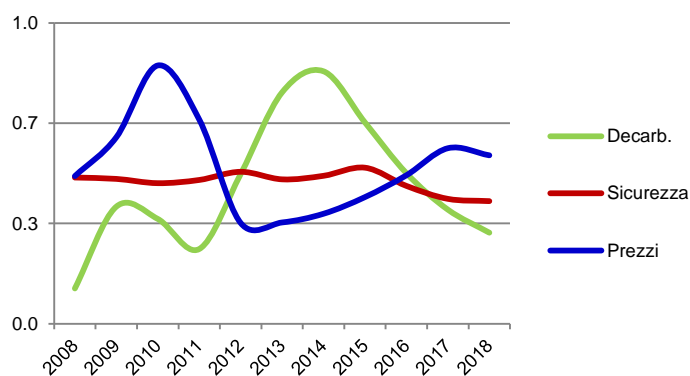
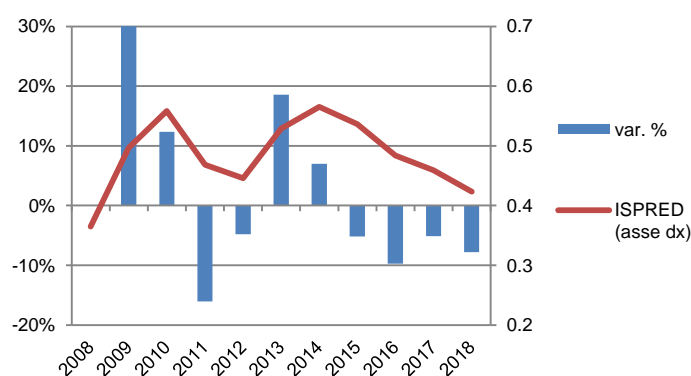


Figura 1.3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)



FOCUS – Una valutazione delle interdipendenze fra le dimensioni del trilemma energetico

Alessandro Zini, Emiliano Seri

Nel numero 1/2018 dell'Analisi trimestrale era stata presentata un'analisi delle interdipendenze tra le dimensioni costitutive del trilemma energetico italiano. A distanza di dodici mesi la stessa metodologia viene replicata allo scopo di captare eventuali tendenze, soprattutto in ordine alle possibili emergenti dinamiche dei trade-off. Ancora una volta la segmentazione del trend relativo alle variabili che rappresentano i nodi del trilemma – Decarbonizzazione, Sicurezza e Prezzi – mostra un andamento non concorde, nel senso che generalmente il miglioramento su una delle tre dimensioni avviene a discapito di un'altra.

La Figura 1.4 esprime per ciascun indice le variazioni in termini assoluti che occorrono tra un cluster temporale e il precedente. Ad esempio, tra il III trimestre 2016 e il IV trimestre 2018 l'indice ISPRED mostra un lievissimo miglioramento rispetto al cluster II 2013 – III 2016 (intorno allo 0,1), grazie ad un parziale miglioramento dei Prezzi, ma a discapito delle altre due dimensioni, soprattutto della Decarbonizzazione.

Le Figure 1.5 e 1.6 mostrano graficamente i valori delle correlazioni lineari per il periodo 2008–2018. Nelle figure le linee in rosso indicano coefficienti di correlazione negativa, indizio di una possibile relazione di trade-off, le linee colorate in blu indicano coefficienti positivi, a denotare possibili dinamiche di sinergia, mentre la forza della relazione è indicata dallo spessore delle linee. La Figura 1.5 si riferisce alle stime delle correlazioni parziali tra i tre indici dell'ISPRED, vale a dire la misura dell'intensità della relazione lineare tra le variabili prese a due a due, eliminando l'influenza della restante. La Figura 1.6, invece, riporta i valori delle semplici correlazioni bivariate.

Riguardo la Figura 1.5, i coefficienti di correlazione parziale tra le tre dimensioni mostrano segni negativi e statisticamente significativi al livello dell'1%. Di rilievo è il valore associato alla coppia Decarbonizzazione – Sicurezza (-0,659), dovuto principalmente alla correlazione della decarbonizzazione con la sicurezza del sistema elettrico (-0,76), come aiuta la lettura della Figura 1.6. Anche la correlazione tra Decarbonizzazione e Prezzi è negativa (-0,334), mentre quella tra Prezzi e Sicurezza è ancora negativa, ma di intensità minore (0,237). In sintesi, tra le principali dimensioni energetiche non sembrerebbero sussistere evidenze di relazioni di sinergia, quanto piuttosto di compensazione.

Dalla Figura 1.6 emerge un elevato valore positivo (0,70) tra sicurezza del gas naturale e Decarbonizzazione, aspetto già evidenziato in un numero precedente dell'Analisi trimestrale, da spiegare con il fatto che la riduzione dei consumi di gas osservata in tutto il periodo ha concorso tanto alla diminuzione tendenziale delle emissioni quanto alla riduzione delle criticità del sistema gas.

Altro valore da segnalare è quello del rapporto tra sicurezza del sistema elettrico e Decarbonizzazione, fortemente negativo (-0,76), spiegato dal fatto che tra gli indicatori elementari che compongono il primo ci sono le fonti delle potenziali criticità legate alla penetrazione delle fonti di energia intermittenti, come anche indicatori della redditività degli impianti di generazione termoelettrici.

Dall'ispezione della Figura 1.6 emerge infine come il comportamento degli indicatori riassunti sotto uno stesso indice non sia necessariamente univoco. In particolare, i tre indicatori specifici relativi alla Sicurezza (quello del sistema elettrico, quello del petrolio e dei prodotti petroliferi, e quello del gas) palesano dinamiche spesso opposte verso altre componenti come Decarbonizzazione, prezzi gasolio e prezzi elettricità, a dimostrazione che si può ritenere che all'interno di una componente così complessa e articolata del trilemma come quella della Sicurezza si possa annidare più di una dimensione.

Figura 1.4 - Raggruppamento per periodi dell'evoluzione temporale dell'ISPRED

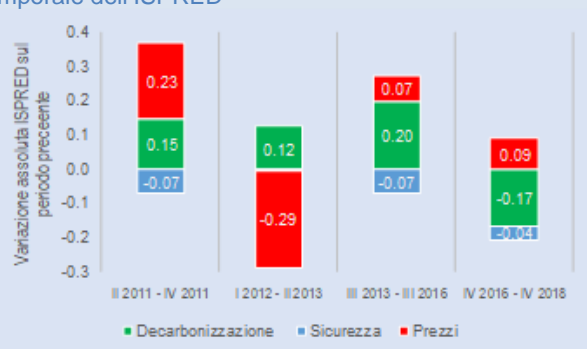


Figura 1.5 - Coefficienti di correlazione parziale tra le tre principali dimensioni dell'ISPRED

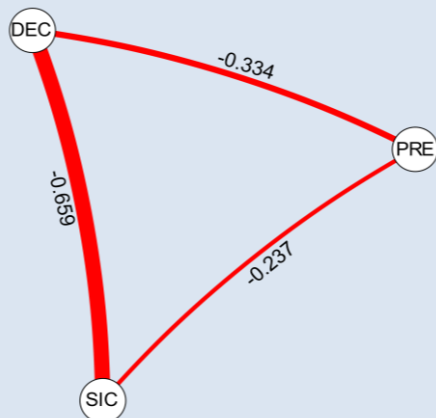
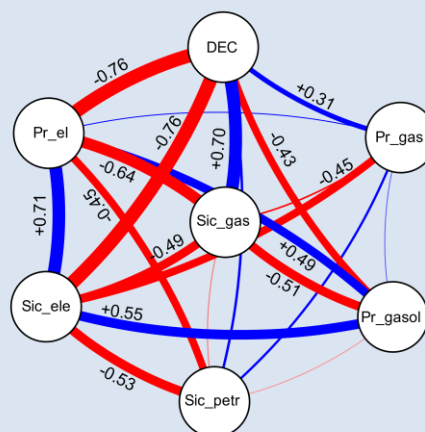


Figura 1.6 - Coefficienti di correlazione bivariata tra i principali indicatori inclusi nell'ISPRED



Il passo successivo è consistito nell'applicazione dell'analisi in componenti principali (ACP), strumento in questa sede finalizzato non già alla esplicitazione delle tre dimensioni tali e quali del trilemma, quanto piuttosto alla rappresentazione della declinazione dei rispettivi trade-off. La Figura 1.7 ne sintetizza i principali risultati. Le prime due componenti catturano quasi il 65% della variabilità originaria e sono perciò in grado di fornire una buona sintesi. La prima componente, riportata in ascissa, si caratterizza per bassi valori degli indicatori della Decarbonizzazione e per valori elevati di quelli della Sicurezza, in particolare della sicurezza del sistema elettrico. La seconda componente, in ordinata, contrappone gli indicatori dei Prezzi e della Sicurezza a quelli della Decarbonizzazione. Le due componenti identificano quindi rispettivamente versioni di sicurezza e prezzi mediate proprio dal ruolo della decarbonizzazione.

Confrontando la Figura 1.7 con la Figura 1.4, lo schema dei potenziali trade-off sembrerebbe trovare conferma. Quanto maggiore è la distanza lineare tra le rispettive coordinate sul piano, tanto maggiore è l'indicazione di una relazione negativa. La distanza tra le coordinate della Decarbonizzazione e quelle della Sicurezza è pressoché vicina ai valori massimi (1,7, mentre il valore massimo teorico è 2, quest'ultimo corrispondente al caso teorico di coordinate diametralmente opposte). Un'altra evidenza che emerge osservando la Figura 1.7 è quella che riguarda gli indicatori di Sicurezza, particolarmente "diffusi" sul piano, a riprova della loro precedentemente evidenziata maggior eterogeneità. Il loro baricentro si colloca tuttavia in opposizione alla Decarbonizzazione e ai Prezzi ma molto vicino alla sicurezza del sistema elettrico, poiché questa risulta essere la sottodimensione che spiega maggiormente la Sicurezza. Unendo le coordinate sul piano cartesiano relative alle tre dimensioni si delinea la figura di un triangolo con ciascuno dei vertici posti in quadranti diversi, a conferma del fatto che l'insieme degli indicatori coglie validamente i tre aspetti del trilemma in quanto questioni sufficientemente separate tra loro ed internamente coerenti. Di fatto, una dimostrazione more geometrico della persistenza dei trade-off.

La Figura 1.8 costituisce un tentativo di proiettare sul piano definito dalle prime due componenti principali il valore osservato nei diversi trimestri. Da questa figura sembrerebbe emergere un trend, rappresentato dalla linea tratteggiata in blu, molto articolato e variabile, come era nelle aspettative. Con una certa approssimazione, il trend definisce l'effetto del concorso delle preferenze rivelate dei policy maker e delle spinte esogene del mercato e della tecnologia sulle tre dimensioni del trilemma. Già a partire dal 2009 si delinea una tendenza al miglioramento degli obiettivi di Decarbonizzazione, a scapito dei prezzi e, a partire dal 2013 anche a scapito della Sicurezza. Il tratto della curva dal 2014, invece, è in netta discesa verticale, in favore dei Prezzi e in progressivo allontanamento dalla Sicurezza e a partire dagli ultimi trimestri del 2015 anche dalla decarbonizzazione. L'ultima parte di curva, dal 2017, lascia invece intuire la volontà di un riavvicinamento alla Decarbonizzazione. Anche da questa lettura sembrerebbe delinearsi quindi una certa distanza dall'obiettivo di uno sviluppo congiunto ed equilibrato dei diversi aspetti della questione energetica.

Figura 1.7 - Analisi in componenti principali applicata agli indicatori inclusi nell'ISPRED

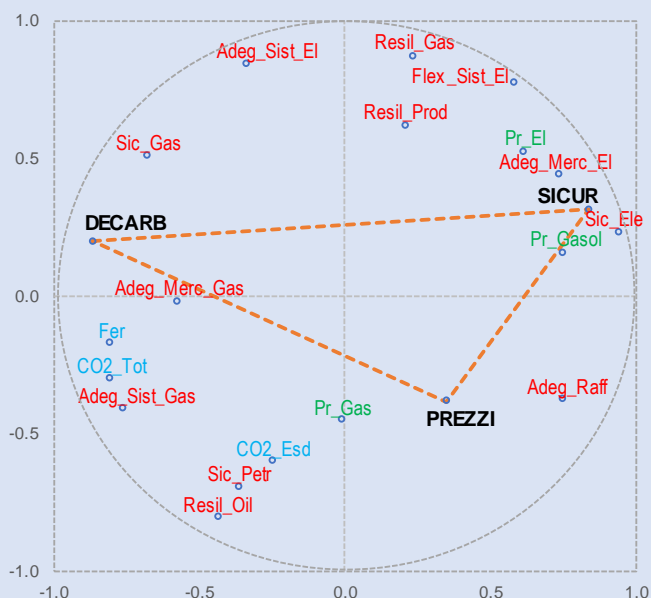
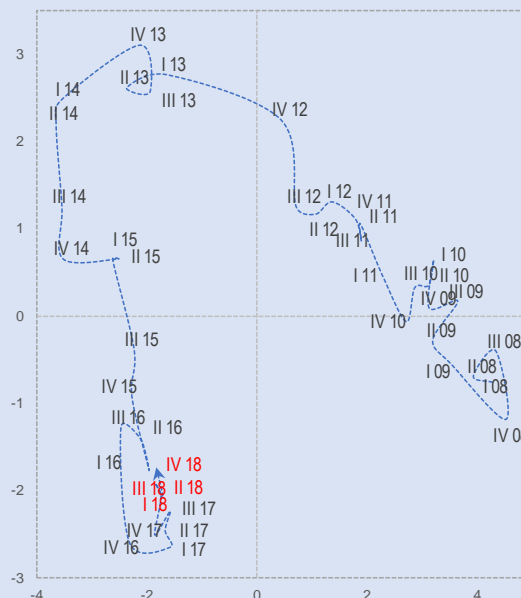


Figura 1.8 - Analisi in componenti principali. Punteggi fattoriali sul piano definito dalle prime due componenti con evidenziazione del trend



2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

- Nel 2018 le principali variabili guida dei consumi energetici hanno fornito, nel complesso, un impulso pressoché nullo all'aumento dei consumi di energia: la spinta derivante dalle componenti rappresentative dell'andamento dell'economia (PIL e produzione industriale) è stata sostanzialmente compensata dall'aumento dei prezzi e da fattori di natura climatica che hanno invece fornito un impulso alla riduzione dei consumi.
- Il tratto caratteristico dei mercati internazionali dell'energia è stata l'elevata volatilità. I prezzi del petrolio e del gas naturale sono risultati in aumento nei primi tre trimestri, per tornare a scendere a fine anno. In media d'anno entrambe le commodity sono comunque aumentate di circa il 30%. Altro aumento record della produzione di petrolio negli USA, continua la crescita della quota di produzione non-OPEC.

Nel 2018 è risultata nulla la spinta all'aumento dei consumi proveniente dalle principali variabili guida

Nel corso del 2018 le principali variabili guida dei consumi energetici in Italia hanno fornito, nel complesso, un impulso pressoché nullo all'aumento dei consumi di energia. Alla netta spinta osservata durante i primi sei mesi dell'anno è infatti seguita, nel corso della seconda metà, una riduzione del superindice ENEA di pari entità (vedi Nota metodologica per la descrizione del superindice). Nel corso del primo semestre PIL, produzione industriale e fattori di natura climatica hanno infatti tutti fornito una spinta positiva ai consumi di energia (rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), solo modestamente contrastati dall'aumento dei prezzi dell'energia. Complessivamente nel I semestre l'aumento tendenziale del superindice ENEA è stato dell'1,7%.

La forte riduzione del superindice stimata per la seconda metà dell'anno (pari al -1,5% tendenziale) è invece da ricercare sia nella frenata delle attività economiche sia in fattori climatici che hanno questa volta favorito la riduzione del fabbisogno di energia, cui si aggiunge un incremento dei prezzi dell'energia ancora più sostenuto che nella prima metà dell'anno. La riduzione del superindice è maturata in particolare nel corso dell'ultimo trimestre, in cui tutte le variabili hanno spinto verso una riduzione dei consumi: la crescita del PIL si è sostanzialmente arrestata (era in aumento dalla fine del 2013), i prezzi delle commodity sono risultate ancora in deciso aumento e le temperature dei mesi invernali sono state più miti di quanto rilevato durante lo stesso periodo dell'anno precedente.

In riferimento all'intero 2018, come evidenzia la [Figura 2.1](#), la spinta all'aumento della domanda di energia derivante dalle componenti rappresentative dell'andamento dell'economia (PIL e produzione industriale) è stata quindi sostanzialmente compensata dall'aumento dei prezzi e da fattori di natura climatica, che complessivamente hanno invece fornito un impulso alla riduzione dei consumi.

Dopo la lunga fase di contrazione, il superindice dal 2015 muove su un percorso di crescita, anche se non uniforme

In una ottica più di lungo periodo, la [Figura 2.1](#) evidenzia la traiettoria di riduzione costante del superindice ENEA nel corso della prima metà del decennio in corso, che ha raggiunto il punto di minimo nel 2014. In quell'anno sia PIL che produzione industriale sono risultati ai livelli minimi del periodo 2008-2018 e al contempo i mesi invernali sono risultati i più miti dello stesso orizzonte temporale ([Figura 2.2](#)). Dal 2015 la traiettoria del superindice è successivamente evoluta su un percorso di crescita: nel corso degli ultimi quattro anni l'impulso alla ripresa dei consumi di energia è stato infatti positivo (circa l'1,5% in media in termini tendenziali), anche se non uniforme. Decisi incrementi si sono infatti osservati nel corso degli anni 2015 e 2017, quando l'evoluzione di prezzi e variabili economiche hanno avuto un andamento sostanzialmente uniforme e i fattori di natura climatica hanno giocato un ruolo rilevante: sia il 2014 che il 2016 infatti sono stati anni contraddistinti da inverni particolarmente miti (specie il 2014, meno freddo degli ultimi dieci anni), da cui il "rimbalzo" degli

anni immediatamente successivi. Dalla [Figura 2.2](#) emerge anche come il PIL e più ancora la produzione industriale siano ancora ben al di sotto dei valori raggiunti nel 2008, mentre la variabile rappresentativa dei prezzi ha nel decennio oscillato intorno al valore 2008, e nel 2018 è leggermente al di sopra (prezzi leggermente più bassi). Infine la variabile rappresentativa del clima nel corso dell'ultimo decennio si è mossa lungo un trend di moderata riduzione (fornendo quindi un impulso al rallentamento della domanda di energia), in linea con la tendenza di lungo periodo (vedi oltre).

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2008=100, asse dx, var. % annua, asse sx)

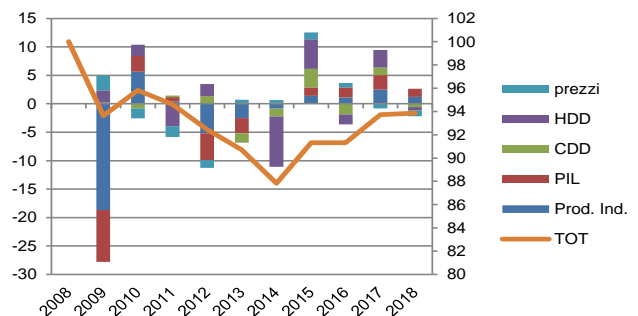


Figura 2.2 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)

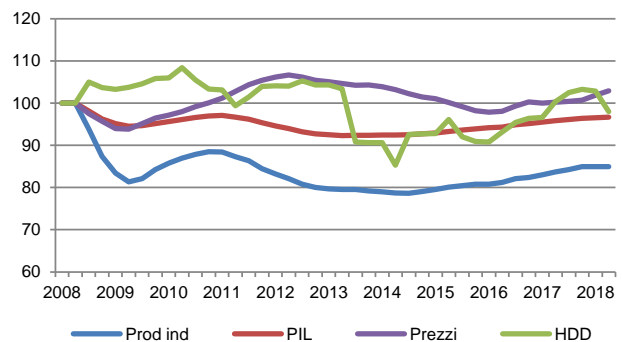
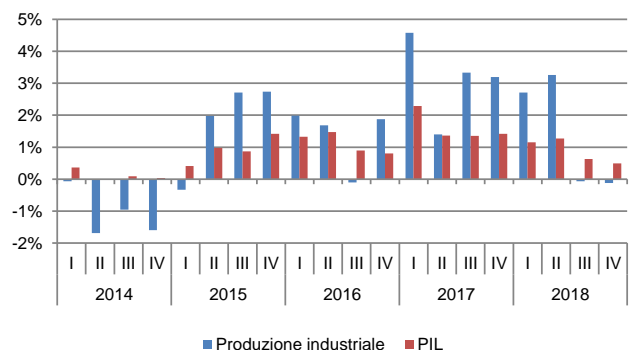


Figura 2.3 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)



Positivo l'impulso di PIL e produzione industriale, ma in forte frenata nella seconda metà dell'anno

Nel corso del 2018 la crescita del PIL (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010) è stata inferiore al punto percentuale, +0,9% rispetto al dato 2017, a fronte di tre giornate lavorative in più (Figura 2.3). Tale risultato è maturato nel corso della prima metà dell'anno (quasi +1,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), mentre nel secondo semestre la crescita è risultata significativamente inferiore (+0,6%). In particolare negli ultimi tre mesi dell'anno il PIL è cresciuto di appena lo 0,5% in termini tendenziali, a fronte di due giornate lavorative in più. Il dato dell'ultimo trimestre pare quindi confermare il rallentamento della ripresa dell'economia italiana riscontrato già nel corso del III trimestre dell'anno, quando la crescita era stata pari allo 0,6% tendenziale, nettamente inferiore rispetto a quanto osservato nella prima metà del 2018 (+1,2%) e nel corso del 2017 (+1,6%). Il rallentamento dell'economia italiana si inquadra innanzitutto nel più generale rallentamento dell'economia europea e globale, influenzato dalle tensioni sui dazi che rischiano di frenare il commercio internazionale. Per l'Italia italiana è in particolare di rilievo la frenata dell'economia tedesca, con cui quella italiana è strettamente interconnessa. Anche all'inizio del 2019 l'indice dei responsabili degli approvvigionamenti (Purchasing managers index, Pmi) è ai minimi da quasi sette anni. A tutto ciò si aggiunge poi la debolezza della domanda interna.

Al rallentamento dell'economia nella seconda parte del 2018 ha contribuito la prestazione del settore industriale, la cui produzione si è ridotta dello 0,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (dati grezzi). La seconda metà dell'anno ridimensiona pertanto la positiva prestazione dell'industria del I semestre (+3% in media, in linea con il dato del 2017). Complessivamente nel corso del 2018 la crescita della produzione è stata pari all'1,5%, inferiore a quella del 2017 e sostanzialmente in linea con le prestazioni degli anni 2016 e 2015 (rispettivamente dell'1,4% e dell'1,8% in termini tendenziali).

Il risultato negativo della produzione industriale nella seconda metà del 2018 è da ricercare in particolare nella produzione di beni intermedi (a maggiore intensità energetica), ridottasi in termini tendenziali dell'1,3% nel III trimestre e dell'1,6% nell'ultimo. Complessivamente nel 2018 la produzione di beni intermedi è risultata comunque in aumento (+0,4%), ma in misura decisamente inferiore rispetto sia rispetto al +2% registrato nella prima metà del 2018 sia rispetto ai tassi di crescita dei due anni precedenti (+2,7% nel 2017, +1,9% nel 2016). Inoltre, il dato della produzione di beni intermedi è stato inferiore a quello dell'intera industria (Figura 2.4), per cui nel 2018 l'industria italiana si è evoluta in una direzione meno energivora.

Moderato l'impulso alla riduzione dei consumi da fattori climatici, forte dall'aumento dei prezzi

Nel corso del 2018 i fattori climatici hanno fornito un impulso moderatamente negativo ai consumi di energia. In riferimento ai mesi invernali, i primi tre mesi dell'anno sono risultati più rigidi dei rispettivi del 2017, ma nel corso dell'ultimo trimestre le temperature sono state più miti dello stesso periodo dell'anno precedente. Nel complesso nel corso del 2018 la variabile HDD (Heating degree days) ha fornito un impulso, anche se marginale, alla riduzione dei consumi per riscaldamento (-1% la domanda di gas su reti di distribuzione nel 2018 rispetto al 2017, dati SNAM). In una ottica di più lungo periodo la Figura 2.5 mostra la tendenza all'aumento della temperatura media dei mesi invernali.

Discorso speculare quello relativo ai mesi estivi: la Figura 2.6 mostra come le estati risultino sempre più calde, spingendo quindi all'aumento di richiesta di raffrescamento. Nel corso del 2018, tuttavia, i mesi estivi sono risultati meno caldi

rispetto al 2017, fornendo quindi anch'essi un impulso alla riduzione dei consumi.

Una spinta alla riduzione dei consumi di energia è venuta anche dai prezzi dell'energia, in netto aumento rispetto al 2017 (Figura 2.7). Gli effetti delle tensioni internazionali sui prezzi all'ingrosso, che solo in parte si erano manifestati su quelli al dettaglio nel corso dei primi sei mesi dell'anno, nel corso del III e IV trimestre hanno invece portato ad un notevole aumento dei prezzi dell'energia per i consumatori industriali e domestici.

Figura 2.4 - Indice di prod. industriale tot. e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)

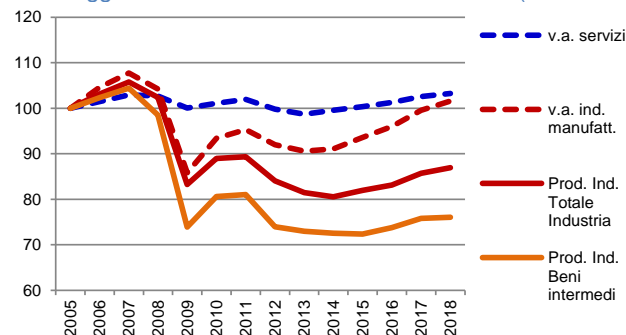


Figura 2.5 - Andamento dei HDD (Heating degree days) in Italia

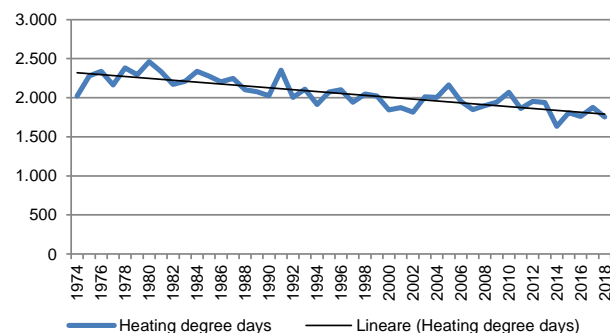


Figura 2.6 - Andamento dei CDD (Cooling degree days) in Italia

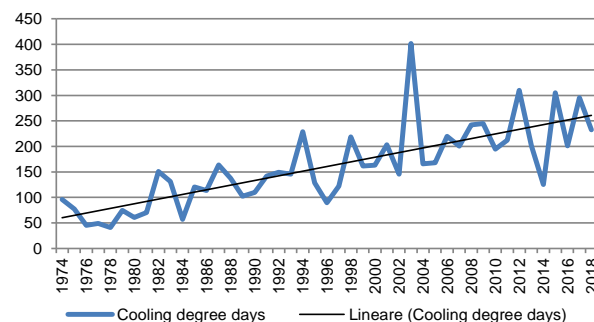
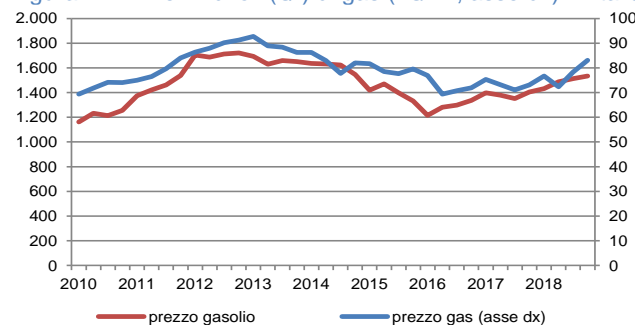


Figura 2.7 - Prezzi di oil (€/l) di gas (c€/m³, asse dx) in Italia



Petrolio in aumento ma con elevata variabilità. Altro aumento record della produzione USA

Nel 2018 i due principali mercati internazionali dell'energia hanno presentato forti oscillazioni, con una volatilità particolarmente accentuata nella seconda parte dell'anno, che nel caso del petrolio ha raggiunto livelli record.

In media d'anno il prezzo medio del petrolio Brent è stato pari a 75 \$/bbl (+31% rispetto al 2017), mentre il prezzo medio del WTI è stato pari a 64,9 \$/bbl (+28%). Il prezzo medio nasconde tuttavia ampie variazioni nel corso dell'anno. Fino a metà anno i prezzi hanno proseguito nella costante e graduale ascesa iniziata a metà del 2017, che li ha portati da circa 45 \$/bbl a oltre 75 \$/bbl. Nella seconda metà del 2018 i prezzi sono dapprima scesi leggermente, poi tornati a salire fino a un massimo di 86 \$/bbl (il Brent) all'inizio di ottobre e infine calati bruscamente (con il maggior calo giornaliero degli ultimi tre anni). A fine dicembre il Brent quotava circa 50 \$/bbl, il WTI circa 45 \$/bbl, in calo di ben il 25% rispetto all'inizio dell'anno.

I fattori che hanno determinato questa volatilità sono la produzione degli Stati Uniti, che ha continuato ad aumentare oltre le aspettative, l'incertezza sugli effetti delle sanzioni statunitensi all'Iran, le reazioni dell'OPEC+ (l'alleanza fra il cartello OPEC e la Russia) prima all'impennata dei prezzi, poi al loro nuovo brusco calo. A tutto ciò si sono aggiunte le preoccupazioni per le prospettive della domanda e le alterne fasi dei diversi conflitti geopolitici presenti in diversi Paesi produttori. Inevitabilmente, sull'insieme di questi fattori si è poi sovrapposta la speculazione finanziaria. Dalla Figura 2.8 emergono indicazioni circa l'importanza relativa dei diversi fattori su menzionati per l'evoluzione del prezzo nel corso dell'ultimo anno e mezzo. Fino alla prima metà del 2018 l'aumento dei prezzi è stato guidato da fondamentali reali di mercato, per la presenza di un eccesso di domanda. L'impennata del prezzo nel III trimestre è avvenuta invece dopo che l'eccesso di domanda era stato riassorbito, per cui un ruolo prevalente è stato giocato dalle tensioni geopolitiche, aiutate da una componente speculativa. Infine, il crollo di fine anno è (inevitabilmente) avvenuto nel momento in cui, superata l'incertezza circa gli effetti delle sanzioni USA all'Iran mitigate peraltro dalle ampie esenzioni, è emersa una nuova situazione di eccesso di offerta. Questo perché dal lato della domanda la crescita registrata nel 2018, pari a 1,3 Mbbl/g, sebbene solo marginalmente inferiore alle previsioni di un anno fa, è apparsa più a rischio a causa dei crescenti rischi macroeconomici globali, legati alle tensioni commerciali tra USA e Cina. Dal lato dell'offerta, la produzione di greggio statunitense ha di nuovo superato le aspettative, registrando un altro anno di forte crescita, sfiorando i 12 Mbbl/g a dicembre (quasi 2 Mbbl/g in più rispetto a gennaio 2018), contro previsioni EIA di aumento intorno a +1 Mbbl/g. Le tensioni sui prezzi del III trimestre hanno inoltre indotto Arabia Saudita e Russia a tornare ad aumentare la loro produzione.

Le prospettive per il 2019

I prezzi del petrolio hanno iniziato il 2019 recuperando parte delle perdite registrate a fine 2018. Dal minimo di 50 \$/bbl del 28 dicembre, il prezzo giornaliero del Brent è aumentato di oltre 10 \$/bbl a gennaio e ha raggiunto i 65 \$/bbl a fine febbraio. I cali di fine 2018, determinati dalla presa d'atto di un eccesso di offerta, hanno infatti spinto l'OPEC+ a dicembre 2018 a rinegoziare ed estendere l'accordo per un taglio della produzione, pari a 1,2 Mbbl/g a partire da gennaio 2019. A questo punto, la prospettiva circa il rapporto fra domanda e offerta globale nel 2019 è di un maggiore equilibrio, sebbene con un ampio numero di fattori di incertezza, che rendono estremamente difficile assegnare probabilità ai diversi scenari.

Secondo le ultime stime della IEA nel 2019 la domanda globale di petrolio dovrebbe collocarsi intorno ai 100,5

Mbbl/g, con una crescita di 1,4 Mbbl/g su base annua, simile a quella registrata nel 2018. Per la produzione non-OPEC si stima invece una nuova forte crescita, vicina ai 2 Mbbl/g, sulla scia di un nuovo aumento della produzione USA per circa 1,5 Mbbl/g, cui si somma un aumento significativo anche in Brasile (Figura 2.10).

Nell'ipotesi di effettiva realizzazione del taglio della produzione OPEC+ rispetto ai livelli di fine 2018, un dato non scontato, per tutto il 2019 l'offerta totale risulterebbe superiore alla domanda, un dato che sembra porre quantomeno le condizioni per un tetto al rialzo dei prezzi. Resta inoltre l'incertezza circa la capacità dei produttori OPEC+ di applicare con successo gli accordi, o se necessario implementare tagli anche più profondi per riequilibrare il mercato in caso di revisioni al ribasso della domanda, un'eventualità anche questa non improbabile alla luce dell'attuale situazione macroeconomica.

Al contempo, diverse ragioni portano comunque a ritenere plausibile che il prezzo medio 2019 potrà essere superiore a quello del 2018. In primo luogo, un fattore chiave sarà come detto il livello effettivo della produzione dell'ormai maggiore produttore mondiale, gli Stati Uniti, che presenta però un discreto grado di incertezza, nel breve/medio periodo non tanto quanto alla sua direzione quanto certamente riguardo al suo tasso di crescita. In secondo luogo, l'ampio spettro di tensioni geopolitiche che coinvolgono diversi Paesi di produzione (Libia, Nigeria, Iraq, Venezuela). A questo si aggiunge la prospettiva dell'eliminazione da parte USA delle esenzioni all'embargo del petrolio iraniano (sebbene vi siano anche dubbi circa l'effettiva determinazione dell'amministrazione statunitense a spingere l'export iraniano verso lo zero). Infine, l'attuale consistenza della spare capacity nei Paesi OPEC, stimata attualmente su livelli dell'1% della domanda, e concentrata in Arabia Saudita.

Figura 2.8 - Bilancio domanda/offerta (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

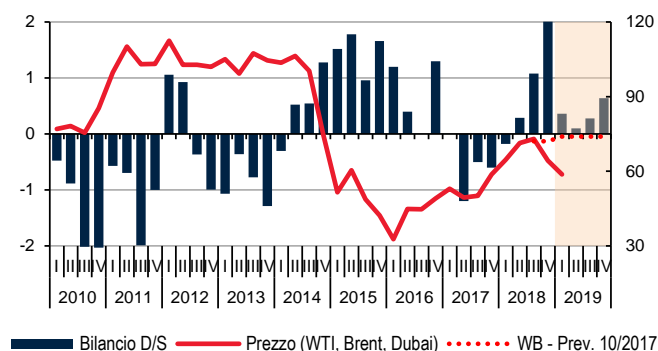
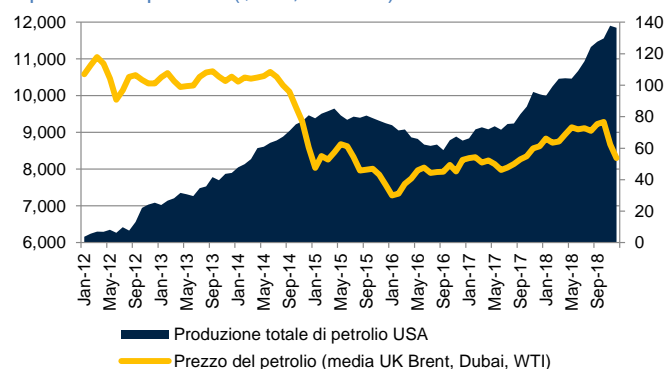


Figura 2.9 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)



In forte aumento anche i prezzi del gas in Europa (32% su base annua), ma di nuovo in forte calo a fine anno e inizio 2019

Complessivamente, in media d'anno il prezzo del gas naturale sul principale mercato europeo (il TTF olandese) si è attestato a 22,8 €/MWh, in aumento del 31,6% rispetto alla media 2017 (Figura 2.11). Il prezzo del gas ha seguito nel 2018 un andamento simile a quello del petrolio. In termini tendenziali (cioè rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) le quotazioni sono risultate in aumento progressivamente crescente per tutti i primi nove mesi dell'anno: il prezzo del gas al TTF è risultato in aumento del 13% nel I trimestre, del 35% nel II trimestre, del 53% nel III trimestre, dunque con una significativa e inusuale accelerazione nei mesi estivi, quando di norma il prezzo tende invece a ridursi rispetto ai valori invernali. A settembre il prezzo spot al TTF ha infatti raggiunto una media di 27,8 €/MWh, il più alto dalla fine del 2013, sulla spinta dell'aumento dei prezzi del petrolio e del carbone, dei prezzi delle emissioni di carbonio, della riduzione dell'offerta di GNL in Europa e della forte domanda di iniezione in vista della stagione invernale, perché l'ultimo inverno aveva lasciato il tasso di riempimento degli stoccaggi europei ai minimi degli ultimi cinque anni (Figura 2.12).

Come nel caso del petrolio anche in questo caso i prezzi sono tornati a scendere nell'ultimo trimestre dell'anno, di nuovo in modo contrario rispetto all'usuale andamento stagionale, per una combinazione di fattori in parte simili a quelli che hanno determinato gli aumenti dei mesi precedenti. In primo luogo, le temperature al di sopra della media stagionale, che hanno moderato la domanda nel IV trimestre, e le aspettative sulla domanda futura, peggiorate con gli ultimi dati sulla crescita economica europea: la crescita tendenziale del PIL dell'UE è scesa nel III trimestre all'1,9% annuo, il tasso di crescita più basso da due anni a questa parte (era al 2,8% un anno prima). Segnali di rallentamento vengono poi anche dalla crescita economica cinese. In secondo luogo, l'eccesso di offerta sul mercato del GNL, che ha determinato numerosi arrivi di carichi di GNL in Europa. Infine, il generale calo di tutte le commodity, petrolio, carbone e permessi di emissione (fino a metà novembre), con i cali delle ultime due che favoriscono tra l'altro la domanda di carbone e indeboliscono le aspettative circa la domanda di gas.

I prezzi del gas sugli altri mercati

Quanto agli altri principali mercati internazionali, dopo un anno costantemente al di sotto dei 3 \$/MBtu (circa 10 \$/MWh), il prezzo all'Henry Hub statunitense è invece aumentato in modo significativo nell'ultimo trimestre (fino a superare i 4 \$/MBtu), ma a causa di ragioni congiunturali. Già a gennaio 2019 il prezzo è infatti tornato a scendere, e a febbraio è tornato al di sotto dei 3 \$/MBtu.

Più rilevante per il sistema europeo del gas è l'andamento sui mercati asiatici, per la forte interdipendenza tra i due mercati, gestita dai movimenti del GNL, come emerge chiaramente dall'esame del mini-ciclo dei prezzi dei due mercati degli ultimi tre anni. Il prezzo del TTF ha avuto una fase di minimo decennale nel 2016 (insieme ad altri mercati globali delle materie prime, ad esempio petrolio, carbone e metalli di base), quando è arrivato a sfiorare i 10 €/MWh. Da allora il prezzo è stato in tendenziale ripresa, con un comportamento stagionale classico, in aumento in inverno, in riduzione in estate. Ruolo chiave in questa evoluzione lo ha avuto la domanda globale di GNL, cresciuta fortemente dal 2016 grazie in primo luogo alla crescita delle importazioni cinesi (+30% sia nel 2017 sia nel 2018). Ma anche la domanda europea di gas si è notevolmente ripresa negli ultimi 3 anni, sostenuta dalla maggiore crescita economica e dalla ripresa della termoelettrica.

Nel 2018 è invece venuto meno l'andamento stagionale, perché i prezzi sono rimasti elevati anche a fine inverno, per poi risalire per tutta l'estate.

Nel corso del 2018 i consumi cinesi di gas sono aumentati del 13% rispetto all'anno precedente, le importazioni del 35%. Per attirare carichi di GNL che altrimenti sarebbero rimasti in Europa i prezzi asiatici sono dunque saliti a livelli solo di poco inferiori ai picchi invernali, per cui nei mesi centrali dell'anno non si è verificata la riduzione del differenziale di prezzo tra mercato asiatico e europeo.

Infine con l'inverno 2018-19 il TTF ha di nuovo ignorato le tendenze stagionali ed è tornato a scendere in modo anche repentino, perché la domanda asiatica di GNL ha rallentato e il GNL in eccesso è tornato in Europa, e sono state riviste al ribasso le aspettative di crescita economica.

Figura 2.10 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbbbl/g)

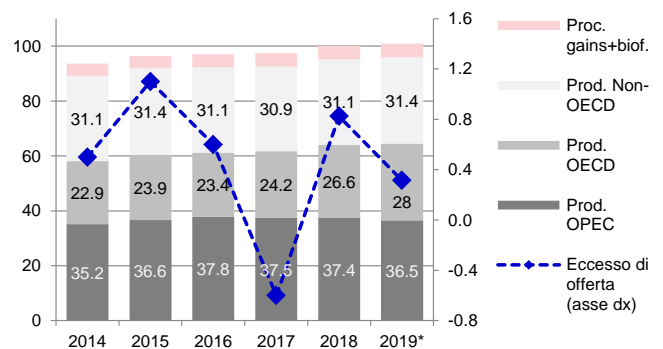


Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

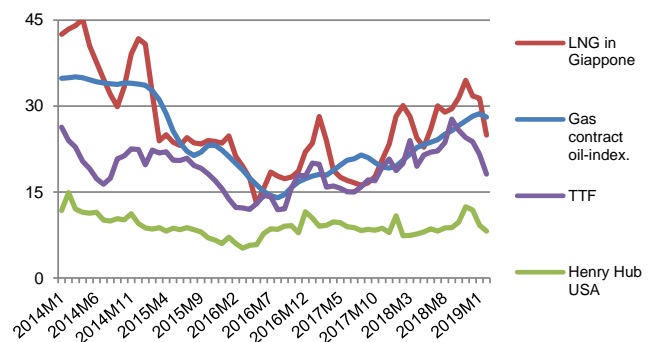
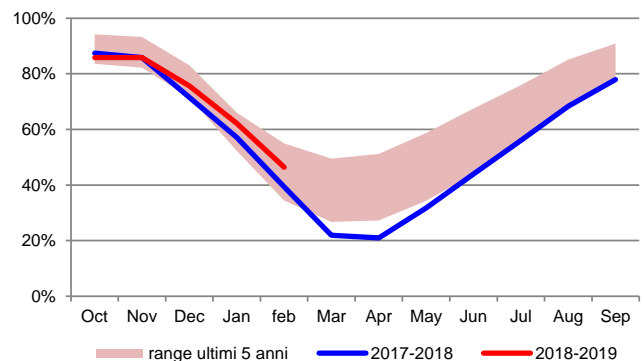


Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%)



Prospettive di breve periodo

Nei prossimi mesi, il mantenimento dell'attuale situazione sui mercati internazionali del gas è legato in primo luogo alla domanda asiatica. Per un verso quest'ultima sembra in rallentamento, per il rallentamento della crescita cinese e per la ripresa del nucleare in Giappone. Per un altro verso la politica cinese di riduzione dell'inquinamento causato dalla combustione del carbone rappresenta invece un forte sostegno, e anche il riavvio degli impianti nucleari in Giappone potrebbe proseguire più lentamente del previsto.

Nell'ipotesi di crescita moderata della domanda asiatica la nuova capacità di liquefazione recente e attesa, non solo quella australiana e statunitense ma anche il completamento prima del previsto dell'impianto di Yamal in Russia, dovrebbero permettere una riduzione delle tensioni sui mercati, con un eccesso di offerta in Asia tale da mantenere basso lo spread Asia-Europa, favorendo dunque l'arrivo di carichi di GNL in Europa. Il sistema del gas europeo si avvicina inoltre all'estate con un tasso di riempimento degli stoccaggi più elevato che nel 2018 (Figura 2.12).

In questo quadro si inseriscono in Europa i prossimi completamenti del raddoppio del Nord Stream e del Turkish Stream 1 (con il Turk Stream 2 che dovrebbe seguire nel 2020), con il primo destinato a rinforzare sempre più la rotta nordica del gas russo verso l'Europa, quella preferita dalla Russia (vedi cap. 4.2).

Carbone ancora in aumento e su livelli molto elevati anche a inizio 2019

Anche il mercato del carbone ha mostrato un trend crescente, attestandosi nel 2018 a 92 \$/t (+9% sul 2017). I prezzi sono progressivamente risaliti dopo un'iniziale riduzione sostenuti dall'aumento delle importazioni cinesi e indiane e dall'aumento dei prezzi del petrolio (che aumentano i costi di trasporto). Nell'ultimo trimestre dell'anno si è poi assistito a un nuovo calo, sia per ragioni congiunturali (minore domanda in Germania per i bassi livelli delle acque del Reno) sia per ragioni più strutturali, legate al mercato globale (vincoli alle importazioni in Cina, per ridurle rispetto al 2017 e favorire la produzione nazionale).

Mercato ETS nel 2018: andamento e moventi dei prezzi EUA

Nel corso del 2018 si sono materializzati gli effetti delle diverse misure precedentemente introdotte per correggere le distorsioni del mercato dei diritti di emissione e finalizzate a sostenerlo in modo strutturale. Tali effetti sono stati anche anticipativi rispetto all'effettiva operatività delle misure, come in particolare riguardo alla MSR (Market Stability Reserve) - operativa dall'inizio del 2019 - con la sua funzione di drenaggio periodico e sistematico dei diritti in eccesso presenti sul mercato.

A questi fattori se ne sono aggiunti altri di carattere congiunturale, come la sospensione delle aste principali (quelle tedesche) negli ultimi due mesi dell'anno con rinvio al 2019, nonché gli effetti delle incertezze sulla permanenza della Gran Bretagna nel mercato ETS a causa del processo di uscita dall'UE ("Brexit").

Tutti questi elementi hanno contribuito e concorso in modo univoco a provocare, rispetto al 2017, un notevole incremento per i prezzi medi dei diritti EUA a livello europeo, passati da 5,76 a 15,9 € (circa +160%). Il prezzo medio non fornisce tuttavia un'idea pienamente esaustiva dell'incremento poiché risente dei livelli ancora relativamente contenuti (ma poi definitivamente abbandonati) registrati nel primo trimestre, quando - pur già in forte aumento - ancora si mantenevano tra gli 8 ed i 12 €: più indicativi sono i prezzi medi mensili della seconda parte dell'anno che tra diverse oscillazioni, specialmente autunnali, si sono portati a dicembre su valori pari a 22,57 €, gli stessi sui quali hanno poi continuato ad

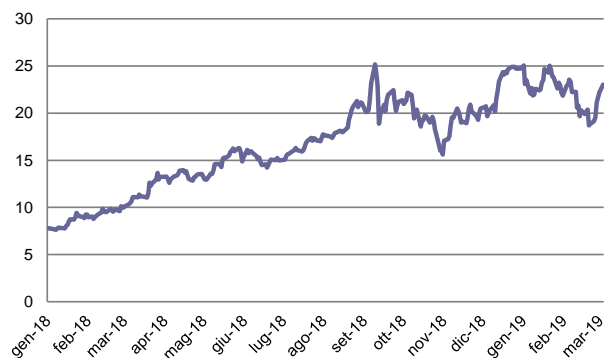
attestarsi anche per il primo trimestre del 2019 (range medio mensile tra 21 e 23,24 €).

I ricavi complessivi delle aste europee sono ammontati a 14,1 miliardi di euro, in aumento del 156% dai 5,5 dell'anno precedente.

I volumi sul mercato primario si sono leggermente ridotti (da 951 milioni di quote nel 2017 a 918 nel 2018, a causa della riduzione strutturale del tetto emissivo secondo il fattore lineare nonché del già accennato rinvio delle aste tedesche di fine anno).

Per quanto concerne l'Italia, i valori dei ricavi riflettono perfettamente, in scala 1:10, quelli europei. Nel 2018 l'Italia ha collocato 93 milioni di titoli a un prezzo medio ponderato di 15,39 euro con proventi complessivi pari ad oltre 1,4 miliardi di euro; nel settore aviazione sono state collocate circa 700mila quote EUA A ad un prezzo medio ponderato di 18,9 € con ricavi per 9 milioni di euro. Il trend dei proventi ha registrato un incremento annuale pari ad oltre il 150% rispetto al 2017 (quando vi furono incassi complessivi per 545 milioni) e al 250% rispetto al 2016 (incassi per circa 400 milioni).

Figura 2.13 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO₂)



Relazioni con i prezzi delle commodity, switching price e mix energetico

L'andamento dei prezzi EUA non può essere disgiunto da quello parallelo delle principali commodity energetiche, che nel corso del 2018 sono tutte aumentate. L'ultimo anno ha evidenziato alcuni elementi:

1. la notevole correlazione positiva tra i prezzi EUA e quelli assoluti delle commodity, in particolare (nell'ordine) con l'energia elettrica, il gas ed il carbone; la correlazione si estende anche alle rispettive volatilità, con quella dei prezzi EUA che tende ad amplificare quella delle commodity;
2. la temporanea intermittenza (e non esaustività) della suddetta correlazione. In particolare nella prima parte dell'anno la crescita dei prezzi EUA è stata autonoma, ossia non trainata dall'andamento dei prezzi delle commodity (laterale in quella fase), e non ha neppure risentito dell'effetto normalmente calmierante prodotto ogni anno dalla ripresa delle aste dopo la pausa tra dicembre e gennaio. Viceversa, il repentino picco registrato nel mese di settembre (anche in termini di volatilità) ha pienamente replicato l'analogo andamento dei prezzi di energia elettrica e gas naturale sul mercato tedesco, in ciò riflettendo le minori possibilità di switch tra gas e carbone;
3. l'andamento dei prezzi relativi delle commodity si rivela una variabile determinante per l'efficacia dei prezzi EUA sui processi di decarbonizzazione, a causa e tramite i loro effetti sia sulla componente fossile del mix energetico, sia sull'intensità carbonica del mix fossile. Nel complesso dell'anno 2018, si sono registrati: a) un aumento dei costi marginali della generazione da centrali sia a carbone sia a gas (ciclo combinato), dovuti ad aumento dei costi di entrambi i combustibili; b) un aumento in termini relativi dei costi marginali maggiore per la generazione da gas rispetto a quella da carbone, per effetto sia del maggior aumento relativo del prezzo del gas rispetto a quello del carbone, sia della maggior efficienza delle centrali a carbone, sia del fatto che in qualche caso le dinamiche dei prezzi hanno reso meno penalizzanti i margini associati alle centrali a carbone anche meno efficienti rispetto a quelli delle migliori centrali a gas: un fenomeno osservato in particolare in Germania – dove si produce e si brucia molta lignite – e in parte anche in Gran Bretagna.
4. l'aumento del prezzo del gas, non solo in termini assoluti (da 18,3 a 24,1 €/MWh al TTF, +32%) ma anche relativi rispetto al carbone, ha facilitato la resilienza di quest'ultimo nel mix di fonti fossili. Ciò si è riflesso nel parallelo aumento dello *switching price* dal gas al carbone, da 11,2 ad oltre 28 € a/a; il quale ha determinato a sua volta l'ampliamento del differenziale in termini assoluti tra lo stesso *switching price* ed i prezzi EUA da 7 a 12,7 €. Tale spread si è mantenuto sempre positivo nel corso dell'anno (con un picco nel mese di marzo) a differenza del precedente 2017 durante il quale si era frequentemente azzerato e persino invertito (come nel mese di luglio).

Prospettive per il 2019

In conclusione, è possibile affermare che il potenziale contributo incentivante dell'ETS alla decarbonizzazione attraverso la sostituzione tra gas e carbone indotta dall'aumento del prezzo dei diritti sia stata finora più che sterilizzata dalla parallela dinamica dei prezzi delle due fonti. Inoltre, al momento è altresì possibile ipotizzare che tale effetto di sterilizzazione sia destinato a permanere anche nel futuro, sia prossimo che a medio termine. Infatti le previsioni d'incasso dalle aste dei diritti di emissione, dopo i forti

incrementi del 2018, per il 2019 sono invece negative in quanto dipendono dall'effetto netto di due fattori contrapposti ma non reciprocamente compensativi.

Da un lato, l'effettiva operatività dal 2019 della MRS (Riserva di Stabilità) - il meccanismo introdotto proprio per assorbire l'eccesso di offerta di diritti - comporterà infatti una doppia riduzione delle quote messe all'asta: per i primi due quadrimestri, in misura pari al 16% rispetto a quelle complessive rilasciate nel 2017; nell'ultimo quadrimestre, per un ulteriore 8% rispetto alle quote del 2018. D'altro canto, però, i prezzi medi degli EUA nel primo trimestre del 2019, pur finora attestati su un valore di poco superiore ai 22 € corrispondente a quasi il 50% in più rispetto a quello medio del 2018, appaiono in tendenziale stabilizzazione sui livelli degli ultimi due trimestri. In base alla mediana delle attese degli analisti periodicamente pubblicate da Thomson Reuters (23,73 €), i prezzi potrebbero al più consolidare valori medi annuali non superiori a 24 €, laddove per mantenere invariati gli incassi delle aste occorrerebbe controbilanciare la diminuzione dei volumi con un prezzo superiore a 28 €.

Anche i volumi delle quote messe all'asta sono previsti in stabilizzazione, in una forchetta compresa tra 0,54 e 1,8 miliardi con un valore mediano intorno a 1,2 miliardi inferiore a quello registrato nel 2018.

In riferimento ai prezzi EUA nei primi 3 mesi del 2019, emerge una certa compressione della variabilità entro una banda compresa tra 20 e 25 €, con un temporaneo sfioramento al ribasso nel mese di febbraio. Si registra pertanto un appiattimento dei prezzi rispetto all'andamento dell'anno 2018. La tendenza alla stabilizzazione dei prezzi confermerebbe l'ipotesi che il forte aumento registrato nel 2018, sebbene sicuramente collegato e trainato da quello analogo delle commodity, abbia però anche anticipato e incorporato fattori una tantum non replicabili: le aspettative sulla rarefazione futura dei permessi per gli effetti prodotti dalla MSR con il progressivo contenimento delle quote messe all'asta; il contestuale ingresso di nuovi partecipanti al mercato, presumibilmente attratti dalla maggiore certezza regolatoria al 2030, confermata dall'aumento della partecipazione numerica alle aste e da quello dei volumi scambiati sul mercato secondario sia a pronti che a termine.

Inoltre, un ulteriore elemento che fa propendere per la stabilizzazione futura dei prezzi è il comportamento dei soggetti obbligati alle riduzioni (ossia industriali, non finanziari) i quali hanno contribuito al rialzo dei prezzi soprattutto acquistando diritti in funzione di "hedging", cioè copertura anticipata rispetto a possibili fluttuazioni future, come ad esempio l'utility tedesca RWE che ha esplicitamente dichiarato l'implementazione di tale strategia fino al termine del 2022. Appare intuitivo come anche questo fattore sia da considerarsi una tantum, almeno su orizzonti di breve-medio termine.

Vi è infine da sottolineare la potenziale relazione di trade-off tra i prezzi EUA ed il contemporaneo inasprimento degli obiettivi relativi ai target sulle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, portati nel 2018 rispettivamente al 32 ed al 32,5%. In altri termini, gli effetti di tetti emissivi via via più stringenti vengono parzialmente sterilizzati dalla progressiva ed analoga evoluzione degli obiettivi nelle altre *policy* energetiche.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

- Nel 2018 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 171,5 Mtep (+1% circa rispetto al 2017). Negli ultimi quattro anni si è consolidata una tendenza opposta a quella registrata nel lungo periodo di riduzione dei consumi iniziato già prima della crisi economica. L'aumento della domanda di energia è risultato in linea con la crescita dell'economia, dunque l'intensità energetica del PIL è rimasta sostanzialmente invariata, confermando la frenata già emersa nel corso del 2017.
- La ripresa dei consumi di petrolio e la riduzione del ricorso al gas per la generazione elettrica hanno fatto sì che nel 2018 le due fonti siano arrivate a coprire la stessa quota del mix di energia primaria, circa il 35%.
- I consumi finali di energia sono stimati a circa 127,5 Mtep, in aumento di circa l'1,5%, e sembrano essere tornati su un trend di crescita rispetto al punto di minimo raggiunto nel corso del 2014, quando erano scesi sotto la soglia dei 120 Mtep (-18% rispetto ai massimi del 2005). La crescita del 2018 è imputabile fondamentalmente all'aumento dei prodotti petroliferi nel settore trasporti, settore nel quale nel 2018 si segnala il calo del mercato dell'auto e peggiorano le emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato. La richiesta di energia elettrica resta su un trend di crescita molto moderato (+0,4% nel 2018) e l'elettrificazione del sistema energetico risulta in calo, un elemento di potenziale criticità per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione di medio periodo.
- Secondo la stima preliminare ENEA, a fine 2018 la quota di FER sui consumi finali dovrebbe restare sui livelli dell'anno precedente (18% circa).

Nel 2018 +1% i consumi di energia primaria, in continuità con quanto registrato nel 2017

Secondo la stima preliminare dell'ENEA, nel 2018 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 171,5 Mtep, in aumento di circa un punto percentuale rispetto al 2017 (vedi la Nota metodologica finale per caratteristiche e limiti della stima ENEA). Prosegue dunque la ripresa dei consumi emersa nel 2017, quando la domanda era cresciuta dell'1,2% sul 2016 (Figura 2.14). Anche nel corso del biennio precedente, 2015-2016, la domanda di energia primaria era risultata complessivamente in aumento rispetto ai valori minimi del 2014 (a fine 2016 +1%). Nel corso degli ultimi quattro anni si è dunque consolidata una tendenza opposta a quella registrata nel lungo e costante periodo di riduzione iniziato già prima della crisi economica. Come emerge dalla Figura 2.15, la domanda di energia dai livelli massimi del 2005 è diminuita fino al minimo del 2014 (167 Mtep) ad un ritmo del 2% medio annuo, su un trend di riduzione costante (se si esclude il 2010, per effetto rimbalzo dopo il picco negativo del 2009). Escludendo il 2009, il trend di riduzione è risultato più rapido nella seconda metà del periodo, per effetto della crisi economica: -3% tra il 2010 ed il 2014, -1% tra il 2005 ed il 2008.

Nonostante la ripresa degli ultimi quattro anni i consumi di energia del 2018 si mantengono in ogni caso ancora ben al di sotto sia dei livelli pre-crisi (-13% rispetto al 2005) che di inizio decennio (-8%).

Crescita della domanda di energia più sostenuta della spinta derivante dai principali driver

Nel corso del 2018 l'aumento della domanda di energia è risultato in linea con la crescita dell'economia. L'intensità energetica del PIL è dunque rimasta sostanzialmente invariata rispetto ai livelli dell'anno precedente, confermando la frenata già emersa nel corso del 2017 (-0,2% su 2016) dopo il lungo trend di riduzione dei dieci anni precedenti (in particolare nella prima metà del decennio la riduzione media era stata infatti del 2% l'anno).

Anche se in maniera non marcata, la crescita dei consumi di energia è risultata invece superiore a quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida. La domanda di energia (sia primaria che finale) nel 2018 è infatti aumentata di oltre un punto percentuale rispetto al 2017, a fronte di una crescita marginale del Superindice ENEA delle variabili guida (che sintetizza crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell'energia, vedi par. 2.1).

Gli incrementi della domanda nel 2018 sono da imputare sostanzialmente alla ripresa di consumi del settore dei trasporti, su cui tuttavia incidono in maniera non trascurabile alcune novità di natura statistica che riguardano le rilevazioni

MiSE sui consumi di prodotti petroliferi. Nel corso del 2018 sono state infatti introdotte alcune modifiche che hanno portato ad un allargamento del campione delle società distributrici/punti vendita oggetto delle rilevazioni, portando quindi ad una stima più accurata ma al tempo stesso superiore (ceteris paribus) a quella relativa all'anno precedente, quantificabile in circa 1 Mtep (fonte Unione Petrolifera: <http://www.unione petrolifera.it/wp-content/uploads/2019/02/AIEE-Pistacchio-Presentazione-AIEE-12-febb-2019-1.pdf>).

Figura 2.14 - Consumo interno lordo di energia in Italia (variazione su anno precedente, %)

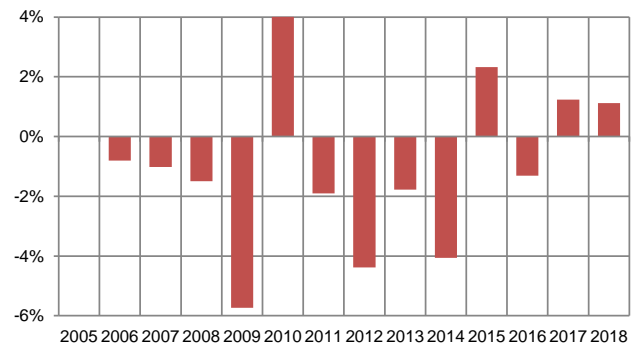
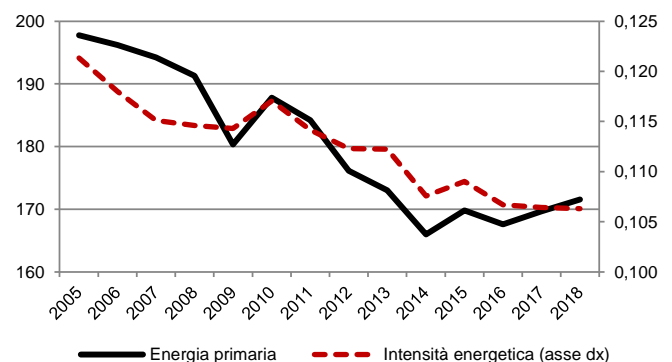


Figura 2.15 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)



Prosegue il marcato rallentamento del disaccoppiamento tra consumi di energia e driver

In un orizzonte più ampio (Figura 2.16), dopo che nella prima metà del decennio in corso si era osservato un disaccoppiamento tra domanda di energia e driver (i consumi energetici si erano ridotti più rapidamente del superindice), negli anni seguenti le due traiettorie sono proseguite in maniera sostanzialmente allineata. Se nel corso del 2017 si era assistito nuovamente ad un disaccoppiamento tra driver e consumi energetici (la spinta delle variabili guida era infatti risultata più significativa rispetto all'aumento della domanda di energia), i dati 2018 evidenziano un possibile rallentamento di tale processo. Pur correggendo al ribasso l'aumento dei consumi del 2018, per depurarlo dall'effetto statistico descritto sopra, la traiettoria dei consumi 2018 risulta comunque in crescita, dunque in disaccoppiamento non "virtuoso" con l'andamento dei driver (costanti).

Se si utilizza il superindice ENEA per ottenere una stima (molto di massima) delle riduzioni dei consumi di energia legate a fattori non congiunturali, dunque all'ampio insieme di fattori "strutturali" (compresi gli incrementi di efficienza energetica, la riduzione di domanda di servizi energetici, i cambiamenti dell'economia in direzione meno energivora), si ricava che nell'insieme dell'ultimo decennio tale risparmio si colloca a fine 2018 su un valore cumulato pari a circa 10 Mtep (un dato coerente con i risparmi energetici conseguiti con i soli interventi di efficienza energetica, che secondo il PAEE 2017 a fine 2016 erano pari a circa 6,4 Mtep), in leggera riduzione rispetto al 2017. La Figura 2.16 evidenzia il marcato rallentamento registrato dal 2015 nella crescita di queste riduzioni "strutturali" dei consumi energetici. Negli ultimi quattro anni, con il ritorno alla crescita dell'economia e la leggera ripresa del peso dell'industria, il risparmio energetico legato a fattori strutturali è sceso invece a una media annua ben inferiore a 1 Mtep.

In una prospettiva di breve periodo questi dati confermano che i consumi finali restano ampiamente al di sotto degli obiettivi stabiliti nel Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica 2014, che si proponeva di raggiungere al 2020 un livello di consumi finali pari a 124 Mtep (-26% rispetto all'evoluzione tendenziale prevista nel 2007, peraltro sovrastimata). In un'ottica di più lungo periodo queste stime sembrano invece mostrare come l'obiettivo dichiarato nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC), di una riduzione dei consumi finali a 108 Mtep entro il 2030, richieda una nuova accelerazione del disaccoppiamento fra energia ed economia, perché negli ultimi anni, con la ripresa dell'economia, questo disaccoppiamento non è stato sufficiente a impedire la ripresa dei consumi energetici.

In ripresa consumi petroliferi, rinnovabili ed import elettrico, calano i consumi di gas e solidi

Come emerge dalla Figura 2.17, l'incremento di circa 2 Mtep di energia primaria rispetto ai livelli del 2017 è imputabile all'aumento dei consumi di petrolio e prodotti petroliferi (+3%), fonti rinnovabili (+1,8 Mtep, quasi il 6% in rispetto al 2017) ed importazioni di energia elettrica (+1,4 Mtep rispetto al 2017, +16%). Nell'insieme la crescita di queste fonti ha portato circa 5 Mtep in più, solo in parte compensati dalla minore domanda di gas (-3%), penalizzato dallo spazio più ridotto nella generazione elettrica, e carbone (-10%).

In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.18) la domanda di petrolio è tornata a crescere dopo il lungo periodo di costanti riduzioni iniziata all'inizio degli anni duemila e durata fino al 2014, ed il triennio 2015-2017 di variazioni nel complesso marginalmente positive (+0,9% a fine 2017 rispetto al 2014).

I consumi di gas sono invece tornati a scendere dopo la forte ripresa della domanda nel triennio 2015-2017, quando era risalita di oltre il 20% rispetto ai livelli minimi del 2014. Tale riduzione sembra tuttavia soltanto una diretta conseguenza

del superamento di quei fattori congiunturali che negli ultimi tre anni avevano spinto i consumi di gas nella generazione elettrica (idro ed import in forte calo).

Figura 2.16 - Andamento dei consumi finali di energia: dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx)

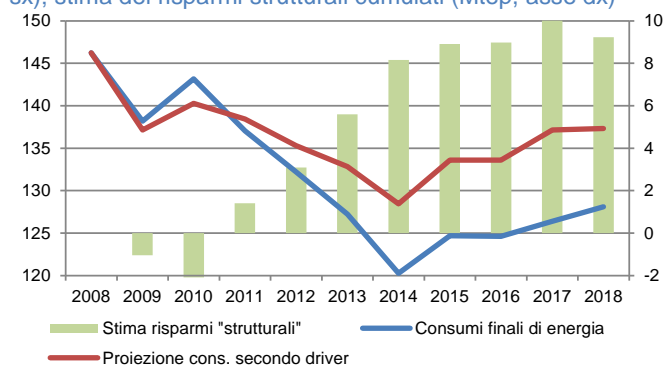


Figura 2.17 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)

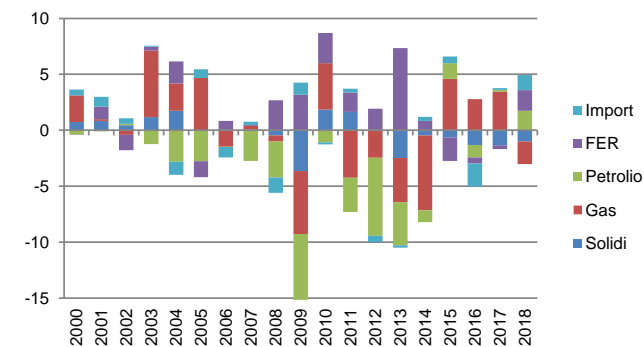
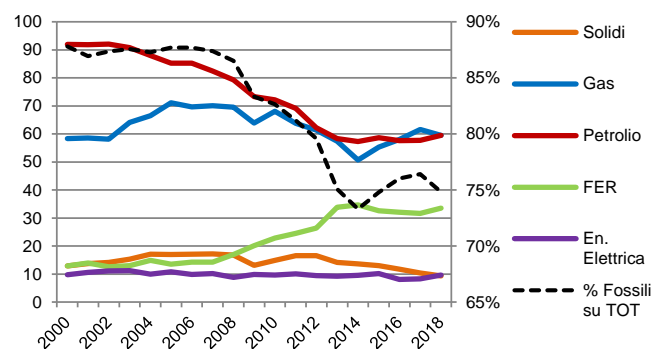


Figura 2.18 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)



Gas e petrolio appaite al 35% del mix, totale fossili al 75%

La ripresa dei consumi di petrolio e la riduzione del ricorso al gas per la generazione elettrica hanno fatto sì che nel 2018 le due fonti siano arrivate a coprire la stessa quota di energia, circa il 35% per ciascuna. Nel corso del 2017 il gas era risultato invece la prima fonte di energia del Paese (favorito da aspetti di natura climatica, oltre che dai fattori congiunturali di cui sopra), superando la domanda di petrolio di quasi 4 Mtep (+7%). L'andamento differente delle due fonti nel lungo periodo ha portato il divario tra petrolio e gas, pari a 33 Mtep nel 2000 e più che dimezzatosi nell'arco di appena cinque anni (14 Mtep nel 2005), a ridursi in modo costante fino al 2013. Dopo che nel biennio 2014-2015 la forbice si è di nuovo allargata a favore del petrolio, la ripresa del gas degli anni 2016 e 2017 lo ha condotto ad essere la prima fonte del Paese. Anche le rinnovabili sono tornate su una traiettoria ascendente, dopo la frenata del triennio 2015-2017 per la ridotta idraulicità e il rallentamento della crescita delle rinnovabili intermittenti. Prosegue infine la traiettoria di riduzione dei consumi di carbone, più che dimezzati rispetto ai livelli di inizio decennio, ora sotto la soglia dei 10 Mtep.

Nel corso del 2018 è inoltre diminuita la quota di fonti fossili nel mix energetico di circa un punto e mezzo percentuale rispetto ai livelli dell'anno precedente (Figura 2.18). Il dato 2018 è in controtendenza rispetto all'aumento del triennio 2015-2017, durante il quale la quota di fossili era risalita dal minimo del 2013 (73,3%). Rispetto al trend di costante riduzione osservato dal 2008 fino al 2013 (da 87,5% al 73% del 2013), anche effetto della diffusione delle FER oltre che della crisi (che ha spinto in giù settori industriale e trasporti), la riduzione del 2018 sembra tuttavia soprattutto il risultato del superamento di quei fattori congiunturali che avevano spinto le fossili (gas in particolare) nel biennio 2015-2016.

In calo la produzione elettrica (-1,8%) nonostante la domanda in moderata crescita. Forte ripresa dell'idro, cala il gas

La produzione elettrica nel 2018 si è attestata a circa 280 TWh, in riduzione rispetto ai livelli del 2017 di 5 TWh (-1,8%). A fronte di una seppur moderata ripresa della domanda (+1,3 TWh sul 2017, lo 0,4% in più), il saldo import export risulta infatti in forte ripresa, oltre 6 TWh in più rispetto al 2017 (+16%). Le fonti primarie destinate alla trasformazione in energia elettrica nel 2018 risultano in calo di quasi due punti percentuali rispetto al 2017: a fronte dell'incremento di quasi 2 Mtep di fonti rinnovabili, si registra infatti una riduzione complessiva delle fonti fossili di circa 3 Mtep. Una variazione significativa riguarda il gas naturale, in riduzione di circa 2 Mtep sul 2017, oltre l'8% in meno. Come emerge dalla Figura 2.19 il ricorso al gas per la generazione elettrica è tornato a ridursi dopo il precedente triennio di variazioni positive. Tra il 2014 ed il 2017 i consumi di gas per la produzione elettrica erano aumentati infatti di quasi 7 Mtep, ad un ritmo del 15% medio annuo; il peso del gas nel mix di generazione nazionale era quindi passato da poco più di un quarto (26,4%) nel 2014 al 39% del 2017. L'ascesa del gas nel periodo 2015-2017 è stato tuttavia favorito, come detto, da elementi di natura congiunturale, quale scarsa idraulicità e riduzione delle importazioni dalla Francia.

In aumento invece le rinnovabili elettriche, 25,6 Mtep in termini di energia primaria nel 2018 (2 in più rispetto al 2017), destinate alla produzione di 95 TWh di energia elettrica, 10 in più rispetto all'anno precedente (+12%). Tale risultato è imputabile alla ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017 (Figura 2.20), con un aumento di oltre 11 TWh (+31% rispetto all'anno precedente). In un orizzonte temporale più ampio, in termini assoluti la produzione idroelettrica, pari a 49 TWh a fine 2018, risulta tuttavia in linea con la media dell'ultimo decennio (Figura 2.20). Ulteriori cali hanno infine riguardato la generazione elettrica da solidi, circa mezzo Mtep in meno rispetto al 2017.

Per la prima volta in calo le FER intermittenti (-3%)

Sull'insieme delle rinnovabili la prestazione positiva dell'idroelettrico è stata in parte compensata dalla minore produzione da fonti intermittenti (-1,3 TWh, oltre il 3% in meno sull'anno prima). Tale calo è imputabile quasi esclusivamente alla minore produzione solare, in riduzione di quasi il 5% rispetto al 2017 (-1,1 TWh). Più lieve invece la prestazione negativa dell'eolico, -1,4% (circa 250 GWh in meno del 2017). Come emerge dalla Figura 2.21, il 2018 rappresenta la prima variazione congiunturale negativa della produzione da FER intermittenti. Dopo i primi anni del decennio in corso di rapida ascesa (specie per il fotovoltaico), in cui la produzione elettrica da fonti intermittenti è complessivamente triplicata nel corso di appena tre anni, dal 2014 si è assistito ad un forte rallentamento di tale tendenza. Nel corso degli ultimi quattro anni, la produzione da eolico e solare fotovoltaico è complessivamente aumentata meno del 10% (2018 rispetto al 2014), in media appena due punti percentuali l'anno.

Figura 2.19 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)

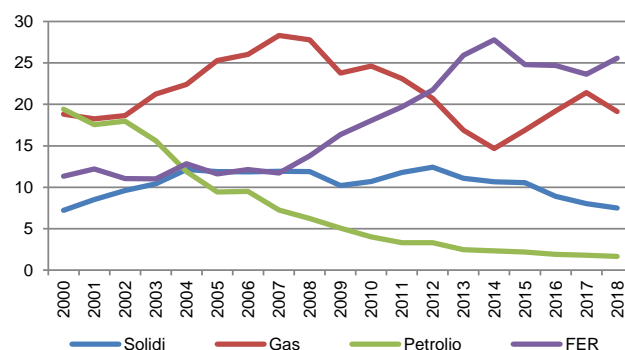


Figura 2.20 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi ultimi dieci anni (TWh, asse dx)

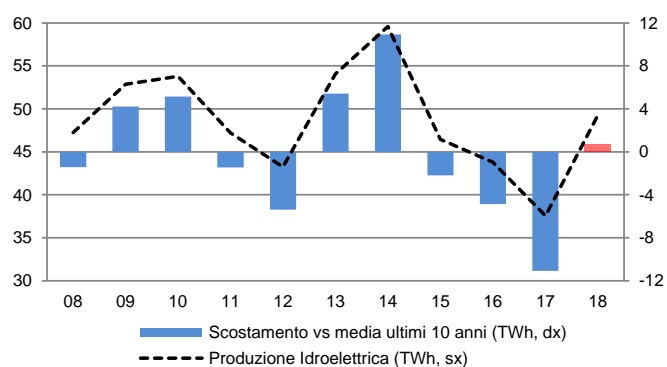
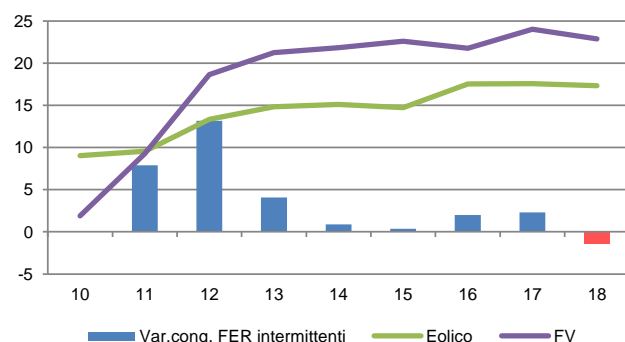


Figura 2.21 - Produzione elettrica solare ed eolica (TWh) e totale intermittenti (var. su anno precedente, TWh)



Richiesta elettrica su un trend di crescita moderato: +0,4% nel 2018 rispetto al dato 2017

Nel corso del 2018 i consumi elettrici si sono attestati a 322 TWh, in aumento di 1,3 TWh rispetto all'anno precedente (+0,4%), a fronte di tre giornate lavorative in più. Come emerge dalla [Figura 2.22](#), nonostante il dato dell'ultimo anno rappresenti una variazione positiva, il risultato del 2018 risulta molto più contenuto rispetto a quanto osservato nel corso del 2017, anno in cui la domanda era cresciuta di oltre due punti percentuali rispetto a quello precedente.

In un orizzonte più ampio, dopo il periodo di lunga contrazione negli anni della crisi economica, che hanno fatto crollare la domanda fino al minimo del 2014 (estate particolarmente fresca, inverno mite e produzione industriale in forte calo), i consumi elettrici sembrano restare su una traiettoria di crescita molto moderata. Rispetto ai livelli massimi del 2008 la domanda risulta oggi comunque inferiore di circa il 5%, in ripresa quindi rispetto al -9% di inizio 2015 (+1% la crescita media annua nel periodo 2015-2018).

L'aumento del 2018 è maturato nel corso del I e del III trimestre dell'anno, in cui complessivamente i consumi sono cresciuti rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di oltre 2,3 TWh: in entrambi i trimestri, infatti, le temperature sono risultate in media più elevate rispetto ai rispettivi periodi dell'anno precedente, a parità di giorni lavorativi. Buona parte di tale incremento è stato compensato dalla minore richiesta negli altri due trimestri, in particolare nel corso del secondo (-0,8 TWh). Nel mese di giugno, in particolare, a parità di giornate lavorative, la domanda è stata inferiore di oltre il 3% rispetto al giugno 2017 (-0,83 TWh), per effetto di temperature in media inferiori di oltre un grado.

La depurazione del dato grezzo, per tener conto del numero di giorni lavorativi e del clima ([Figura 2.23](#)), conferma la fase di modesta crescita dei consumi elettrici: la richiesta di energia elettrica si è infatti collocata mediamente nella parte alta dell'intervallo di previsione al 95% in quasi tutti i mesi del 2018, indicando che i consumi rilevati sono da ritenersi superiori rispetto al valore atteso, sulla base di un modello di domanda basato sulla serie storica decennale.

Lieve calo dell'elettrificazione del sistema, -1% rispetto al 2017

Dal momento che nel corso del 2018 i consumi finali di energia sono cresciuti (rispetto all'anno precedente) ad un ritmo quasi tre volte superiore rispetto al più modesto aumento della domanda elettrica, l'elettrificazione del sistema energetico risulta in calo rispetto ai livelli del 2017. Come anticipato, l'aumento dei consumi nel corso del 2018 è infatti da ascrivere in larga misura alla ripresa dei consumi nel settore dei trasporti, settore dove il mix energetico è quasi esclusivamente composto dai prodotti petroliferi.

Allargando l'analisi ad un orizzonte temporale più lungo, la [Figura 2.22](#) evidenzia come l'elettrificazione del sistema energetico nazionale sia aumentata in maniera quasi costante dal 2005 fino al 2014, per poi evolvere su un trend di riduzione, seppur lento, nei quattro anni successivi. È interessante notare come l'andamento della domanda elettrica abbia proseguito, nello stesso periodo, su una traiettoria di fatto speculare a quella appena descritta: in particolare dal 2010 in poi i consumi elettrici sono prima diminuiti in modo costante fino al 2014, per poi aumentare fino al 2018.

L'elettrificazione del sistema nella prima metà del decennio sembrerebbe quindi almeno in parte da imputare alla crisi economica: in quegli anni sono infatti i consumi dei trasporti e quelli industriali a ridursi in maniera considerevole ([Figura 2.27](#)). La quota di consumi elettrici sul totale dei due settori è infatti inferiore alla quota di consumi elettrici sui consumi totali, per cui la riduzione del fabbisogno energetico nel comparto industriale e dei trasporti favorisce l'elettrificazione

dell'intero sistema. Nel periodo successivo (2014-2018), a fronte di una pur modesta ripesa dell'economia, l'elettrificazione è infatti passata su un trend di riduzione, pur in presenza di un aumento della richiesta di elettricità.

Il fatto che l'elettrificazione del sistema stia evolvendo negli ultimi quattro anni su un trend di riduzione, seppur lento, può rappresentare un elemento di potenziale criticità per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione di medio periodo. L'elettrificazione dei consumi finali, risultato da un lato della diffusione di "nuove" tecnologie elettriche (in particolare nella climatizzazione degli ambienti e nella mobilità urbana), dall'altro della riduzione della domanda complessiva di energia nei settori di uso finale, rappresenta infatti una delle principali soluzioni individuate dal nostro Paese per la transizione energetica, accanto alla decarbonizzazione del sistema elettrico e alla diffusione delle FER.

Figura 2.22 - Variazione annua domanda el. (%), consumi elettrici e quota sui consumi finali (2005=100, asse dx)

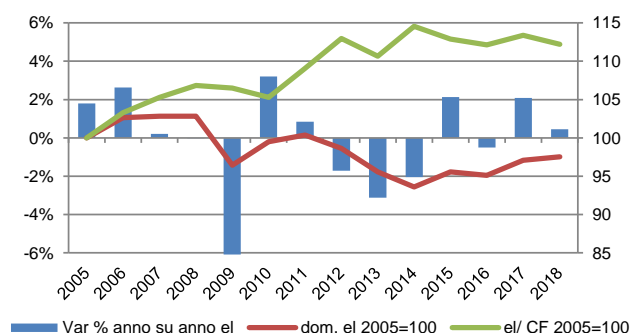
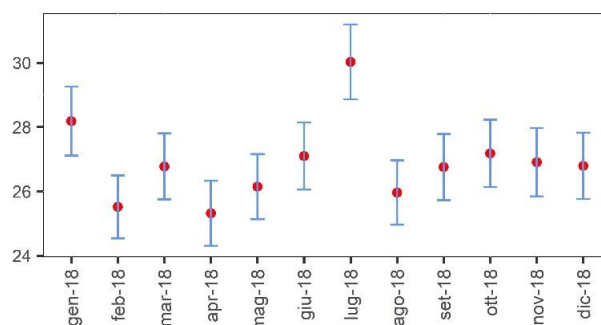


Figura 2.23 - Consumi elettrici mensili (dati corretti per giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)



Ancora in aumento i consumi finali di energia (+1%) per la ripresa dei consumi petroliferi

Secondo le stime ENEA, i consumi finali di energia si sono attestati nel 2018 a circa 127,5 Mtep, in aumento di circa l'1,5% rispetto al 2017 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). La crescita del 2018 risulta più sostenuta di quanto registrato nel corso del 2017, quando i consumi erano aumentati di un punto percentuale rispetto all'anno precedente.

L'incremento del 2018, nel complesso inferiore ai 2 Mtep (Figura 2.24) ed imputabile all'aumento dei prodotti petroliferi nel settore trasporti, è maturato esclusivamente nella prima metà dell'anno, mentre nel corso del II semestre i consumi sono risultati sostanzialmente allineati a quelli dello stesso periodo dell'anno precedente, in linea quindi con l'andamento del superindice ENEA delle variabili guida (vedi cap. 2.1)

La crescita della domanda del I semestre è da ricercare nell'incremento dei consumi di gas per riscaldamento (per ragioni di natura climatica) e dei prodotti petroliferi per usi trasporti (circa 1 Mtep per ciascuna fonte). Nel corso della seconda metà dell'anno, grazie agli ultimi tre mesi più miti rispetto all'anno precedente, i consumi di gas per la climatizzazione invernale sono diminuiti di circa 1 Mtep, mentre l'aumento dei prodotti petroliferi è continuato allo stesso ritmo del I semestre.

Come emerge dalla Figura 2.25 i consumi di prodotti petroliferi nel corso del 2018 hanno fatto registrare una netta inversione di tendenza, dando come detto un importante impulso alla ripresa della domanda complessiva di energia, dopo che nel biennio 2016-2017 erano rimasti sostanzialmente stabili (poco sopra i 52 Mtep), ed a valle del lungo periodo di costante riduzione dagli anni della crisi economica fino al minimo del 2014 (-10 Mtep rispetto al 2010). Come detto sopra, sull'aumento del 2018 (peraltro più forte della spinta delle variabili guida), ha inciso in parte la revisione metodologica sulle rilevazioni di vendite di prodotti petroliferi (vedi cap. 2.1). Nell'anno sono risultati ancora in riduzione i consumi di combustibili solidi, come nel corso del 2017, al contrario della domanda di elettricità, in aumento, anche se marginale in termini assoluti (+0,1 Mtep).

Quota di FER sui consumi finali in marginale riduzione rispetto al 2017, comunque ben al di sopra del target 2020

I consumi di energia da fonti rinnovabili sono aumentati in modo rilevante nell'arco della prima metà del decennio in corso, passando dai 17,3 Mtep del 2010 ai 21,3 Mtep del 2015 (tasso medio annuo superiore al 4%), in primo luogo per la forte crescita di fotovoltaico ed eolico. La crescita si è poi interrotta nel 2016 ed è ripresa nel corso del 2017, raggiungendo il nuovo massimo di 22 Mtep.

Secondo le stime ENEA, nel corso del 2018 i consumi da FER si sono mantenuti sostanzialmente stabili sui livelli del 2017, portando la quota di FER sui consumi finali al 18%, in lieve calo rispetto al dato 2017 (18,3% Figura 2.26), ma comunque ben al di sopra dei target UE per il 2020.

Se il target UE al 2020 (17% di FER sui consumi finali lordi di energia) è già stato raggiunto e superato dal 2014, il raggiungimento degli obiettivi previsti dal recente PNEC per il 2030 (30% di FER) non sembra scontato, soprattutto alla luce del trend di penetrazione delle FER registrato nella seconda metà del decennio e all'andamento della domanda di energia nel suo complesso.

Rispetto ai livelli del 2015, infatti, il tasso medio annuo di crescita delle FER a fine 2018 è stato pari al 2%, la metà di quanto registrato nel corso della prima metà del decennio.

La Figura 2.26 evidenzia inoltre come la diffusione delle fonti rinnovabili abbia proceduto nel corso degli ultimi anni su una traiettoria di lenta crescita per tutte e tre le tipologie di rinnovabili (elettriche, termiche e trasporti). In riferimento alla quota di FER elettriche sul totale della produzione elettrica, il

PNIEC prevede target sfidanti, il 55% al 2030. Per raggiungere tale quota (che dal 2014 è sostanzialmente stabile al 34%), è necessario che le nuove installazioni di FER aumentino a ritmi significativamente più sostenuti di quanto rilevato negli ultimi anni, specie per quanto riguarda solare ed eolico (vedi oltre).

Anche il target di FER sui consumi per riscaldamento e raffrescamento, fissato dal PNIEC al 33% nel 2030, risulta sfidante, alla luce del fatto che tale quota, pari nel 2017 a circa il 20% (e sostanzialmente invariata nel 2018), è cresciuta di circa l'1,5% negli ultimi cinque anni. Allo stesso modo il target relativo alla quota di FER nei trasporti (21% al 2030) è sfidante in considerazione sia dell'attuale livello (inferiore al 7%), che del fatto che tale quota è aumentata di appena 2 punti rispetto ai livelli del 2010. Inoltre i consumi nel settore, insieme all'andamento del mercato delle nuove immatricolazioni, rappresentano elementi di potenziale criticità (vedi oltre). Sia per le FER termiche che per le FER nel settore dei trasporti, il raggiungimento dei target al 2030 è, come noto, fortemente legato alla capacità di ridurre la domanda di energia, che tuttavia risulta in moderato aumento (Figura 2.24).

Figura 2.24 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (%; asse dx)

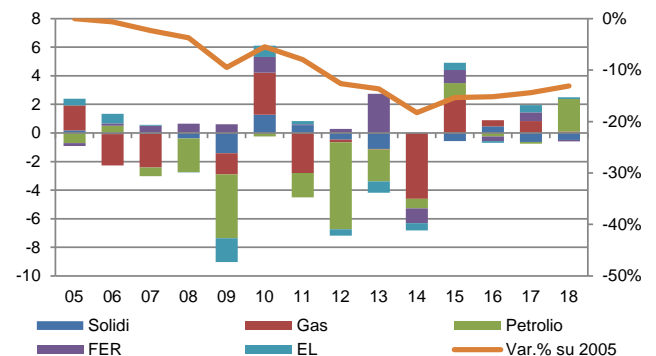


Figura 2.25 - Consumi di energia finale per fonte (variazione annua, Mtep)

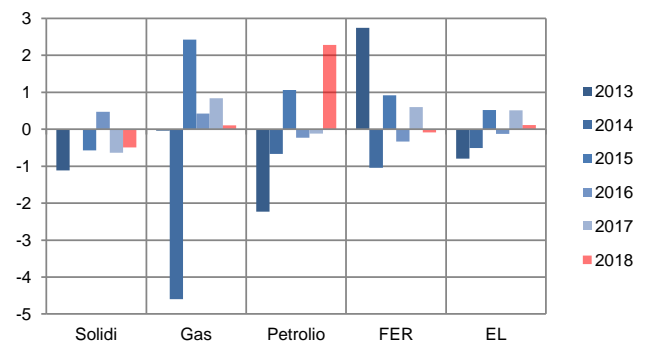
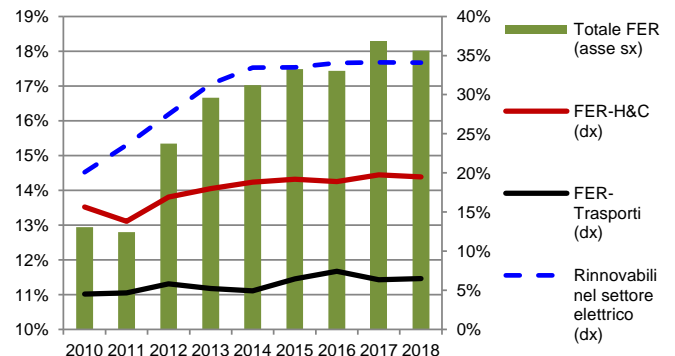


Figura 2.26 - Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %)



Tendenze di medio periodo: quarto anno di aumento della domanda di energia nei settori di impiego finale

In una ottica di più lungo periodo i consumi finali di energia sembrano essere tornati su un trend di moderata crescita, dopo il punto di minimo raggiunto nel corso del 2014, quando il fabbisogno di energia era sceso sotto la soglia dei 120 Mtep (inferiori rispetto ai livelli massimi del 2005 di oltre il 18%).

La ripresa seppur modesta della economia ha portato ad un parziale ridimensionamento di tale gap: a fine 2018 la distanza dai livelli di fabbisogno del 2005 è passata infatti a meno 13%.

In termini di andamenti settoriali, la Figura 2.27 evidenzia come, rispetto ai livelli massimi del 2005, siano stati i consumi del settore industriale a ridursi maggiormente, sia in termini assoluti (oltre 14 Mtep in meno) che relativi (-35% circa). Diversamente dal settore industriale, che pare continuare ad evolvere su una traiettoria di contrazione (seppur meno rapida di quanto registrato nella prima metà del decennio in corso), il comparto dei trasporti negli ultimi anni sembra avere invertito la traiettoria. A fine 2018 il gap dai livelli del 2005 è infatti inferiore al 10% (nel 2013 era -14%). Rispetto al 2005 sono in lieve aumento, invece, i consumi nel settore civile, di circa un punto percentuale.

Prospettive per il 2019. Consumi sui livelli del 2018

Si è visto come complessivamente i consumi finali di energia stimati per il 2018 si siano attestati a circa 127,5 Mtep (Figura 2.28), in aumento di un punto percentuale rispetto al 2017. Si tratta come detto di una crescita in linea con l'aumento del PIL, che però è solo parzialmente una variabile guida dei consumi di energia, in quanto non tiene conto di variabili di grande rilievo come il clima e (in misura minore) i prezzi dei prodotti energetici. Tali variabili sono invece incluse nel superindice ENEA delle variabili guida, che presenta una correlazione elevatissima con i consumi finali di energia e una buona capacità previsiva, d'altra parte inevitabilmente condizionata dalla forte incertezza relativa alla variabile climatica.

In effetti la stima dei consumi finali previsti per il 2018 sulla base dell'andamento effettivo delle variabili guida è sostanzialmente in linea con i consumi stimati a fine anno. Per il 2019, al netto dei fattori di natura climatica (assumendo quindi valori dei gradi giorno riscaldamento e raffrescamento in linea con i valori dell'anno precedente), se la crescita del PIL per il prossimo anno risulterà come previsto inferiore al mezzo punto percentuale, sembra plausibile aspettarsi consumi di energia su valori vicini a quelli del 2018.

Figura 2.27 - Consumi finali di energia totali (asse dx, Mtep) e per settore (media mobile ultimi tre anni a sinistra, Mtep)

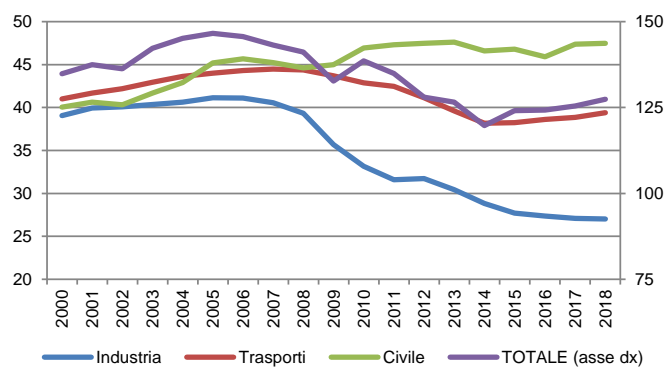
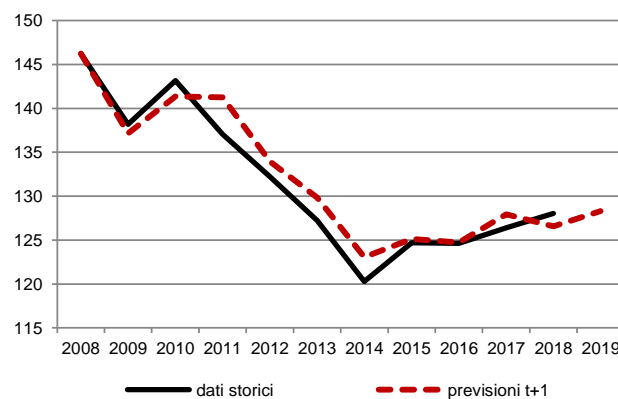


Figura 2.28 - Andamento dei consumi di energia finale in Italia, dati storici e proiezioni ENEA a breve termine (Mtep)



Consumi per trasporti in aumento di oltre il 3%, trainati da strada (+3%) e aviazione (+7%)

Secondo elaborazioni ENEA su dati MiSE i consumi del settore trasporti per il 2018 sono in netto aumento rispetto al 2017, oltre il 3,5% in più. Dopo che nel biennio 2016-17 erano rimasti sostanzialmente stabili sui livelli del 2015, il dato del 2018 rappresenta quindi una ripresa anche più sostenuta di quanto rilevato negli anni 2014 e 2015, quando i consumi settoriali erano aumentati mediamente di oltre un punto percentuale l'anno, dopo anni di cali consecutivi.

La ripresa del 2018 è da ricercare in primis nell'incremento del trasporto stradale, in cui i consumi sono cresciuti di circa 1 Mtep rispetto all'anno precedente (+3%), oltre che nel traffico aereo, in costante aumento (7% in termini tendenziali, +0,3 Mtep).

Come emerge dalla **Figura 2.29**, sono state le vendite di gasolio motori a trainare i consumi del settore, con aumenti tendenziali di 1 Mtep (+4%). Dopo un 2017 in lieve riduzione rispetto all'anno precedente ed un 2016 sui livelli del 2015, i consumi di gasolio sembrano essere tornati su un trend di ripresa anche più sostenuto di quanto osservato nel corso del biennio 2014-2015, in cui le variazioni tendenziali positive erano state pari al 2% medio annuo.

Nel 2018 sono aumentati anche i consumi di benzina, anche se in misura moderata in termini sia assoluti che relativi (circa mezzo punto percentuale in più rispetto all'anno precedente). Tale risultato, coerente con il crescente numero di nuove immatricolazioni di autovetture a benzina riscontrato per il 2018 (vedi avanti), rappresenta tuttavia un elemento di forte discontinuità rispetto al lungo periodo di costanti riduzioni. Nel quinquennio immediatamente precedente (2013-2017), le vendite di benzina si erano infatti ridotte ad un ritmo di quasi il 3% medio annuo, oltre 1 Mtep in meno in termini cumulati.

Procede anche nel 2018 la contrazione delle vendite di GPL ad un ritmo anche più sostenuto di quanto osservato nel corso del 2017 (rispettivamente -3% e -1,7% le variazioni annue tendenziali). Il dato del 2018 pare quindi confermare l'inversione di tendenza registrata nel corso del 2017, dopo molte variazioni positive; in riferimento agli anni 2013-2016 le vendite di GPL erano infatti aumentate di quasi 0,4 Mtep (in termini cumulati), ad un tasso medio annuo del 6%.

Continua invece il trend di crescita delle vendite di carboturbo, nel 2018 in aumento del 7% rispetto all'anno precedente. Rispetto al 2013, ultimo anno di variazione tendenziale negativa, a fine 2018 i consumi di carboturbo sono aumentati di oltre 1 Mtep, quasi il 30% in più, ad un ritmo sempre più sostenuto: dall'1% di variazione tendenziale del 2014, al 3,6% del 2015, 6% del 2016, 7,5% del 2017.

Nel 2018 prosegue la ripresa del traffico merci, frena quello leggero

Analizzando i volumi di traffico, per il 2018 i dati AISCAT (relativi al solo traffico autostradale) presentano variazioni positive per il trasporto merci, +2,3% rispetto al 2017, mentre i veicoli leggeri sono sostanzialmente sugli stessi livelli dell'anno precedente. L'Indice di Mobilità Rilevata (IMR) dell'ANAS fornisce stime dei flussi veicolari per il 2018 al ribasso rispetto ai dati AISCAT, e comunque in riduzione rispetto ai livelli di traffico dell'anno precedente: il traffico merci nel 2018 risulta sugli stessi livelli dello scorso anno (era in aumento di 1% nel 2017), quello leggero in riduzione di circa l'1% (era aumentato di un punto % nel 2017).

Dalla **Figura 2.30** emergono le anomalie degli ultimi due anni. Nel 2017 i consumi stradali sono diminuiti pur in presenza di un flusso di veicoli leggeri in aumento; nel 2018 si rileva un importante aumento dei consumi a fronte di un traffico stazionario, se non in lieve riduzione.

Figura 2.29 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep)

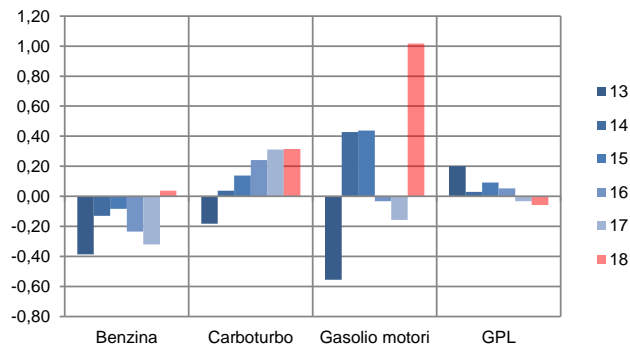
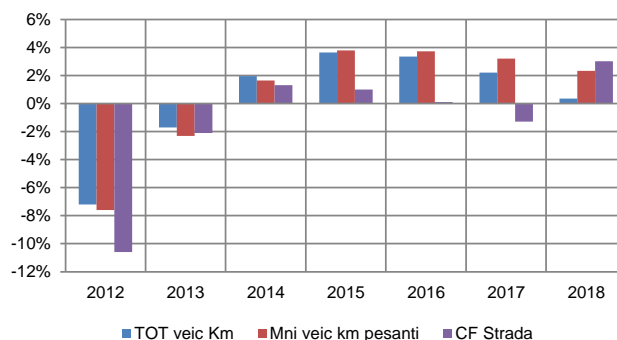


Figura 2.30 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (variazioni anno su anno, %)



Nel corso del 2018 cala il mercato dell'auto (-3%) e peggiorano le emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato

Una chiave di lettura di questi dati può essere fornita dal rinnovo del parco autovetture, che nel 2018 è stato più lento in termini di volumi e meno performante in termini di rendimenti.

In riferimento ai volumi, nel corso del 2018 il mercato dell'auto è stato caratterizzato da una decisa contrazione, facendo registrare una riduzione di oltre il 3% di nuove immatricolazioni rispetto al 2017 (oltre 60 mila vetture vendute in meno). Il dato del 2018 arriva dopo la fase di ripresa dei precedenti quattro anni, in cui le vendite erano aumentate di oltre il 50% (a fine 2017) rispetto ai livelli minimi del 2013, anno in cui le nuove immatricolazioni erano state appena 1,3 milioni.

Inoltre è in aumento, rispetto ai livelli del 2017, il dato relativo alle emissioni medie specifiche delle autovetture di nuova immatricolazione, giunto a fine anno a 114,4 gCO₂/km (+1,8%), nonostante il rilevante numero di nuove immatricolazioni di auto elettriche ed ibride (rispettivamente 3 e 20 mila in più rispetto al 2017). Già nel corso del 2017 le emissioni medie del nuovo immatricolato erano rimaste sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente (-0,3%), facendo quindi registrare una frenata rispetto ai cali significativi degli anni precedenti (-2,5% la riduzione media annua delle emissioni nel periodo 2010-2016).

Tra le cause della prestazione negativa del 2018, il crollo delle vendite di auto diesel (circa 134 mila vetture in meno, -12% rispetto al 2017), a fronte dell'incremento di vetture a benzina (quasi 50 mila in più, +8% su anno precedente), oltre all'importante aumento della categoria dei SUV. Nel 2018 le nuove immatricolazioni di SUV sono infatti aumentate di oltre il 18% rispetto al 2017: più di una macchina su tre (il 36%) di nuova immatricolazione è stata un SUV. Pur assumendo che una parte della crescita di tale categoria sia avvenuta a discapito delle vetture monovolumi (in calo del 20% nel 2018), in termini assoluti le vendite incrementalmente di SUV nel 2018 sono significativamente maggiori delle minori vendite di monovolumi (110 mila nuovi SUV a fronte di 29 mila monovolumi in meno, rispetto al 2017).

Il raggiungimento del target di 95 CO₂/km al 2021 appare pertanto sfidante, sia per la prestazione negativa del 2018 sia alla luce del fatto che gli attuali livelli di emissioni medie specifiche risultano inferiori di circa il 20% rispetto ai livelli di dieci anni fa (144 gCO₂/km nel 2008). Per centrare il target di 95 gCO₂/km è dunque necessaria una riduzione di pari entità, da realizzare però nell'arco di appena tre anni.

Figura 2.31 - Nuove immatricolazioni di autovetture ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO₂/km)

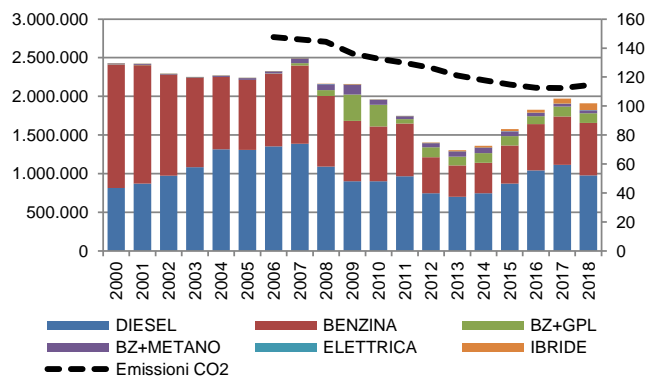
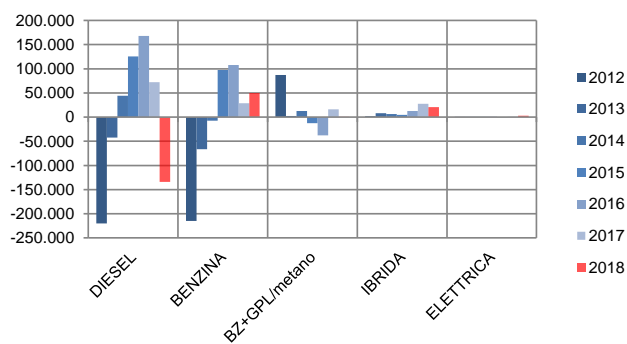


Figura 2.32 - Nuove immatricolazioni di autovetture (var. anno su anno)



Nel corso del 2018 in lieve riduzione i consumi del settore industriale, ma rallenta anche l'attività industriale

Secondo le stime preliminari ENEA i consumi finali di energia del settore industriale nel corso del 2018 sono risultati in lieve calo (circa un punto percentuale) rispetto all'anno precedente, per la minore domanda di gas (che copre circa la metà dei consumi settoriali), in lieve riduzione rispetto al 2017, e per i minori consumi di combustibili solidi.

In un'ottica di più lungo periodo, la **Figura 2.33** evidenzia come i consumi del settore, dopo il decennio di forti riduzioni, siano evoluti su una traiettoria di sostanziale stabilità dal 2015 in poi (circa 27 Mtep). Rispetto ai livelli massimi del 2004-2005 (quando la domanda di energia era superiore ai 41 Mtep), a fine 2018 i consumi finali di energia dell'industria sono quindi complessivamente diminuiti di oltre un terzo.

Il dato dei consumi al 2018 del comparto industriale arriva a fronte di un incremento dell'indice di produzione industriale dell'1,5% (rispetto al 2017), ancora positivo ma inferiore rispetto a quanto registrato nel corso del 2017 (+3% rispetto al 2016). Nel 2018 la produzione dei beni intermedi è risultata crescere a ritmi anche meno sostenuti dell'industria nel suo complesso: +0,4% rispetto all'anno precedente, in frenata quindi rispetto ai risultati del biennio precedente, in cui si erano registrati incrementi tendenziali medi superiori al 2% (+2,7% nel 2017 e +1,9% nel 2016).

La **Figura 2.33** evidenzia l'andamento dei consumi settoriali e dei due driver nel lungo periodo: se si concentra l'attenzione sugli ultimi anni si osserva un disaccoppiamento tra consumi e driver, rappresentato dalla "forbice" che si è allargata a partire dal 2016. Nel corso del biennio 2016-17, a fronte di consumi sostanzialmente stabili, i due driver sono infatti cresciuti ad un ritmo medio annuo superiore al 2%. Le stime preliminari per il 2018 in parte confermano tale processo.

Il risultato del differente andamento dei consumi energetici e delle variabili di attività settoriali porta nel 2018 ad una riduzione (rispetto al 2017) dell'intensità energetica del comparto industriale (calcolata rispetto al valore aggiunto settoriale). Dalla **Figura 2.34** emerge come, rispetto ai livelli del 2005, tale processo abbia proceduto in Italia a ritmi anche più sostenuti rispetto alla media dei principali Paesi UE. L'intensità energetica del settore si è infatti ridotta in Italia di quasi il 34% rispetto al 2005, circa cinque punti in più rispetto alla media dei principali Paesi UE. Tra questi la riduzione meno sostenuta è quella del comparto industriale tedesco (20% in meno rispetto al 2005), mentre solo in Spagna nello stesso orizzonte temporale si sono registrate riduzioni più sostenute che in Italia (-38%). In particolare, è con la forte recessione del 2009 che l'intensità energetica italiana si riduce più che altrove, raggiungendo la media dei principali Paesi UE. Da allora le due curve procedono allineate.

Sostanzialmente stabili i consumi del settore civile, a fronte di un impulso negativo proveniente dai driver

La domanda di energia nel settore civile nel corso del 2018 è, secondo le stime ENEA, in lieve riduzione rispetto all'anno precedente (**Figura 2.35**). La maggiore richiesta di gas per il riscaldamento degli ambienti nel corso dei primi tre mesi dell'anno (+7%) è stata di fatti più che compensata dai minori consumi degli ultimi mesi (-10%). Le ragioni sono in entrambi i casi da ricercare in aspetti di natura climatica: il primo trimestre del 2018 è risultato infatti più rigido dello stesso periodo dell'anno precedente, mentre nei mesi finali dell'anno la situazione si è capovolta. Anche sul fronte raffrescamento, nel complesso i mesi estivi nel 2018 sono risultati meno caldi dell'anno precedente, contenendo dunque i consumi. Impulso all'aumento dei consumi del settore è arrivato, invece, dalla crescita seppur modesta del settore terziario: il valore aggiunto dei servizi nel 2018 è infatti aumentato dello 0,7% rispetto al 2017.

Figura 2.33 - Industria: consumi di energia, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

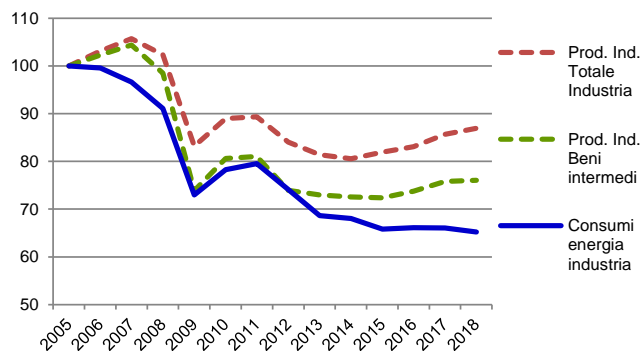


Figura 2.34 - Intensità energetica dell'industria in Italia e media principali Paesi UE (tep/€)

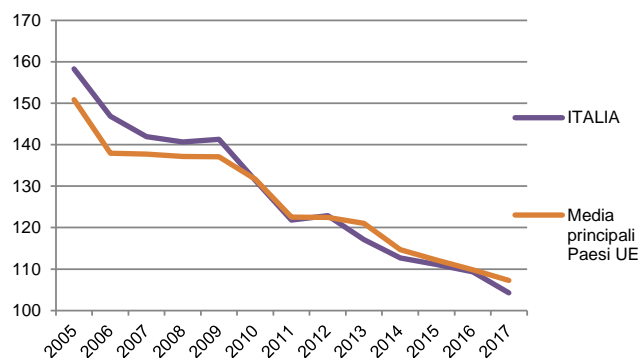


Figura 2.35 - Consumi di energia nel settore civile e indice delle variabili guida del settore (2010=100)

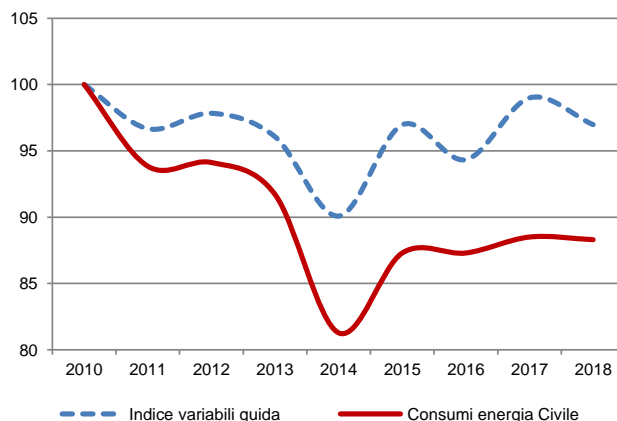
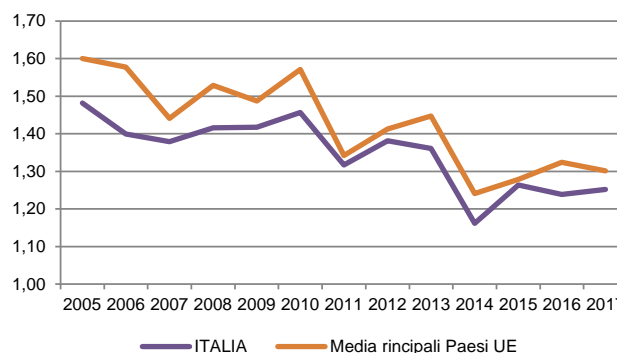


Figura 2.36 - Consumi di energia nel settore residenziale per famiglia, in Italia e media dei principali Paesi UE (tep/famiglia)



L'incremento dei prezzi delle commodity, seppur in maniera marginale, ha invece spinto alla riduzione di consumi. Complessivamente i principali driver del settore nel corso del 2018 hanno quindi fornito un impulso alla riduzione dei consumi, solo in parte riscontrata nella stima ENEA dei consumi settoriali.

Come emerge dalla Figura 2.35 nel corso dei primi anni del decennio i consumi di energia si sono ridotti più rapidamente delle variabili guida del settore. Successivamente, dopo un periodo in cui driver e consumi hanno proceduto in maniera sostanzialmente parallela e un 2017 in cui l'aumento dei consumi è stato inferiore alla spinta proveniente dai driver, nel corso del 2018 le due traiettorie sono tornate ad avvicinarsi (perché la riduzione dei consumi è stata meno sostenuta di quella dei driver).

In un'ottica di più lungo periodo pare opportuno esaminare anche la componente demografica, inclusa solo in modo parziale nell'indice delle variabili guida rappresentato in Figura 2.35: secondo i dati Eurostat, nel corso dell'ultimo decennio il numero di nuclei familiari in Italia risulta in aumento ad un tasso medio annuo superiore al punto percentuale (a fine 2018 +8% rispetto al 2010), fornendo inevitabilmente un impulso positivo alla crescita della domanda di energia, sia residenziale che dei servizi.

La Figura 2.36 riporta l'andamento dei consumi del settore residenziale per unità di famiglia (dati Eurostat): per l'Italia la traiettoria è sostanzialmente stabile fino al 2010, poi in riduzione, nonostante l'evoluzione demografica sia costante lungo tutto l'orizzonte temporale (+1,2% medio annuo la crescita delle famiglie), in linea quindi con il disaccoppiamento emerso dalla Figura 2.35. Inoltre, il trend di riduzione che si osserva a partire dal 2010 è in linea con quello della media dei principali Paesi UE (Germania, Francia, Gran Bretagna, Spagna), sebbene la crescita demografica sia stata in questi Paesi nel complesso meno sostenuta che in Italia (+6% nel 2017 rispetto al 2010), frenata dal risultato della Germania (stabile sui livelli del 2010).

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

- Secondo la stima preliminare ENEA nel 2018 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono state pari a circa 326 Mt, in riduzione di circa il 2% rispetto ai livelli stimati per il 2017. A determinare il calo delle emissioni sono stati i settori della trasformazione dell'energia, generazione elettrica in primis (-7%), e in misura minore i settori industriale (-2%) e civile, le cui riduzioni hanno più che compensato l'aumento delle emissioni dei trasporti.
- La traiettoria emissiva italiana al 2030 risulta divergere da quella coerente con i target europei, come declinati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima, e spostare questa traiettoria su quella target identificata nel PNEC richiede che alcune variabili chiave prendano velocemente un percorso di riduzione significativamente diverso da quello registrato nell'ultimo decennio. In particolare, è in primo luogo l'intensità energetica che dovrebbe collocarsi su una traiettoria decisamente più ripida di quella registrata nell'ultimo decennio, laddove negli ultimi anni la sua riduzione ha invece frenato. In assenza di ciò sembrano di particolare complessità gli obiettivi di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS.

In riduzione le emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, -2% rispetto al 2017

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2018 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono state pari a circa 326 Mt, in riduzione di circa il 2% rispetto ai livelli stimati per il 2017. Si tratta di un dato che consolida ulteriormente la prospettiva pressoché certa di raggiungere gli obiettivi 2020, in quanto si tratta di un valore inferiore del 18,5% rispetto al dato 2010, contro l'obiettivo del -15% fissato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013 (per la sola CO₂).

A determinare il calo delle emissioni sono stati i settori della trasformazione dell'energia, generazione elettrica in primis (-8%), e in misura minore i settori industriale (-2%) e civile, le cui riduzioni hanno più che compensato l'aumento delle emissioni dei trasporti (Figura 3.1). Come previsto nell'Analisi trimestrale n. 1/2018, il progressivo venir meno dei fattori congiunturali che avevano spinto le emissioni tra fine 2016 e inizio 2017, cioè i fermi del parco nucleare francese, insieme alla prevedibile risalita della produzione idroelettrica dai minimi decennali, ha dunque permesso il ritorno su una traiettoria di riduzione delle emissioni.

La riduzione del 2018, che avviene dopo il lieve aumento registrato nel 2017 e la lieve riduzione del 2016, è maturata in modo particolare nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno, durante il quale si sono registrate diminuzioni notevoli delle emissioni nella generazione elettrica, oltre che nel settore civile per i minori consumi di gas per il riscaldamento.

In un'ottica più di lungo periodo, dopo l'incremento del 2015 dai livelli minimi del 2014 (+3,7%), ed il successivo biennio di variazioni nel complesso marginali (-0,7% a fine 2017 rispetto al 2015), le emissioni di CO₂ nel 2018 sembrano quindi essere tornate su un trend di riduzione, seppur ad un ritmo inferiore a quanto osservato nel periodo 2011-2014. A fine 2014, infatti, le emissioni erano diminuite complessivamente di quasi il 20% rispetto al 2010 (-5% medio annuo), favorite anche dalla minore domanda di energia per la crisi economica (vedi oltre).

Rispetto ai livelli massimi del 2005, anno di riferimento per i target di decarbonizzazione di medio e lungo periodo, a fine 2018 le emissioni di CO₂ risultano diminuite di quasi il 29%.

Forti riduzioni nei settori ETS (-6%) solo parzialmente compensate dall'aumento nei non ETS (+1%)

Il risultato del 2018 è dovuto ai settori rientranti nell'Emission Trading System (ETS), le cui emissioni di CO₂ si sono ridotte di oltre il 6% rispetto al 2017, mentre le emissioni di CO₂ dei settori disciplinati dalla Effort Sharing Decision (ESD) sono invece stimate in aumento rispetto al 2017 (+1% circa, Figura 3.2).

La prestazione del settore ETS è spiegabile in primis con il superamento di quei fattori congiunturali che avevano caratterizzato il 2017, e in parte già il 2016. Nel corso del 2018, infatti, il ritorno delle importazioni di elettricità sui livelli standard e la ripresa della produzione idroelettrica hanno determinato una sostanziale riduzione delle emissioni della

generazione termoelettrica. A tali fattori si aggiunge inoltre il perdurare della riduzione del carbone. L'incremento delle emissioni stimato nei settori ESD risulta invece in linea con la ripresa dei consumi finali, spinti nel 2018 in particolare dalla ripresa del settore dei trasporti.

Anche allargando lo sguardo a un orizzonte temporale più ampio (Figura 3.3), dal 2005 in poi sono stati i settori ETS ad aver contribuito maggiormente alla riduzione delle emissioni dell'intero sistema energetico nazionale, con una diminuzione del 41% a fine 2018 (rispetto al 2005), più che doppia rispetto a quella dei settori ESD. Dalla figura emerge inoltre come dopo la costante riduzione fino al 2014 (avvenuta comunque a ritmi differenti), le due traiettorie abbiano preso direzioni diverse negli anni della ripresa dell'economia: ancora in riduzione, seppur più moderata, quella delle emissioni ETS (-1,2% m.a. tra il 2014 e il 2018), in crescita quella delle emissioni ESD (+1% m.a.). A fine 2018 queste ultime sono stimate pari a circa 200 Mt, un valore comunque inferiore del 18% rispetto al 2005, a fronte di un obiettivo di riduzione fissato al 13%.

Figura 3.1 - Emissioni di CO₂ dei settori (variazioni tendenziali, kt CO₂)

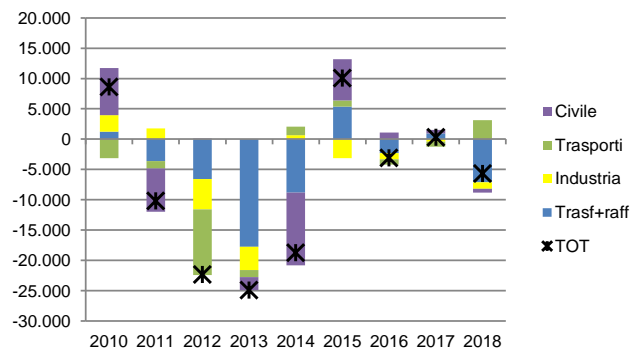
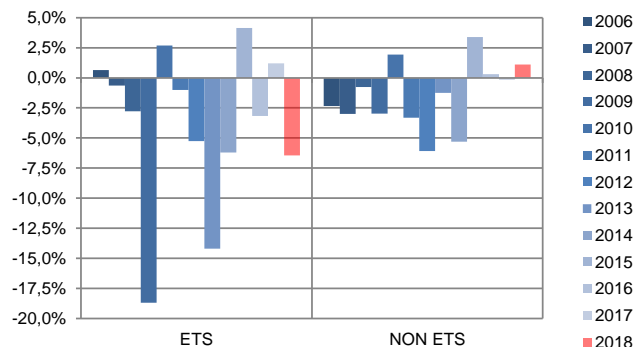


Figura 3.2 - Emissioni di CO₂ dei settori ETS e non ETS (variazioni tendenziali annue, %)



Tornano a scendere in modo deciso le emissioni di CO₂ nel settore della generazione elettrica grazie alla ripresa dell'idro

Nel corso del 2018 le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica risultano in forte calo, circa l'8% in meno rispetto al 2017. Tale dato arriva dopo due anni di variazioni negative, ma di entità notevolmente inferiore.

Come emerge dalla Figura 3.4, dopo l'aumento del 2015 dai livelli minimi del 2014 (+7%), ed il successivo biennio di moderate riduzioni, le emissioni di CO₂ del settore nel corso del 2018 sono tornate su una traiettoria di netta riduzione, in linea con quanto registrato nel quinquennio 2010-2014 (-7% m.a.). Rispetto al 2009 le emissioni si sono ridotte complessivamente del 28%, a un tasso medio annuo del -4%, e a fine 2018 sono al di sotto dei minimi del 2014.

Il contributo più rilevante viene dalla ripresa della produzione idroelettrica

In Figura 3.5 la variazione tendenziale su base trimestrale delle emissioni da generazione elettrica 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. Dall'analisi della figura emerge come nel corso del 2018 tutte le tre componenti abbiano spinto alla riduzione delle emissioni del settore, ma il contributo più rilevante in termini assoluti sia venuto dalla riduzione della produzione termoelettrica. Nel dettaglio:

- Nel 2018 la produzione totale nazionale netta si è ridotta dell'1,8% rispetto al 2017 (-5 TWh), nonostante la richiesta di elettricità sulla rete sia aumentata, seppur in maniera marginale, fornendo quindi una spinta alla riduzione delle emissioni del settore. Tale risultato è imputabile come detto alla ripresa dell'import (+16% il saldo import-export rispetto al 2017), tornato su livelli di normalità. In un orizzonte più ampio, infatti, la produzione nazionale nel 2018 è solo lievemente inferiore alla media del decennio in corso (-0,4%). Dopo il trend di riduzione del periodo 2010-2014 (ad un tasso del 2% medio annuo), la produzione nazionale è tornata ad aumentare nei quattro anni successivi (+1% medio annuo), un andamento sostanzialmente in linea con quello della domanda elettrica (-1,5% medio annuo tra il 2010-2014, +0,9% tra il 2014-2018), al netto del biennio 2016-2017 di minori importazioni.
- La quota di produzione termica sul totale della produzione nazionale nel 2018 si è fortemente ridotta rispetto al 2017 (dal 70% al 66%). Sul dato 2018 incide in maniera decisiva la ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017 (+31%, Figura 3.6). Il dato 2018 risulta in controtendenza rispetto a quanto registrato nel triennio 2015-2017, in cui tale componente aveva spinto all'aumento delle emissioni del settore; quegli anni sono infatti caratterizzati da bassa idraulicità, solo in parte compensati dalle prestazioni positive dell'eolico (nel 2016) e del solare (nel 2017). Nel 2018 tale componente ha ripreso quindi a fornire un contributo alla riduzione delle emissioni, così come osservato nel periodo 2010-2014, quando la quota di produzione termica era passata dal 76% al 62%; in quel caso, tuttavia, il ridimensionamento della termoelettrica era da imputare alla diffusione massiccia nel sistema di generazione di nuovi impianti a FER intermittenti, la cui spinta da qualche anno si è fortemente ridimensionata (vedi oltre).
- Infine l'intensità carbonica della produzione termica, espressa in CO₂ per kilowattora prodotto, ha contribuito in maniera marginale alla riduzione delle emissioni del settore, risultando solo in lieve riduzione rispetto al 2017 (-0,4%). Il dato del 2018 rappresenta quindi una frenata rispetto al forte trend di riduzione del biennio 2016-2017

(riduzioni tendenziali superiori al 5% medio annuo), per il superamento di quei fattori congiunturali che avevano penalizzato in particolare il gas naturale.

Figura 3.3 - Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

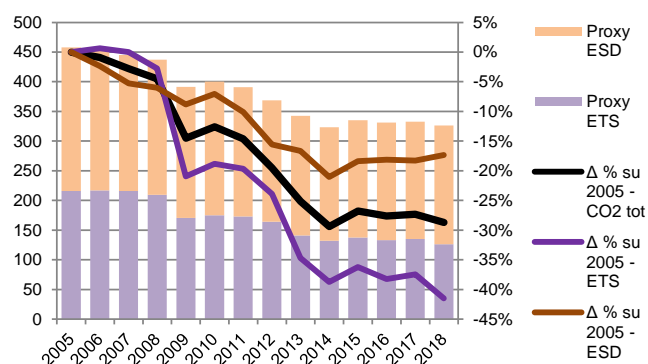


Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica (ktCO₂, asse sn) e var. tendenziale (asse dx, %)

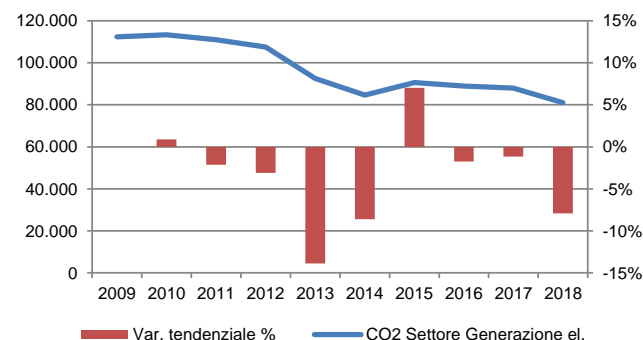


Figura 3.5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

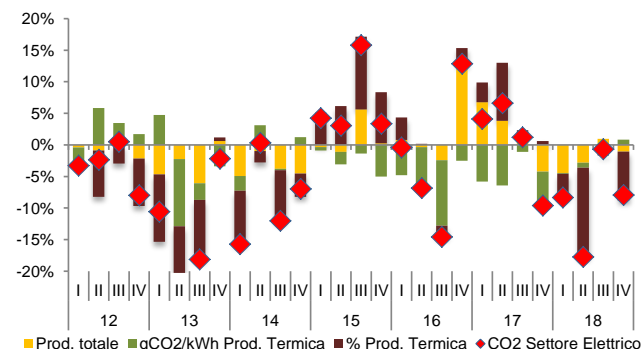
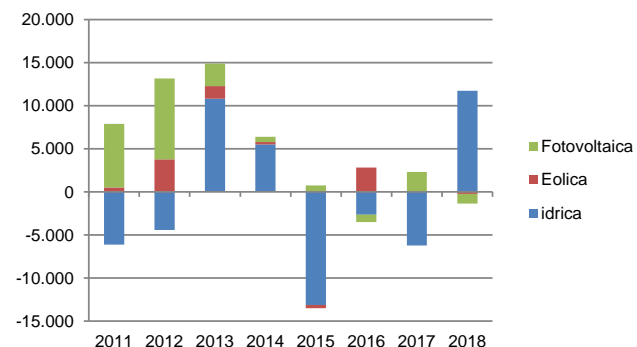


Figura 3.6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)



In aumento le emissioni dei settori ESD, in linea con la crescita dei consumi

Come detto, nel corso del 2018 le emissioni di CO₂ dei settori ESD, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici, disciplinati dalla Effort Sharing Decision (che per l'Italia stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ pari al -33% al 2030 rispetto al 2005), sono risultate in aumento rispetto al 2018 (+1% circa).

Tale aumento è da ricercare nell'incremento dei consumi di energia nei trasporti, solo in parte ridimensionati dalle modeste riduzioni dei settori industriale e civile (Figura 3.1).

Il risultato del 2018 arriva dopo un biennio di variazioni marginali e complessivamente nulle (+0,1% a fine 2017 rispetto al 2015), e dopo l'aumento del 2015 (+3,5%) dai livelli minimi del 2014. Sia il 2014 che il 2015 erano tuttavia stati contraddistinti da importanti variazioni nel settore civile, per aspetti di natura climatica che hanno agito in modo opposto.

Il forte trend di riduzione dai livelli massimi del 2005 a cui si era assistito fino al 2014 sembra pertanto essersi arrestato nel corso degli ultimi anni, durante i quali la spinta dell'economia è tornata positiva e i fattori di natura climatica hanno agito in maniera complessivamente marginale (ad eccezione del 2015).

Come emerge dalla Figura 3.1 e dalla Figura 3.2, quella del 2018 è la terza variazione positiva dal 2005, dopo quelle del 2010 e 2015 (entrambe di entità maggiore, +2% e +3% rispettivamente). Tuttavia, se nel 2010 ed il 2015 le variazioni positive erano state ottenute in occasione di importanti incrementi nel settore civile (per inverni più rigidi dei due rispettivi anni precedenti), mentre industria non energivora e trasporti si erano sostanzialmente compensati, l'incremento del 2018 è come detto da ricercare nell'aumento dei consumi nei trasporti. A tale riguardo, se si analizza il dato 2018 al netto delle novità introdotte nel 2018 sulla rilevazione dei consumi di prodotti petroliferi (vedi cap. 2), l'incremento sull'anno 2017 (stimato all'1%) si ridimensiona fino ad annullarsi, ma resta in ogni caso il trend stazionario che ha caratterizzato l'andamento delle emissioni del settore ESD negli ultimi anni.

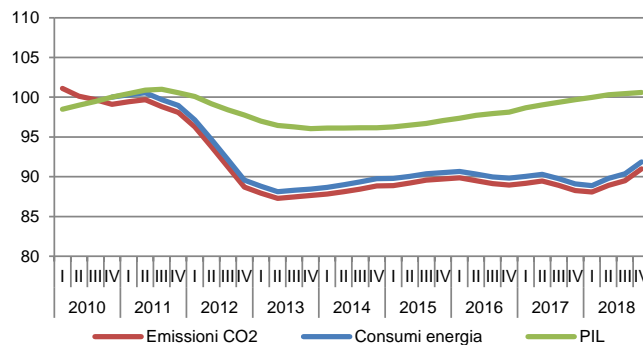
Ancora in aumento le emissioni di CO₂ del settore trasporti, in minima parte compensate dalle riduzioni nel civile e industria

Più nel dettaglio, secondo le stime ENEA nel corso del 2018 le emissioni di CO₂ del settore trasporti sono cresciute di tre punti percentuali rispetto al 2017.

Come emerge dalla Figura 3.7 l'andamento delle emissioni è in linea con quello dei consumi del settore, data la sostanziale invarianza del mix di combustibili, quasi esclusivamente costituito da prodotti petroliferi. Nel 2018 consumi energetici ed emissioni risultano evolvere a ritmi più sostenuti rispetto all'andamento del PIL, cresciuto di circa un punto percentuale rispetto al 2017. Allargando lo sguardo ad un orizzonte di più lungo periodo la divaricazione tra consumi ed emissioni da un lato, e PIL dall'altro, che sembrava in accelerazione dal 2016, si sarebbe ridimensionato nel corso del 2018.

In riferimento alle emissioni per la climatizzazione nel settore civile, la maggiore domanda di gas naturale dei primi mesi dell'anno, dovuta a temperature mediamente più rigide dello stesso periodo dell'anno precedente, è stata più che compensata dai minori consumi dell'ultimo trimestre dell'anno, più mite dell'analogo periodo del 2017.

Figura 3.7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)



Ragioni dell'andamento delle emissioni di CO₂: si riduce l'intensità carbonica delle fonti fossili, si arresta la ripresa del peso dell'energia fossile nel mix

La Figura 3.8 mostra i risultati di una scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ nei tre anni precedenti a ogni periodo (scomposizione ottenuta mediante l'identità di Kaya, vedi nota metodologica). Ogni istogramma evidenzia la variazione percentuale media annua di ciascuna delle cinque variabili di Kaya nei dodici trimestri precedenti; la somma delle variazioni medie annue delle cinque variabili corrisponde alla variazione delle emissioni di CO₂ negli stessi tre anni. Il dato relativo all'ultimo trimestre del 2018 indica che negli ultimi tre anni le emissioni di CO₂ si sono ridotte dello 0,8% medio annuo, grazie al fatto che le spinte alla riduzione hanno più che compensato quelle di segno opposto.

L'ultimo trimestre del 2018 ha confermato il trend dei precedenti tre: in particolare, la variazione media annua triennale delle emissioni accentua il proprio carattere negativo (-0,8%) proseguendo il trend di contrazione iniziato nei primi mesi del 2018, dopo un lungo periodo di incrementi dai livelli minimi del 2014, culminati in un picco prossimo al +1% registrato a fine 2017.

In termini di componenti, si confermano alcune dinamiche osservate nell'ultimo anno e mezzo, mentre altre si modificano. In particolare: 1) continua la spinta alle emissioni determinata dal PIL pro-capite; 2) si azzerava la spinta fornita dalla crescita della quota di fonti fossili sull'energia primaria, grazie alla ripresa dell'idroelettrico e a causa delle minori importazioni; 3) la riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili, che dall'inizio del 2016 ha contribuito a ridurre le emissioni per poco meno dell'1% medio annuo, dopo aver raggiunto un picco alla fine del 2017 mostra qualche segnale di indebolimento, come effetto combinato di una riduzione del ricorso al gas per fattori congiunturali (ripresa idroelettrico e import elettrico) e di un aumento dell'impiego dei prodotti petroliferi nel settore trasporti; 4) la spinta negativa proveniente dall'intensità energetica del PIL, dopo i livelli record raggiunti nel 2015 (t.m.a. pari a circa il -2%) si è progressivamente indebolita e mostra ora una tendenza alla stabilizzazione su un tasso medio annuo del -1% circa; come rilevato nel cap. 2, il disaccoppiamento tra PIL e consumi di energia, accentuato nella fase di recessione, è tornato a ridursi con il ritorno alla crescita economica.

La Figura 3.9 riassume la scomposizione delle componenti emissive nei rispettivi trend decennali. L'ultimo anno vede rafforzarsi l'effetto di impulso alle emissioni dovuto alla ripresa economica, conferma quello frenante dovuto alla riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (dove persiste la decarbonizzazione) nonché quello correlato alla riduzione dell'intensità energetica che però è in progressiva stabilizzazione. Quest'ultimo fenomeno è spiegabile con il fatto che il ritmo di riduzione dell'intensità energetica sembra negativamente correlato con il tasso di crescita del PIL; un dato che induce a ritenere che in Italia persista un trade-off tra condizioni espansive dell'economia e riduzione delle emissioni di CO₂.

In Figura 3.10 le variazioni delle emissioni nell'ultimo quinquennio sono depurate dall'effetto dovuto alla crescita economica. Azzerando il contributo della recente crescita economica – pur modesta in termini relativi rispetto a quella degli altri Paesi – in media d'anno la riduzione delle emissioni risulterebbe circa doppia (intorno al -2% m.a. rispetto all'1% m.a. effettivo): in sostanza l'effetto della crescita sterilizza circa metà dell'effetto proveniente dalle altre componenti.

Figura 3.8 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

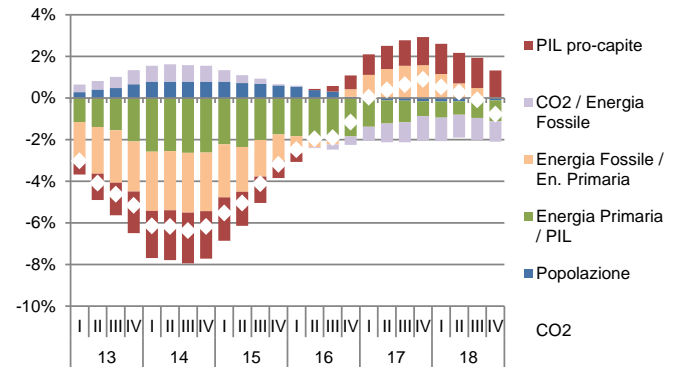


Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

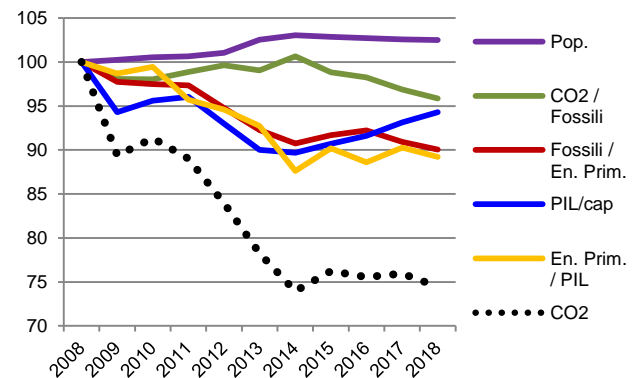


Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e CO₂ depurata dalla componente PIL pro-capite (var. trimestrale tendenziale, %)

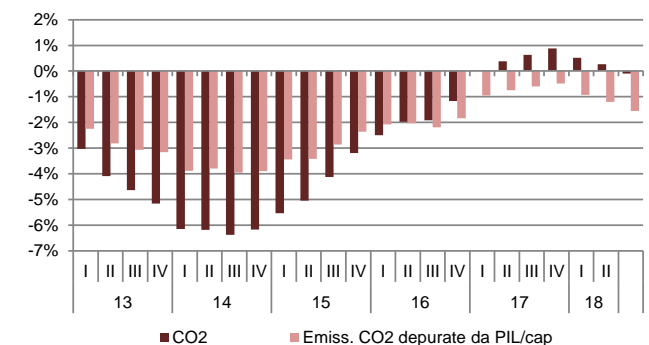
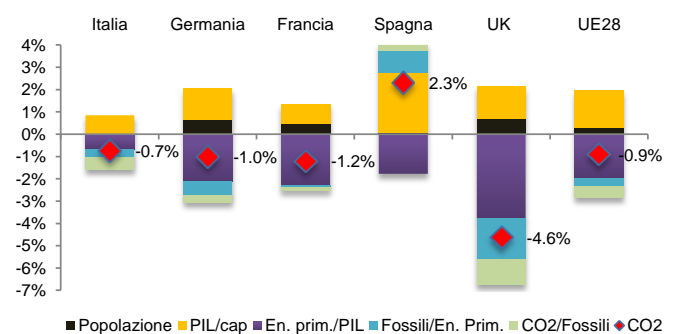


Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2013-2017)



Nel corso degli ultimi anni, le riduzioni di CO₂ in Italia sono state in linea con la media UE28, ma con una ripresa economica più modesta

In **Figura 3.11** si riporta la variazione media annua delle emissioni di CO₂ e la relativa scomposizione per i principali Paesi UE e per la media UE28, nel quadriennio 2013-2017. Ne emerge come l'Italia abbia ottenuto riduzioni medie annue pari a circa -0,7%, poco inferiori alla media UE, seppur a fronte di una ripresa economica più modesta (componente PIL/cap, di colore giallo in figura); questo elemento emerge in particolare nel confronto con Germania e Francia, che hanno ottenuto riduzioni comunque maggiori (rispettivamente -1% m.a. e -1,2% m.a.) a fronte di ripresa economica più sostenuta (Germania) o comunque comparabile (Francia). Il contributo maggiore alla riduzione delle emissioni in Italia continua ad essere imputabile alla componente intensità energetica (colore viola in figura), in coerenza con gli altri Paesi (Germania, Francia, Gran Bretagna, media UE28), nei quali però il tasso di riduzione dell'intensità energetica è molto maggiore che in Italia. La riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (CO₂/Fossili, colore verde) risulta invece più importante in Italia che nel resto Europa, ad eccezione della Gran Bretagna, che si caratterizza per il costante ridimensionamento del ruolo del carbone nel nostro sistema energetico.

La traiettoria di decarbonizzazione rispetto agli obiettivi 2030

I risultati della scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ mediante l'identità di Kaya possono essere utilizzati anche per effettuare un esercizio di proiezione.

La **Figura 3.12** evidenzia una proiezione delle emissioni italiane al 2030 sulla base dell'ipotesi che le variabili strutturali dell'identità di Kaya (popolazione, intensità energetica del PIL, quota di fonti fossili sull'energia primaria e intensità carbonica delle fonti fossili) procedano al tasso medio registrato negli ultimi cinque anni (2013-2018), nonché considerando un tasso di crescita del PIL pari a circa lo 0,7% medio annuo, che corrisponde a quello storicamente registrato nel periodo 1990-2018. L'esercizio di proiezione non utilizza dunque i dati degli anni 2011 e 2012, nei quali le riduzioni delle emissioni erano state significative (-6% m.a.), mentre si basa sui dati degli anni successivi, nei quali i tassi di riduzione si sono progressivamente attenuati.

Ne deriva che la traiettoria emissiva italiana al 2030 risulta divergere da quella coerente con i target europei, come declinati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (-40% le emissioni totali rispetto al 1990, -33% le emissioni ESD rispetto al 2005), in particolare a causa del mancato contributo alle riduzioni dei settori ESD - civile e trasporti - i quali già nell'ultimo anno hanno mostrato una lieve ripresa delle emissioni e la cui specifica proiezione è mostrata in **Figura 3.13**. Secondo questo esercizio di proiezione la traiettoria degli ultimi cinque anni porterebbe ad emissioni totali di CO₂ superiori di più del 10% rispetto al target 2030, mentre le emissioni dei settori ESD sarebbero superiori al target di oltre il 20%.

Nelle due successive figure (**Figura 3.14** e **3.15**) lo scenario di policy proposto nel Piano Nazionale Energia e Clima (scenario PNEC) viene scomposto nelle singole variabili dell'identità di Kaya, al fine di valutarne le caratteristiche essenziali e confrontarle con l'andamento registrato negli ultimi due decenni.

Lo scostamento più evidente tra la proiezione e l'andamento storico riguarda la riduzione dell'intensità energetica (**Figura 3.14**), che nello scenario PNEC è ipotizzata ridursi nel periodo 2015-2030 a un tasso medio annuo del 2,3%, più che doppio di quello registrato nel decennio 2008-2018 (-1,1% m.a.). Per di più, se come punto di partenza si considera non più il 2015 ma il dato dell'intensità energetica (pur provvisorio) del 2018, il ritmo di riduzione dell'intensità energetica

necessario per raggiungere l'obiettivo PNEC salirebbe al 2,8% m.a.

In altri termini, vengono ipotizzati margini di miglioramento dell'intensità energetica di entità analoga a quelli registrati nel decennio 2008-2018 rispetto a quello precedente (quando la variazione media annua dell'intensità energetica era passata dal -0,3% al -1,1%); ma va tenuto conto che nello scorso decennio il calo dell'intensità energetica aveva accelerato in coincidenza della forte crisi economica, un evento auspicabilmente non replicabile. Se invece questo miglioramento non si verifica, e il ritmo di riduzione dell'intensità energetica resta sui livelli dell'ultimo decennio, risulterà evidentemente difficile ottenere un ritmo di riduzione delle emissioni coerente con gli obiettivi se la crescita economica sarà come auspicabile positiva.

È invece interessante notare come lo scenario PNEC preveda sia per la quota di energia fossile sia per l'intensità carbonica dell'energia fossile delle riduzioni leggermente inferiori a quella registrate nell'ultimo decennio.

Figura 3.12 - Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (dati storici e proiezioni, Mt)

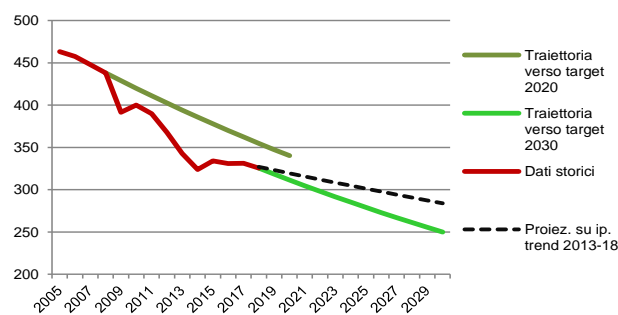


Figura 3.13 - Proiezione emissioni settori ESD (Mt)

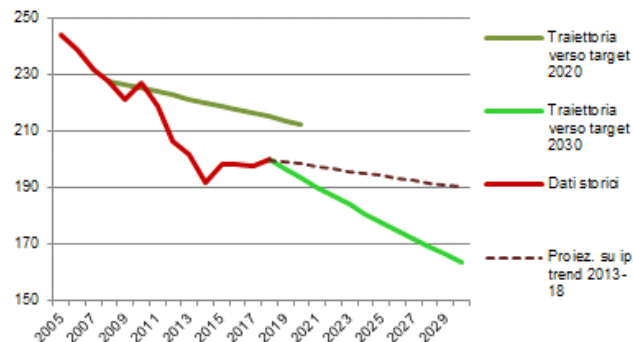
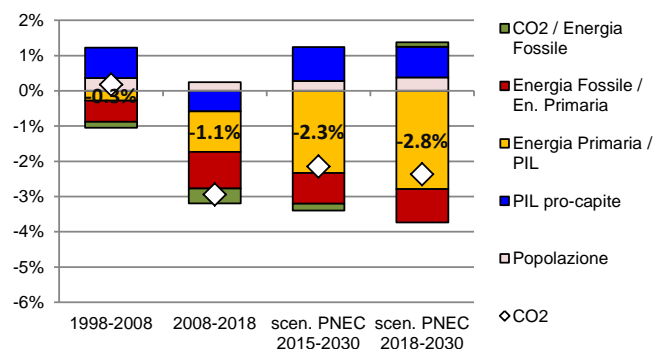


Figura 3.14 - Obiettivi 2030: confronto con evoluzione storica mediante componenti dell'identità di Kaya (var. m.a %)



La frenata delle riduzioni dell'intensità energetica prima criticità per il raggiungimento degli obiettivi 2030

La complessità della sfida di ridurre l'intensità energetica come auspicato nel PNEC emerge ancora dalla **Figura 3.15**. È interessante come per l'intero periodo della crisi economica (2009-2015) la traiettoria storica abbia praticamente seguito quella prospettata nello scenario di riferimento elaborato dalla Commissione Europea nel 2009 (scenario Primes Base). La traiettoria storica ha cominciato a deviare da quest'ultimo proprio a partire dal 2015, interrompendo il trend di riduzione e iniziando a oscillare intorno ai 100 tep/milioni di € (dati Eurostat). Considerando la situazione effettiva del 2018, è necessario un deciso cambio di direzione già solo per tornare sulla traiettoria precedente, mentre i due scenari PNEC, quello di policy in particolare, sono evidentemente ancora più lontani.

A fine 2018 la nuova potenza di impianti FER in netto aumento rispetto al dato 2017 (+28%)

Secondo le elaborazioni ANIE basate su dati Terna, la nuova potenza elettrica da fonti rinnovabili connessa nel corso del 2018 è stata pari a 1162 MW, superiore di oltre 250 MW rispetto al dato 2017 (908 MW). In termini di variazione rispetto all'anno precedente, la crescita del 2018 è dunque notevole, pari al 28%, quasi tre volte maggiore di quanto registrato nel 2017, quando la nuova capacità era aumentata del 10% rispetto al 2016 (circa 80 MW in più). Il dato del 2018 è maturato in particolare nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno, in cui vi sono stati ben 458 MW di nuovi impianti FER connessi alla rete, il 42% dell'intera nuova capacità del 2018 (il dato parziale dei primi nove mesi dell'anno era addirittura inferiore dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2017).

Buona parte del risultato positivo del 2018 (circa il 60% dei 250 MW in più rispetto al 2017) è da ricercare nel risultato dell'eolico, la cui nuova capacità nel 2018 ha sperato quella dell'anno precedente di oltre 150 MW, 511 MW rispetto ai 359 MW del 2017 (+42%).

Importante anche il contributo degli impianti idroelettrici, la cui nuova capacità installata nel 2018 è stata di 140 MW, 45 MW in più rispetto al dato 2017 (+47%), e sono risultati in aumento anche i nuovi impianti a bioenergie, +29 MW rispetto al 2017 (+64% la variazione percentuale), dopo il risultato fortemente negativo del 2017 (-50% rispetto al 2016, -42 MW).

Anche la nuova capacità solare risulta in aumento nel 2018, di circa 28 MW rispetto al 2017 (437 MW nel 2018 rispetto a 409 del 2017). Tuttavia in termini percentuali la crescita degli impianti fotovoltaici risulta nettamente inferiore a quella degli altri impianti (cresciuti tutti oltre il 40%), ed in contrazione rispetto alla variazione positiva, seppur esigua, del 2017 (+11% rispetto al 2016).

Nonostante il risultato positivo del 2018, in una ottica di più ampio respiro, i dati relativi alla nuova capacità da FER (solare ed eolico in particolare, tecnologie chiave per il raggiungimento degli obiettivi 2030) rendono non scontato il raggiungimento dei target al 2030 di quota di FER sui consumi finali lordi di energia. Per centrare tale target sarebbe necessario che la nuova potenza installata procedesse a ritmi significativamente più sostenuti, stimati in circa 4-5 GW/anno (vedi G.B. Zorzoli, *Nuova Energia 4/2018*).

La **Figura 3.16** mostra infatti come la quota di fonti rinnovabili elettriche sul totale della produzione nazionale si sia stabilizzata negli ultimi quattro anni, dopo il trend di rapida ascesa della prima metà del decennio, sostanzialmente in linea con l'andamento degli incentivi.

Figura 3.15 - Obiettivi 2030: evoluzione storica dell'intensità energetica e secondo lo scenario PNEC (tep/milioni di €)

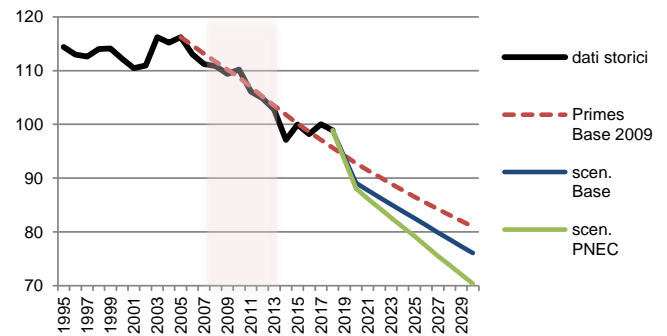
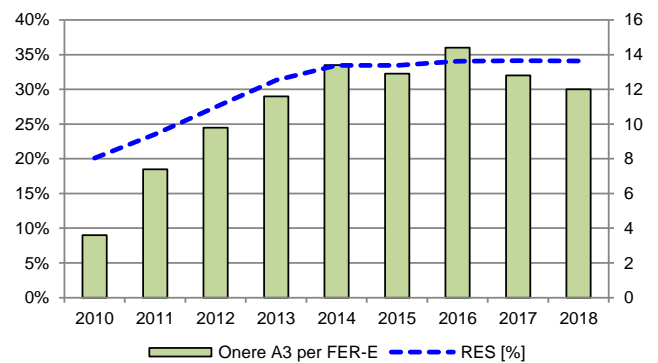


Figura 3.16 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx)



4. Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

- Nel sistema petrolifero e della raffinazione la ripresa dei consumi registrata in Italia nel 2018, che ha determinato una lieve risalita del peso del petrolio nel sistema energetico, non ha impattato sulle importazioni nette, rimaste costanti al 95% grazie alla ripresa della produzione interna. Resta comunque molto elevata in Italia la diversificazione, per di più in un contesto di mercato globale del petrolio nel quale continua ad aumentare il ruolo della produzione dei Paesi OECD.
- Nell'anno si sono ridotti i margini di raffinazione, penalizzati per buona parte dell'anno dagli aumenti del greggio, ma che pure sono diminuiti più che altrove. Con essi è sceso anche il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione, che si è collocato stabilmente intorno al 78%, come nella prima metà del 2017, quando però l'utilizzo era poi salito nella seconda metà fino all'85%, massimi decennali. Anche la media 2018 resta dunque relativamente elevata se valutata in un'ottica di medio periodo.
- Si segnalano poi la marcata riduzione delle esportazioni nette di prodotti petroliferi (-25%) e la nuova riduzione del rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che continua la sua discesa verso la parità.

Nel mercato globale in forte aumento il peso della produzione dell'area OECD

I mercati petroliferi globali stanno vivendo un periodo di cambiamenti straordinari, in primo luogo per il ruolo degli Stati Uniti nella crescita dell'offerta globale, con la loro trasformazione in player chiave del commercio internazionale delle commodity petrolifere. Nel 2018 l'aumento della domanda mondiale di petrolio (1,3 Mbbbl/g) è stato infatti soddisfatto proprio dalla espansione record della produzione statunitense del 2018 (+2,2 Mbbbl/g). Dalla Figura 4.1 emerge il significativo cambiamento del mercato petrolifero globale avvenuto in questi anni: nel quinquennio 2013-2018 la produzione dei Paesi OECD è aumentata di quasi 6 Mbbbl/g, guadagnando quasi 4 punti percentuali sul mix globale (dal 22,8% al 26,6%), mentre il peso della produzione dei Paesi OPEC, sebbene in aumento, è sceso dal 38,1% al 37,4%. È inoltre rimarchevole lo scostamento fra i dati effettivi del 2018 e le previsioni di cinque anni fa (*Oil Market Report* della IEA di inizio 2014): la produzione OECD ha superato le attese di circa 3 Mbbbl/g, grazie evidentemente allo *shale oil* americano. Questo trend è destinato a continuare, secondo la IEA almeno per il prossimo quinquennio. Estendendo l'analisi al 2019 (mediante le previsioni dell'*Oil Market Report* della IEA, n. 02/2019) nell'anno in corso la produzione OECD dovrebbe guadagnare un altro punto percentuale sul mix, quella OPEC dovrebbe perdere quasi altrettanto. Inoltre, sempre secondo le stime della IEA, gli Stati Uniti fino al 2024 copriranno il 70% dell'aumento della capacità produttiva globale, aggiungendo un totale di 4 Mbbbl/g, ed ulteriori contributi significativi (altri 2,6 Mbbbl/g) arriveranno anche da altri Paesi non OPEC, tra cui Brasile, Canada, Norvegia, Guyana. Tra i Paesi OPEC, invece, solo l'Iraq e gli Emirati Arabi Uniti hanno al momento piani per significativi aumenti della capacità, a fronte però di possibili forti riduzioni in Iran and Venezuela.

In conseguenza di ciò, secondo l'Energy Information Administration (EIA), entro il 2021 gli Stati Uniti diverranno esportatori netti di greggio e prodotti petroliferi. Le importazioni nette di greggio e prodotti petroliferi statunitensi sono infatti scese da 3,8 Mbbbl/g nel 2017 a 2,3 Mbbbl/g nel 2018 (il livello più basso dal 1967), e la EIA prevede che continueranno a scendere a 1 Mbbbl/g nel 2019, fino a trasformarsi in esportazioni nette entro il 2020.

Queste trasformazioni dovrebbero rafforzare "oil security around the world", perché "buyers of crude oil, particularly in Asia, where demand is growing fastest, have a wider choice of suppliers. This gives them more operational and trading flexibility, reducing their reliance on traditional, long term supply contracts" (IEA, Oil 2019).

La produzione interna si conferma in ripresa rispetto agli ultimi due anni

Nel 2018 la produzione interna è aumentata di circa 600 kt (+15%). Sembra dunque consolidarsi la ripresa del sistema estrattivo italiano dopo le forti riduzioni che avevano caratterizzato il 2016 e il 2017 per le sospensioni degli impianti lucani Centro Oli Val d'Agri di Viggiano (Potenza), che nel 2017 fu fermato per 90 giorni fra aprile e luglio.

Guardando agli altri principali Paesi europei, le importazioni nette dell'insieme dell'Unione Europea sono in leggera riduzione, mentre la produzione europea di petrolio sembra resistere ormai da circa un quinquennio sui valori del 2013, beneficiando in particolare della crescita della produzione in Gran Bretagna, che ha aggiunto circa 5 Mt su base annuale rispetto a cinque anni fa (Figura 4.2).

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

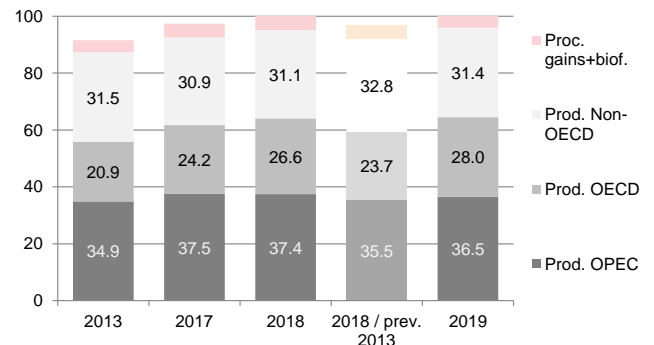
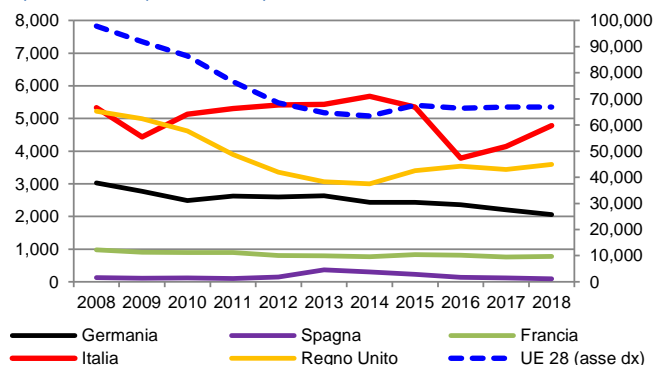


Figura 4.2 - Produzione interna di greggio in Europa (kt, asse dx) e in Italia (kt, asse sx)



In Italia calo delle importazioni nette nel 2018

La ripresa dei consumi registrata in Italia nel 2018, che ha determinato una lieve risalita del peso del petrolio nel sistema energetico, non ha impattato sulle importazioni nette, rimaste costanti al 95% dei consumi, grazie alla ripresa della produzione interna.

Le importazioni italiane, che si erano drasticamente ridotte negli anni della crisi economica, passando dalle oltre 80.000 kt del 2008 alle 58.000 kt del 2014, negli ultimi anni hanno ripreso ad aumentare fino alle 61.500 kt del 2017, quando la produzione interna aveva sofferto le fermate della Val d'Agri. Nel 2018, il ritorno della produzione interna sui livelli degli anni precedenti ha permesso una significativa diminuzione dell'import netto, nonostante il concomitante aumento dei consumi (Figura 4.3). L'anno passato le importazioni nette di greggio si sono infatti attestaste a 61.500 kt (-4.000 kt rispetto al 2017). Si tratta comunque di valori superiori di quasi il 20% rispetto ai minimi raggiunti nel 2014.

Il confronto con gli altri principali Paesi europei evidenzia una certa similarità della situazione italiana con quella spagnola e francese, mentre Germania e soprattutto Gran Bretagna sembrano mantenersi su un più marcato trend discendente.

La situazione italiana resta comunque caratterizzata da un elevato livello di diversificazione, anche in questo simile a Spagna e Francia, ma decisamente maggiore di quello della Gran Bretagna, che peraltro è sbilanciata sulle importazioni dalla Norvegia (dunque a basso rischio), e della Germania, che rispetto all'Italia è fortemente sbilanciata sulle importazioni dalla Russia (Figura 4.4; NB: maggiore diversificazione implica un minore indice HH).

Aumentano le importazioni italiane di greggio africano scendono dal Medio Oriente, Russia dimezzata in cinque anni

In termini di provenienza, il 2018 non ha portato cambiamenti rilevanti. È aumentato il peso del greggio africano, sia quello libico sia quello degli altri Paesi (Nigeria, Algeria, Angola e altri, pressoché tutti OPEC con l'eccezione dell'Egitto), sebbene con elevata variabilità nel corso dell'anno. Complessivamente il greggio proveniente dall'insieme dei Paesi africani è salito dal 18% del 2017 al 23% (Figura 4.5). Aumentano anche le importazioni dall'Arabia Saudita, che salgono dal 9 al 12% del mix. Questi aumenti sono avvenuti principalmente a scapito delle importazioni dagli altri Paesi del Medio Oriente (Iran, Iraq e Kuwait) che si conferma comunque l'area che copre la quota più elevata delle importazioni, pari al 26% del totale (contro il 33% di un anno fa). Sommando la quota di quest'ultima con quella saudita si ottiene che il greggio mediorientale copre quasi il 40% dell'import italiano, un dato in calo rispetto al 42% del 2017, ma pur sempre sui massimi del decennio.

Seconda area di provenienza del greggio italiano è l'Asia centrale (Azerbaijan e Kazakhstan), il cui greggio copre il 24% del totale. Come nel 2017, anche nel 2018 l'Azerbaijan si conferma il primo Paese fornitore di greggio per l'Italia, con esportazioni pari a quasi 12.000 kt, seguito dall'Iraq con circa 9.000, Arabia Saudita con 7.000 kt e Iran, Libia e Russia con circa 6.000 kt. Quanto a quest'ultima, le importazioni italiane si confermano in riduzione, in linea con la tendenza di lungo periodo, nonostante la produzione russa sia ai massimi storici: cinque anni fa le importazioni dalla Russia rappresentavano quasi il 20% del totale, nel 2018 sono al di sotto del 10%.

Non si registrano invece variazioni significative per il petrolio americano, che continua a rappresentare una quota relativamente ridotta dei volumi importati (4%).

Figura 4.3 - Import netto di greggio nei principali Paesi UE (kt, asse sx) e nell'UE28 (kt, asse dx)

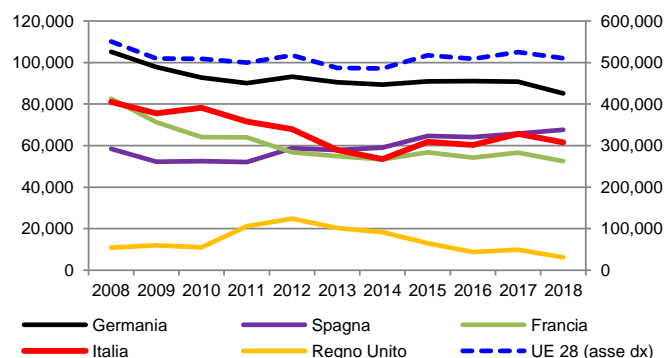


Figura 4.4 - Indice di diversificazione delle importazioni di greggio (HHI)

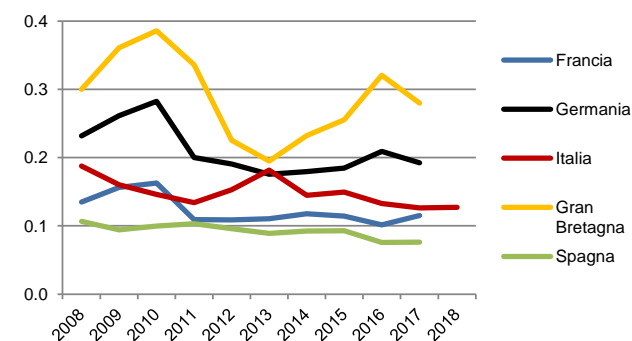
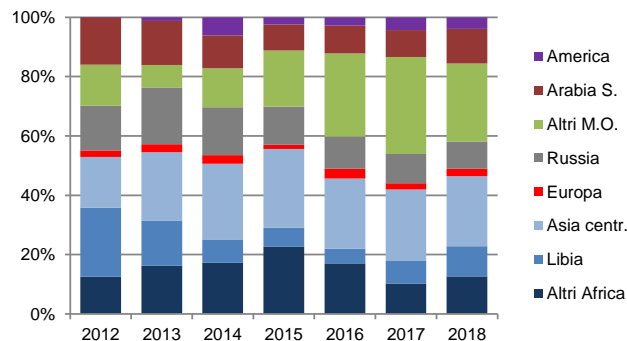


Figura 4.5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)



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

Nel 2018 i margini di raffinazione sono risultati in calo in tutte le aree geografiche, tanto da tornare sui livelli del 2016, o anche al di sotto di questi nel caso dell'area del Mediterraneo, in parte per l'aumento dei prezzi del greggio, in parte per altri fattori (Figura 4.6). Altri due elementi hanno però inciso in modo significativo sui margini di raffinazione, e di riflesso sull'utilizzo degli impianti e sul greggio passato in lavorazione, con effetti in particolare nell'ultimo trimestre dell'anno.

Per un verso, nell'anno si è progressivamente accentuato lo sbilanciamento fra greggi sweet e sour. La combinazione di tagli OPEC, crollo della produzione in Venezuela e riduzione di quella canadese, tutte produzioni di greggi medium/heavy sour, ha determinato un notevole deficit di queste qualità di greggio, i cui prezzi sono dunque aumentati in rapporto a quelli dei greggi light e sweet. Lo spread Brent-Dubai è ad esempio sceso dai 3 \$/bbl della prima metà dell'anno a valori perfino negativi a fine anno (Figura 4.7).

Per un altro verso, nel 2018 anche i prezzi dei prodotti petroliferi, come quelli del greggio, hanno subito forti oscillazioni. In più, sono anche cambiati i rapporti tra i prezzi dei due principali prodotti (gasolio e benzina) e il prezzo del greggio, con inevitabili dirette conseguenze sui margini di raffinazione. Il prezzo della benzina è aumentato in media d'anno del 20% circa rispetto al 2017, un incremento dunque significativamente inferiore a quello del greggio, a causa di domanda in diminuzione in Nord America e nei Paesi OECD di Asia e Oceania. Il crack spread della benzina è rimasto in molte fasi dell'anno sui livelli più bassi rispetto agli ultimi anni, con un picco negativo tra fine 2018 e inizio 2019, a causa di una crescita della domanda inferiore alle attese e agli elevati livelli di produzione delle raffinerie statunitensi, che utilizzando greggi leggeri hanno massimizzato le rese di benzina. Il prezzo del diesel è invece aumentato del 30% circa, in linea con il prezzo del greggio, migliorando dunque la propria convenienza rispetto alla benzina. Il crack spread del diesel si è mantenuto su livelli più elevati grazie alla domanda superiore a quella della benzina, sostenuta dalla crescita economica globale. Anche nell'ultimo trimestre del 2018 il crack spread del diesel è rimasto sui livelli massimi degli ultimi 4 anni.

La risultante di questi fattori è stata 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 in media d'anno a 2 \$/bbl, in calo del 43% rispetto a un anno prima (Figura 4.6).

Riduzioni sostanzialmente inferiori hanno invece riguardato i margini delle aree Nord Europa, Dubai e US Gulf Coast (Figura 4.7), i quali però hanno iniziato a risentire a fine anno dei bassi crack spread della benzina. I margini delle raffinerie della costa del Golfo statunitense continuano comunque a collocarsi ben al di sopra dei margini europei, grazie all'elevata complessità delle raffinerie, che riescono a lavorare i più economici greggi pesanti, con in più la possibilità se necessario di utilizzare greggi più leggeri disponibili a sconto rispetto al Brent.

Utilizzo degli impianti in calo in tutti i Paesi nel trimestre. Italia maglia nera con -7%

Nel confronto con l'anno precedente il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è diminuito in misura anche significativa in tutti i Paesi europei (Figura 4.8).

Il calo più pronunciato si è registrato in Italia, nonostante l'aumento dei consumi di prodotti petroliferi. Nell'anno il tasso di utilizzo degli impianti (calcolato sulla sola lavorazione di greggio) si è collocato stabilmente intorno al 78%, come nella prima metà del 2017, quando però l'utilizzo era poi salito nella

seconda metà fino all'85%, corrispondente ai massimi decennali. Anche la media 2018 resta dunque relativamente elevata se valutata in un'ottica di medio periodo, sebbene il tasso di utilizzo italiano resti al di sotto di quello degli altri principali Paesi UE.

Riduzioni simili si registrano negli altri principali Paesi UE, con l'unica eccezione della Spagna, dove i tassi di utilizzo sono in costante aumento da ormai un decennio, e nel 2018 hanno ormai superato quelli tedeschi, che negli ultimi dieci anni erano stati costantemente i più alti d'Europa. In media d'anno le raffinerie spagnole sono salite al 96% di capacità utilizzata, mentre quelle tedesche sono scese al 90% dal 94% del 2017. In una prospettiva di breve periodo il rallentamento della domanda globale di prodotti non costituisce evidentemente una premessa per miglioramenti.

Figura 4.6 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

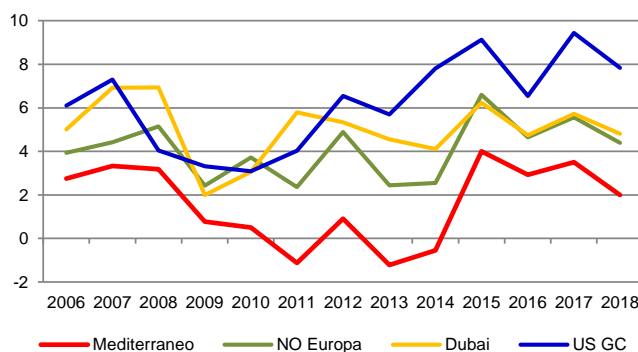


Figura 4.7 - Differenziale tra i prezzi dei greggi Brent e WTI e Brent e Dubai (\$/bbl)

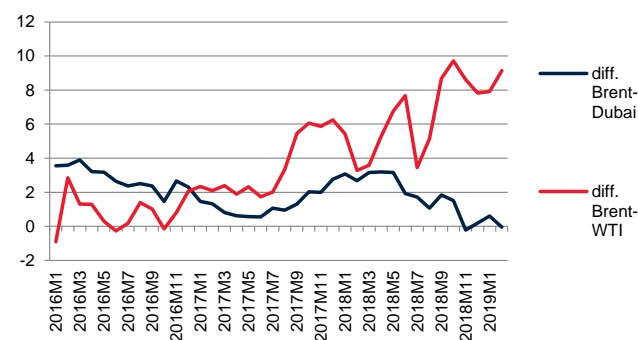
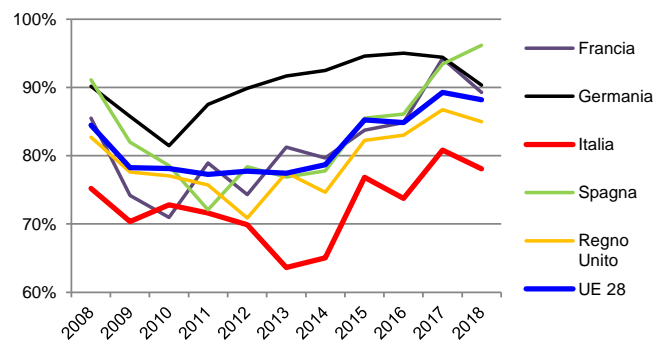


Figura 4.8 - Utilizzo impianti in diverse aree geografiche (%)



Prospettive per il 2019

In prospettiva, il 2019 si profila come un anno impegnativo per la raffinazione, perché la capacità di raffinazione mondiale è prevista aumentare di 2,6 Mbbbl/g, la crescita maggiore da quattro decenni. E un'ondata di nuova capacità è prevista nel quinquennio fino al 2024, con una crescita di 9 Mbbbl/g, un aumento superiore a quello del previsto incremento della domanda (IEA 2019).

A questo si aggiunge la scadenza del 2020 per i nuovi vincoli IMO sui combustibili marini (contenuto massimo di zolfo ridotto dal 3,5% allo 0,5%, trasformandoli in pratica in un distillato molto simile al gasolio), al contempo una sfida per l'industria europea della raffinazione che è in deficit di distillati medi, e un'opportunità per la possibilità di miglioramento dei margini.

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

Le lavorazioni di greggio hanno inevitabilmente seguito il tasso di utilizzo degli impianti, condizionate anche esse dai margini di raffinazione in calo (Figura 4.9)

È interessante notare che nel caso dell'Italia il calo delle lavorazioni è avvenuto pur in presenza di consumi di prodotti petroliferi in significativo aumento (vedi cap. 2.2). Nell'anno le raffinerie italiane hanno lavorato 67 Mt, 2,6 Mt in meno che nel 2017 (-4%). Con l'eccezione del 2017 si tratta comunque dei valori più elevati registrati dal 2013 in poi, sebbene restino invece lontanissimi dai valori di un decennio fa (circa 87 Mt nel 2008).

Anche le lavorazioni dell'insieme degli altri Paesi UE sono in calo, anche se le tendenze di lungo periodo sono piuttosto differenziate. Ennesimo incremento si è registrato in Spagna, dove le lavorazioni sono aumentate del 3% circa, raggiungendo i 68 Mt e superando quelle italiane.

Marcata riduzione delle esportazioni nette italiane (-25%)

Nel 2018, a differenza di quanto avvenuto l'anno prima, le esportazioni nette italiane si sono ridotte a circa 17 Mt, dai 20 Mt circa del 2017, con un calo percentuale dell'8%.

Le importazioni sono infatti aumentate per circa 1,1 Mt, proseguendo un trend pluriennale (hanno superato i 15 Mt, erano meno di 10 Mt nel 2015), mentre le esportazioni si sono ridotte per quasi 4 Mt.

In particolare, cali significativi hanno riguardato le esportazioni di nafta (-700 kt, a fronte di importazioni in calo lieve), gasolio (-1.065 kt a fronte di una riduzione minore delle importazioni, -1300 kt), e olio combustibile (in questo caso più che compensate da un aumento anche maggiore delle importazioni). Nel caso della nafta l'aumento delle importazioni nette, peraltro concentrato nei primi due trimestri dell'anno, ha permesso di soddisfare il forte incremento della domanda. Nel caso del gasolio il calo delle esportazioni nette ha fatto da contraltare all'aumento dei consumi interni.

Non si registrano invece variazioni di rilievo per gli altri prodotti, soprattutto in termini di valori assoluti, nemmeno nel caso del carboturbo, i cui consumi proseguono il trend di lento ma costante aumento (coperti con un aumento della produzione interna).

Rapporto produzione/consumo di gasolio verso la parità?

Un dato significativo del 2018 è il nuovo calo del rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che a questo punto non è più così lontano dalla parità. Nell'anno il rapporto in questione è sceso a 1,1 (dall'1,2 del 2017), il valore più basso dell'ultimo decennio. Nell'ambito dei principali Paesi europei l'Italia resta tuttora l'unico Paese con una produzione di gasolio che eccede i consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1), e nel 2018 una riduzione del rapporto si è in effetti registrata anche in tutti gli altri principali

Paesi UE (Figura 4.11). La riduzione italiana è stata però decisamente la più accentuata (-7%). Le uscite di gasolio dalle raffinerie italiane sono state infatti in leggero calo a fronte di consumi in crescita sostenuta.

Nella media dei Paesi UE il rapporto produzione/consumi si è attestato a 0,89, in calo del 2% sul 2017. Fino al 2015 questo rapporto era non lontano dall'unità, negli ultimi anni sembra essersi assestato su un trend di declino. Nell'ultimo anno la domanda globale di gasolio è stata come si è visto sostenuta, e anche l'imminente nuova regolamentazione IMO va in questa direzione. Allo stesso tempo le prospettive della domanda di gasolio motori europea sono invece decisamente meno rosee.

Figura 4.9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

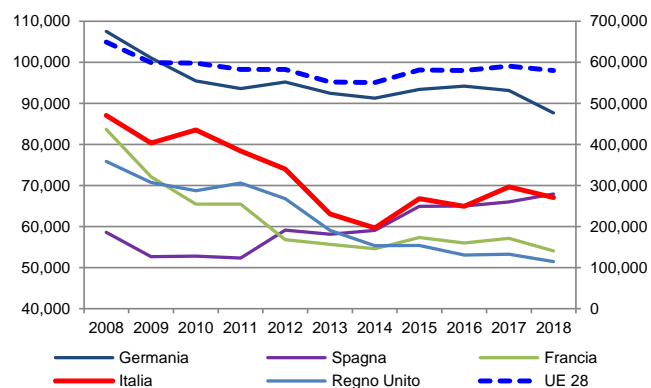


Figura 4.10 - Import/export netto di prodotti petroliferi in Italia (kt)

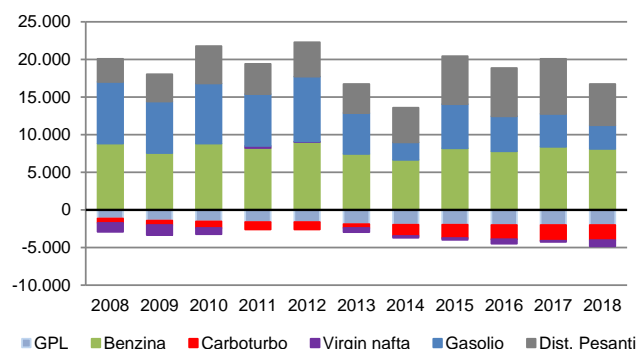
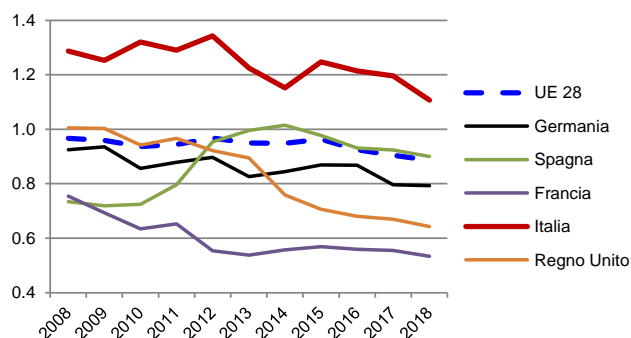


Figura 4.11 - Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio

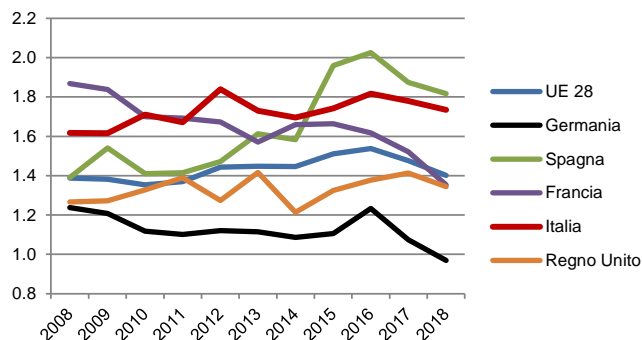


Invariato su livelli elevati l'eccesso di produzione di benzina

Tendenze simili si riscontrano per la benzina, per la quale tutti i Paesi europei sono invece accomunati da un rapporto produzione/consumo superiore all'unità, in molti casi in misura anche notevole. Nel confronto con l'anno precedente tutti i Paesi registrano riduzioni significative dell'eccesso di produzione con l'unica eccezione della Gran Bretagna. In Germania il rapporto produzione/consumi sembra ormai collocata al di sotto della unità. In Italia il valore del rapporto è stato pari a 1,7 (era 1,8 un anno fa), ma resta il secondo più alto dopo quello della Spagna.

In questo caso la generalizzata riduzione dell'eccesso di produzione rispetto ai consumi interni può rientrare in un trend che si può ipotizzare possa continuare quantomeno nel breve-medio termine. Anche se ad esempio nel caso italiano nell'ultimo anno le uscite dalle raffinerie hanno premiato proprio la benzina, insieme al carboturbo.

Figura 4.12 - Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina



4.2 Sistema del gas naturale

- Nel 2018 la domanda europea di gas naturale è tornata a scendere, primo calo dopo tre anni di ripresa. Il gas russo resta il più competitivo, tanto che le importazioni europee dalla Russia hanno raggiunto un nuovo massimo storico. Anche per l'Italia la Russia resta di gran lunga il primo fornitore, con valori appena inferiori al massimo storico.
- Gli indicatori di sicurezza italiani sono in complessivo miglioramento, perché il calo dei consumi ha comportato anche a livello giornaliero un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda, sebbene la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa abbia fatto divenire problematico il rispetto della regola N-1. Il ruolo sempre più dominante del gas russo ha portato in alcuni periodi dell'anno a una significativa riduzione della diversificazione degli approvvigionamenti, ma nell'ultimo trimestre il mutato scenario del mercato internazionale ha portato a un forte aumento degli arrivi di GNL.
- Pur restando su livelli decisamente elevati (1,7 €/MWh) si è ridotto il differenziale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), che peraltro nel 2017 era stato sui massimi dal 2012.

Consumi europei di gas in calo frenati dal rallentamento dell'economia (-3%)

Nel 2018 i consumi di gas naturale dell'Unione Europea sono diminuiti del 3% rispetto al 2017 (Figura 4.13). Si tratta del primo calo dei consumi su base annuale dopo tre anni consecutivi di ripresa. A livello assoluto, il consumo di gas è stato pari a 471 miliardi di metri cubi, contro i 486 miliardi di metri cubi del 2017.

In tutti i trimestri dell'anno la domanda della generazione elettrica è risultata inferiore a quella del corrispondente trimestre dell'anno scorso, mentre negli altri settori la domanda è aumentata solo nel I trimestre, spinta dal clima più rigido (Figura 4.14). La causa del calo dei consumi va dunque cercata nella combinazione di rallentamento della crescita economica e di ritorno alla riduzione del peso del gas nella termoelettrica. La crescita tendenziale del PIL dell'UE28 si è infatti progressivamente ridotta nel corso dell'anno, fino al valore più basso da due anni a questa parte (al di sotto del 2%), per di più con un rallentamento particolarmente significativo nei due più importanti Paesi manifatturieri (Germania e Italia).

Sulla prestazione del gas nella termoelettrica pesa invece il confronto con i dati del 2017, quando la domanda era stata sui massimi degli ultimi cinque anni, favorita dalla riduzione della generazione nucleare francese e dalla bassa produzione idroelettrica in Italia e Spagna. Nel 2018 questi due fattori congiunturali hanno cambiato di segno, riducendo dunque lo spazio per la produzione termoelettrica.

L'aumento dei prezzi del gas (vedi cap. 2.2) ha poi contribuito a penalizzare la profittabilità della generazione a gas, con *clean spark spread* anche negativi. D'altra parte, il forte aumento del prezzo dei permessi di emissione ha aiutato la generazione a gas. Il consumo di carbone nella generazione elettrica è infatti diminuito del 6% nell'insieme dell'UE a 28 (Figura 4.15).

Figura 4.13 - Domanda annua di gas naturale in Europa (mld di m³, asse dx) e var. tendenziale trimestrale (milioni di m³, asse sx)

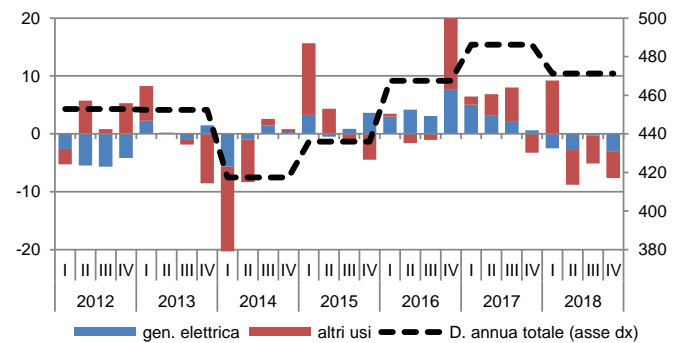


Figura 4.14 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)

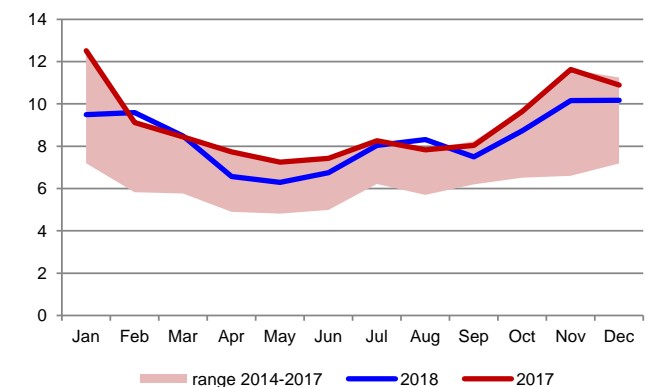
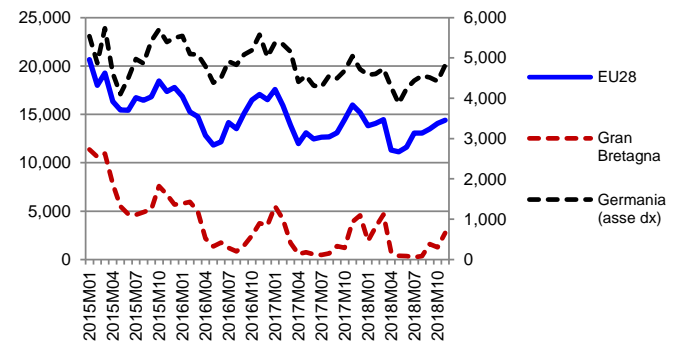


Figura 4.15 - Consumi di carbone per la generazione elettrica nell'UE 28 e in due Paesi europei (kt)



Nuovo record storico per le importazioni di gas russo in Europa, a fine anno balzo del GNL

Nonostante il calo dei consumi, le importazioni nette di gas dell'UE sono diminuite del 2%, per la diminuzione della produzione interna (a causa prevalentemente della produzione olandese, che ha perso un altro 10%).

Le importazioni dalla Russia sono cresciute in modo solo marginale (+0,7%), ma si tratta di un nuovo massimo storico su base annua (182 miliardi di metri cubi). Anche nel 2018 le importazioni dalla Russia hanno rappresentato il 46% delle importazioni europee, con un picco nel III trimestre, quando hanno sfiorato il 50%. Per tutto l'anno lo spread tra il prezzo del gas russo e il prezzo al TTF ha infatti oscillato intorno allo zero, come anche lo spread tra il prezzo del gas di un contratto collegato al 100% del petrolio rispetto al TTF spot.

Sono invece in leggera diminuzione le importazioni dalla Norvegia (-2%), che resta comunque il secondo fornitore europeo con 121 miliardi di metri cubi, e stabili quelle dall'Africa (Algeria e Libia), molto altalenanti nel corso dell'anno (+19% nel III trimestre, -13% nel IV).

Dato di rilievo è quello delle importazioni di GNL, che nell'intero anno sono aumentate di un significativo 9,2%, superando i 55 miliardi di m³, ma con valori estremamente differenziati nei diversi trimestri. A differenza del solito l'import di GNL è sceso molto nei mesi centrali dell'anno, perché i carichi di GNL erano attratti dai più remunerativi mercati asiatici (vedi cap. 2.1), mentre il cambio di scenario dell'ultimo trimestre ha portato a un balzo degli arrivi di GNL in Europa, in corrispondenza della forte riduzione dello spread tra prezzo asiatico e TTF. Nel solo IV trimestre sono infatti arrivati 21 miliardi di metri cubi (+87%), più della metà dei quali nell'area del Nord Ovest, dove l'incremento su base annua raggiunge il +35%. Restano ancora lontani i picchi degli anni 2010 e 2011, quando in Europa erano arrivati quasi 80 miliardi di metri cubi, la metà dei quali nell'area del Nord Ovest, ma nell'ultimo trimestre del 2018 l'import di GNL è tornato ampiamente sopra la media decennale.

Nello scenario degli ultimi mesi sono anche cominciati ad arrivare in Europa flussi più significativi di GNL dagli Stati Uniti. Nel solo IV trimestre del 2018 le importazioni europee di GNL USA hanno raggiunto i 2 miliardi di metri cubi, e nel solo mese di gennaio 2019 hanno superato il miliardo di metri cubi (Figura 4.18). Si tratta di valori che, se proiettati su dodici mesi, porterebbero il GNL USA a rappresentare quasi 1/5 delle importazioni europee di GNL. Per di più, è in atto da tempo una strategia europea finalizzata alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas, che vede con favore il GNL statunitense, e contratti di importazione a lungo termine con ditte statunitensi sono stati firmati negli ultimi mesi da imprese europee.

In termini di direttrici, l'Ucraina è rimasta ancora la principale via di rifornimento di gas russo verso l'UE, con il 44% delle forniture totali russe, ma nell'ultimo anno ha perso circa 6 miliardi di metri cubi (-7%), nonostante lavori di manutenzione che hanno ridotto l'utilizzo dei gasdotti Nord Stream e Yamal nel luglio 2018.

La Commissione Europea sta continuando a lavorare per assicurare la continuazione dell'attuale contratto di fornitura tra la Russia e l'Ucraina, in scadenza a fine 2019, ma i dati degli ultimi anni indicano chiaramente come Gazprom preferisca massimizzare l'utilizzo della direttrice nordica (il Nord Stream), usato per la fornitura di base, relegando al ruolo di strumento di flessibilità la rotta ucraina (Figura 4.17). Il tasso di utilizzo medio di quest'ultima è stato infatti del 65% (dal 72% del 2017), mentre quello del Nord Stream ha raggiunto il 95% (dall'83% di un anno fa). Il ruolo della rotta ucraina rischia inevitabilmente di divenire ancora più ridotto con l'avvio del Nord Stream 2, previsto a fine 2019.

Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)

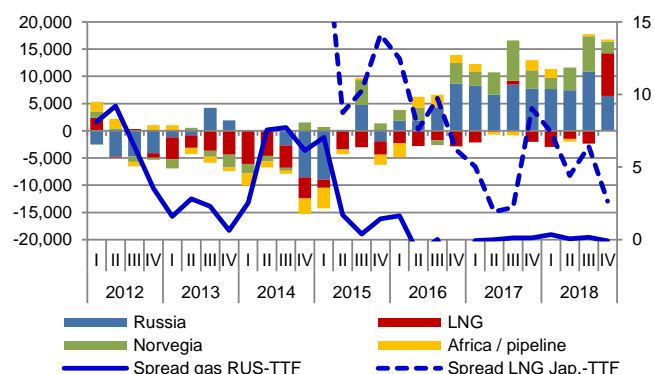


Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%)

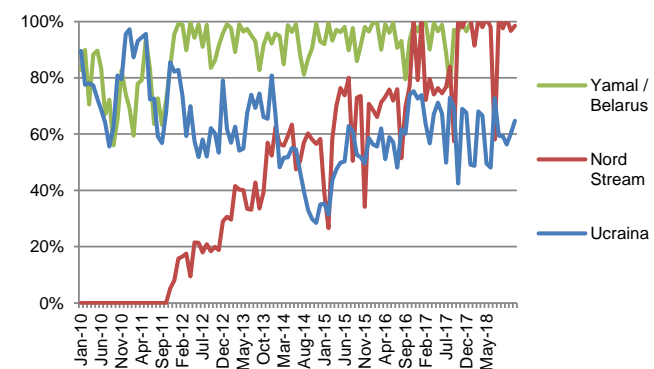
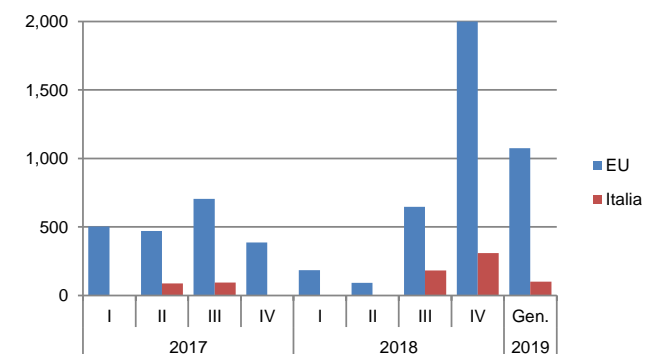


Figura 4.18 - Importazioni europee ed italiane di GNL dagli Stati Uniti (milioni di metri cubi)



In Italia domanda di gas in calo (-3,4%) per la variazione negativa della domanda della termoelettrica

Come previsto nel numero precedente dell'Analisi trimestrale ENEA, il consuntivo 2018 della domanda di gas italiana segna una variazione negativa, la prima dopo tre anni di ripresa dal minimo del 2014 (Figura 4.19). La domanda del 2018 è risultata infatti pari a 72,1 miliardi di metri cubi, in riduzione di 2,6 miliardi di metri cubi (-3,4%) rispetto al 2017. Come si è visto per l'insieme dei Paesi europei anche in Italia la forte ripresa dei consumi era stata infatti aiutata da fattori congiunturali, ormai superati. Questa dinamica è legata fondamentalmente alla contrazione della domanda del settore termoelettrico, che ha registrato una riduzione pari a circa 2 miliardi di metri cubi (-8,3%). La ragione di questo calo sta come si è visto (cap. 2.2) nella forte ripresa sia della generazione idroelettrica sia delle importazioni nette di elettricità.

Variazioni più marginali hanno invece interessato i settori civile (-0,3 miliardi di metri cubi, equivalenti a -1%), e industria (in calo di appena 37 milioni di metri cubi). Il dato del civile è pienamente riconducibile ai fattori climatici (temperature mediamente più basse nel primo trimestre, mediamente più alte nel IV trimestre), quello dell'industria è invece coerente con il rallentamento dell'economia.

Se in una prospettiva di breve periodo la possibilità di aumenti significativi della domanda di gas sembra legata solo a fattori congiunturali (in primis il clima), in un'ottica di medio periodo aumenti "strutturali" della domanda di gas sembrano invece possibili, sebbene confinati pressoché esclusivamente alla termoelettrica, dove possono derivare da almeno tre fattori di entità potenzialmente anche rilevante: la riduzione della produzione elettrica francese, che anche nel 2018 ha avuto fasi di elevata variabilità; la prospettiva del phase-out del carbone in Italia; la prospettiva di un'elettrificazione dei consumi. Da ormai più di due anni i consumi mensili di gas della termoelettrica si muovono infatti intorno alla media di lungo periodo (Figura 4.20), mentre i consumi industriali, il cui peso sul totale è peraltro più ridotto, per collocandosi al di sopra della media decennale, sembrano invece tendere più a un ritorno sui valori di quest'ultima che a riprendere una traiettoria di ulteriore crescita. D'altra parte, un'accelerazione nella crescita delle installazioni di nuovi impianti di generazione da rinnovabili potrebbe invece ridurre il *load factor* degli impianti a gas, riportandoli (in mancanza di fonti di finanziamento alternative, come i meccanismi di capacità) verso la critica situazione di redditività sperimentata un quinquennio fa (vedi ancora cap. 4.3).

Gas russo sempre vicino ai massimi storici, balzo del GNL nel IV trimestre

Dal lato dell'offerta, anche nel 2018 si è registrato un calo della produzione interna (che ha perso altri 120 milioni di m³, -2%). Grazie a un maggiore utilizzo degli stoccaggi, con un saldo in erogazione pari a 400 milioni di metri cubi, anche le importazioni si sono ridotte (-2,6%, quasi 2 miliardi di metri cubi in meno di un anno fa), sebbene in misura inferiore rispetto al calo della domanda.

Relativamente alle provenienze del gas importato, il 2018 è stato un altro anno positivo per le importazioni di gas russo, che sebbene in riduzione (-1,9%) scende meno dell'import totale, per cui la sua quota presenta un lieve incremento, a quasi il 44% del totale. Ma più rilevante è il dato delle importazioni totali di gas russo, che restano appena al di sotto dei 30 miliardi di metri cubi, 700 milioni di metri cubi al di sotto del massimo storico del 2013 (Figura 4.21). Il consuntivo di fine anno risente inoltre della forte contrazione dell'importazioni dalla Russia nell'ultimo trimestre dell'anno, quando anche in Italia si sono impennati gli arrivi di GNL (+85% rispetto al IV trimestre 2018), spinti come si è visto dall'eccesso di offerta di GNL in Asia, con il calo del premio

del prezzo sui mercati asiatici rispetto a quelli europei. Nel solo IV trimestre sono arrivati in Italia 3 miliardi di metri cubi di GNL, riequilibrando un bilancio che nel resto dell'anno era stato invece negativo. In particolare, è il terminal di rigassificazione di Livorno ad aver registrato una performance di rilievo, con 800 milioni di metri cubi ricevuti tra ottobre e dicembre. Quanto alle altre fonti di approvvigionamento sono di nuovo in calo significativo le importazioni di gas algerino, scese a 17 miliardi di m³ (-1.800 milioni di m³ sull'anno precedente, corrispondenti a un -9,4%), mentre le importazioni dalla Libia, pur in calo non rilevante (-4%), sono superiori solo ai minimi della crisi del 2011.

Infine un buon aumento (+6,6%) si è registrato sulla rotta dal Nord Europa (ingressi da Passo Gries), nonostante le manutenzioni sul gasdotto TENP che trasporta il gas dall'Olanda in Germania.

Figura 4.19 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

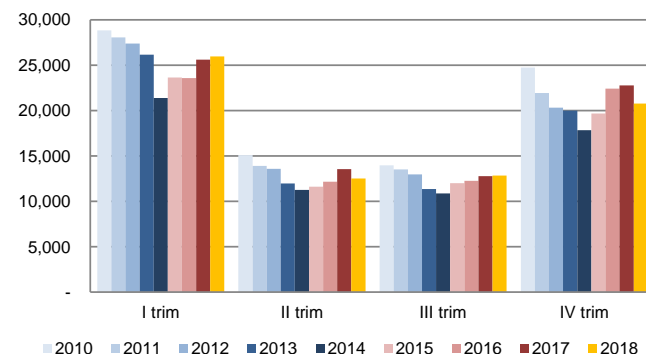


Figura 4.20 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

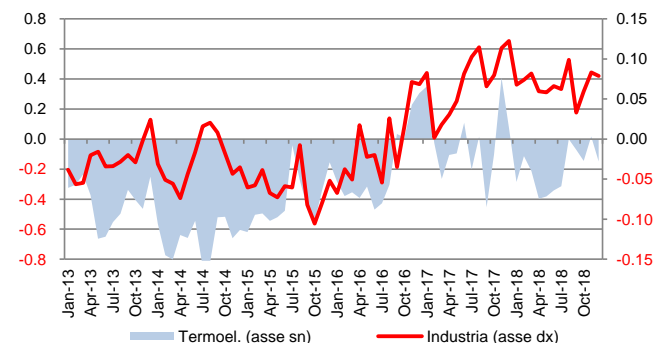
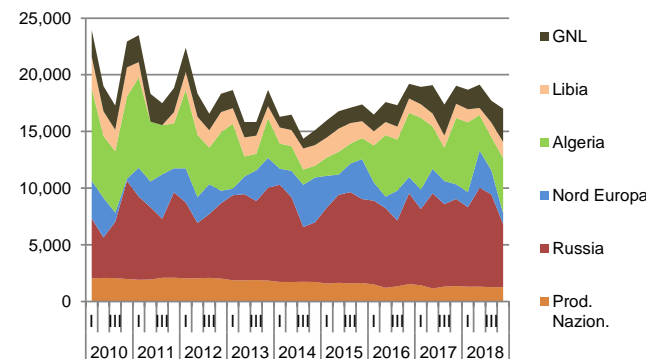


Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)



Gas russo e GNL ben al di sopra della media decennale, al di sotto delle medie decennali Libia e Nord Europa

Il confronto fra i dati relativi ai valori di immissione giornalieri massimi, medi e minimi registrati nel 2018 e nel 2017, e gli stessi dati registrati a partire dal 2010 permette di valutare le variazioni recenti in una prospettiva di lungo periodo. Ne emerge come gli 81 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia siano ampiamente al di sopra della media degli ultimi otto anni (Figura 4.22). Il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta tra l'altro di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (70%, con una deviazione standard del 20%, che indica un utilizzo medio di almeno il 50% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno).

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, che nel corso di buona parte del 2018 ha vissuto una condizione di relativa tensione. In questo quadro il gas russo resta per l'Europa allo stesso tempo quello più competitivo e quello in grado di fornire flessibilità in termini di capacità giornaliera. Nel caso dell'Italia la forte competitività del gas russo è ben rappresentata dalla correlazione inversa fra i flussi di gas al punto di entrata di Tarvisio e lo spread tra prezzo del gas russo e prezzo sul principale mercato continentale (il TTF), spread che da quasi tre due anni oscilla intorno allo zero, con frequenti fasi in territorio negativo (Figura 4.23).

L'import medio dall'Algeria, 5 milioni di metri cubi in meno rispetto al 2017, si colloca comunque poco al di sopra della media di lungo periodo, ma il tasso di utilizzo del gasdotto Transmed è pari al 44%, con una soglia minima di utilizzo nella grande maggioranza dei giorni dell'anno che si colloca ad appena il 20% (deviazione standard pari al 23%).

Sono invece sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo sia le importazioni dalla Libia sia quelle dal Nord Europa, con il gasdotto Transitgas che mantiene la peculiarità di una elevatissima variabilità di utilizzo (33% il tasso medio, 23% la deviazione standard).

Infine, è notevole l'aumento delle importazioni di GNL, +4 milioni di m³ rispetto alla media di lungo periodo, con un tasso di utilizzo medi del 70% per Cavarzere, di quasi il 20% per Livorno e Panigaglia. Inoltre, significativamente, il numero di giorni con tassi di utilizzo superiori al 90% della capacità sono stati ben 44 per Cavarzere, ben 41 per Livorno, mentre sono stati meno nel caso del gasdotto TAG (35). Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL hanno beneficiato a fine anno del sostanziale riavvicinamento tra i prezzi spot europei e quelli asiatici, ancora più marcato nel caso del mercato italiano (a dicembre lo spread in questione si era praticamente azzerato; Figura 4.24).

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

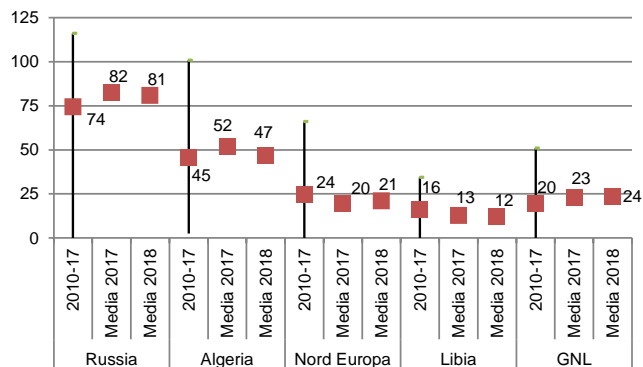


Figura 4.23 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)

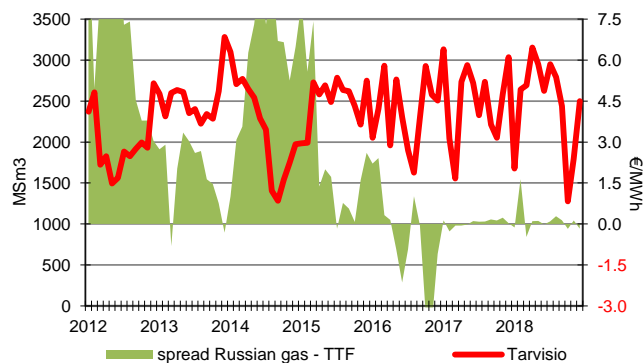
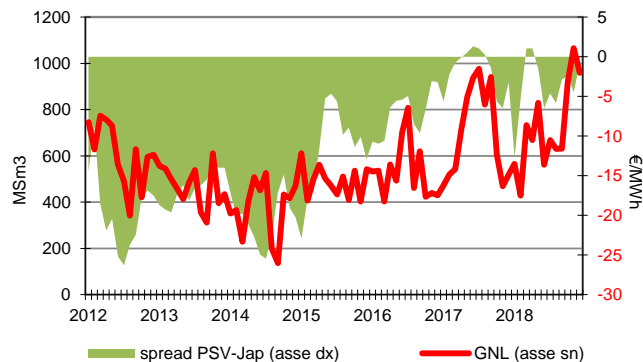


Figura 4.24 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo PSV e prezzo GNL in Giappone (dx)



Indicatori di sicurezza del sistema energetico italiano: dipendenza, diversificazione, stabilità politica dei fornitori

La nuova discesa dei consumi di gas, dopo la significativa ripresa rispetto ai minimi toccati nel 2014, ha determinato un calo del peso del gas nel mix di energia primaria, che resta comunque il più alto tra i grandi Paesi UE. Nel 2017 la quota di gas naturale sull'energia primaria è tornata a scendere al di sotto del 40% dei consumi totali (calcolata seguendo la metodologia Eurostat, per coerenza nel confronto con gli altri Paesi UE). Allo stesso tempo, l'ulteriore flessione della produzione nazionale ha lasciato invariata la dipendenza dalle importazioni (al 92,5%).

Un indicatore costruito combinando questi due dati, cioè ponderando la dipendenza con il peso del gas nel sistema energetico, mostra la condizione di peculiare sensibilità del sistema energetico italiano agli eventi che riguardano il mercato del gas. In Italia tale indicatore risulta infatti più che doppio sia rispetto agli altri principali Paesi europei sia rispetto alla media UE (Figura 4.25). D'altra parte, il grado di diversificazione del sistema del gas italiano resta più elevato di quello di molti altri Paesi europei, grazie alla disponibilità di ben quattro direttrici di approvvigionamento via terra. Tre di queste quattro direttrici (Nord Europa, Libia e Algeria) presentano però ciascuna problematiche specifiche, che ne rendono incerta l'effettiva piena disponibilità in caso di necessità. L'evoluzione del mix di fonti di approvvigionamento registrata negli ultimi due anni, con l'ulteriore rafforzamento della fonte già dominante, cioè il gas russo, ha in effetti riportato l'indice di diversificazione italiana sui massimi dell'ultimo decennio (a significare una diversificazione più ridotta (Figura 4.26).

Inoltre, l'indice della International Energy Agency (IEA) sulla "stabilità politica dei Paesi fornitori di gas", calcolato ponderando le quote dei Paesi fornitori con l'indice di stabilità politica elaborato dall'OCSE, mostra per l'Italia un valore che la IEA giudica di criticità media e molto vicino alla soglia di criticità elevata.

Regola N-1 del Regolamento sulla sicurezza gas e scenari di domanda

Un'ulteriore valutazione circa il grado di sicurezza del sistema viene dalle simulazioni effettuate da ENTSO-G. Le più recenti (Winter Supply Outlook 2018/2019) tendevano a escludere il rischio per l'Italia di problemi di approvvigionamento, anche nel caso di un'interruzione delle forniture sulla rotta ucraina combinata con un periodo di freddo intenso (anche se questo non esclude certo il rischio di impennate dei prezzi, come verificato ad esempio a gennaio 2018; vedi Analisi trimestrale n. 4/2018).

Questo nonostante una valutazione aggiornata della regola N-1 (Regolamento UE sulla sicurezza gas) porti a concludere che l'Italia rispetta tale regola solo formalmente, perché se si ipotizza che la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata non sia sempre disponibile l'indice N-1 risulterebbe inferiore al 100% (vedi ancora Analisi trimestrale n. 4/2018).

Nonostante ciò, nel breve periodo la probabilità di situazioni critiche sembra riservata al verificarsi di una combinazione di eventi estremi, soprattutto perché dal lato della domanda negli ultimi inverni (compreso quello 2018-2019, sulla base di dati parziali) la domanda di punta si è fermata al di sotto dei 400 milioni di m³. Va rimarcato però come a gennaio 2019 la massima domanda giornaliera del termoelettrico sia tornata a sfiorare i 110 milioni di metri cubi, dunque a un passo dai 113 milioni di metri cubi del 2012, l'anno dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas.

In un'ottica di medio periodo, spazi di crescita della domanda di gas nel termoelettrico possono derivare dai tre fattori già menzionati nel paragrafo sulla domanda di gas in Italia, cioè la riduzione della produzione elettrica francese, il phase-out del carbone, l'elettrificazione dei consumi, ciascuno dei quali

di entità potenzialmente rilevante. Nel complesso la domanda aggiuntiva di base può arrivare ai 20 milioni di metri cubi giornalieri.

Figura 4.25 - Indicatore di dipendenza dall'import e peso del gas sul sistema energetico

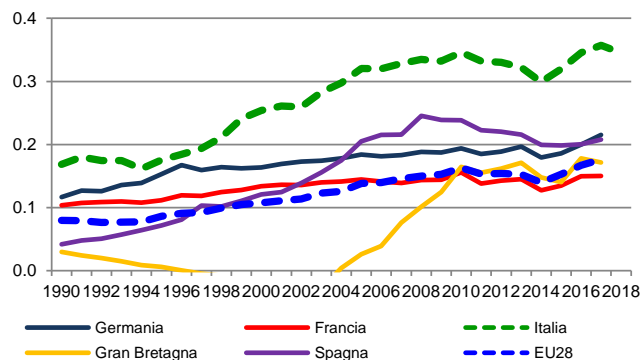
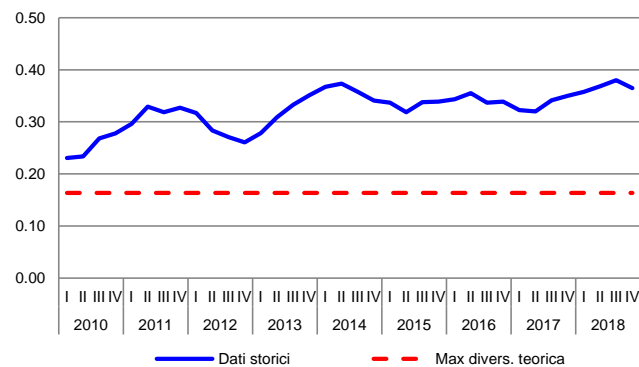


Figura 4.26 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale e indicatore di stabilità politica dei fornitori



Spread PSV-TTF in deciso calo, al di sotto dei 2 €/MWh

Nel 2018 il prezzo del gas spot in Italia si è mosso in linea con gli altri hub europei (v. cap. 2.1), ma in media d'anno ha segnato una crescita inferiore a quella registrata al TTF (+23% contro +32%), attestandosi a 24,6 €/MWh (contro i 22,8 €/MWh del TTF), con una significativa riduzione del differenziale, che d'altra parte nel 2017 aveva raggiunto valori particolarmente elevati. Lo spread è infatti sceso a 1,7 €/MWh (dai 2,7 €/MWh medi del 2017, Figura 4.27). Tra le ragioni di questa contrazione si può ipotizzare il più elevato riempimento degli stoccaggi italiani e un migliore bilanciamento domanda-offerta. La media è però anche influenzata dalla (peraltro breve) fase di inversione dello spread, avvenuta nel momento dell'ondata di freddo che ha colpito il Nord Europa.

Anche a questi livelli il differenziale resta comunque ben più elevato rispetto alle stime del costo variabile di trasporto (pari a circa 0,5 €/MWh; Strategia Energetica Nazionale 2017, p. 94).

Liquidità al PSV stabile nel I semestre, in forte crescita in tutti gli altri europei (TTF in particolare)

Dopo che nel 2017 il Punto di scambio virtuale di Snam Rete Gas era stato l'unico mercato europeo ad essere cresciuto per volumi scambiati, nel PSV ha continuato a crescere in modo sostenuto (+12%), sebbene a ritmi inferiori a quelli del TTF (Figura 4.28). Gli scambi sono aumentati in modo anche rilevante nel resto dell'Europa continentale, con incrementi particolarmente forti al PEG francese e al VTP austriaco, mentre gli hub tedeschi sono rimasti sui livelli dell'anno precedente.

La crescita degli scambi è stata particolarmente accentuata nella seconda metà dell'anno (+25%), e a dicembre ha fatto registrare il record storico di volumi, arrivando vicino alla soglia dei 10 miliardi di m³ mensili, oltre il record precedente di gennaio 2017. A stimolare gli scambi ha contribuito l'andamento dei prezzi, in tensione per le ragioni descritte nel cap. 2.1.

A fine anno la posizione relativa italiana nell'ambito degli hub europei presenta dunque un leggero miglioramento, ma gli scambi sull'hub italiano restano comunque pari alla metà di quelli registrati al NCG tedesco e inferiori di un ordine di grandezza rispetto agli scambi effettuati al TTF e al NBP.

Di particolare rilievo è l'ulteriore forte crescita del TTF (+35%), già ampiamente il più importante mercato europeo, riconducibile anche ai problemi al giacimento di Groningen, che hanno fornito supporto alle negoziazioni sull'hub olandese, e alle tensioni sui prezzi che hanno caratterizzato l'anno. Dopo aver superato il NBP inglese nella seconda metà del 2016, il TTF si è sempre più consolidato come il più importante hub europeo. Tra l'altro il referendum sulla Brexit ha probabilmente penalizzato gli scambi al NBP. Secondo i dati LEBA, nel 2018 la quota degli scambi effettuati presso il TTF ha raggiunto il 64% del totale, mentre solo un anno fa era al 54%. La quota del NBP è invece ormai scesa poco al di sopra del 20%, mentre nel 2017 era al 29%.

La liquidità agli hub TTF e NBP resta in ogni caso di un ordine di grandezza superiore a quella registrata presso gli altri hub dell'Europa continentale. La quota degli scambi al PSV è pari al 3% degli scambi totali, sostanzialmente invariata rispetto al 2017.

Figura 4.27 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

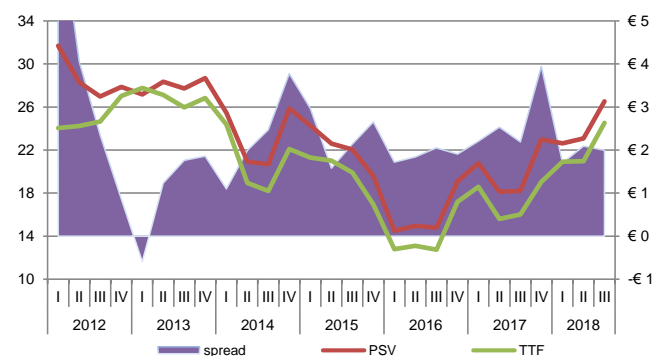
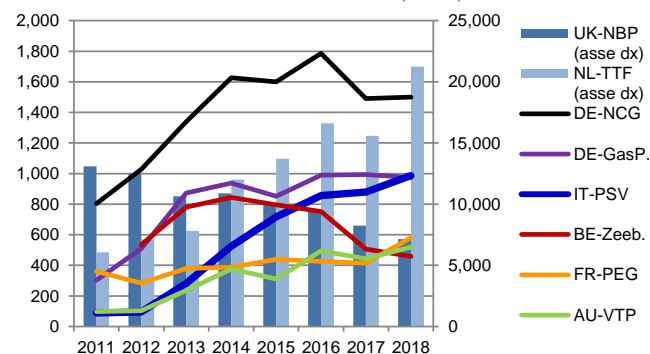


Figura 4.28 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)



4.3 Sistema elettrico

- Nel sistema elettrico il ritorno alla media dell'idraulicità e delle importazioni, insieme alla stagnazione della domanda, ha migliorato il margine di riserva alla punta, che nelle ore più critiche dell'anno è rimasto sopra il 30% nel sistema Italia, sopra il 15% nella zona Nord. Si tratta di margini sufficienti in condizioni normali, ma gli anni recenti hanno mostrato la potenziale fragilità del sistema in caso di combinazione di eventi che riducano l'offerta (fermate al nucleare francese e scarsa idraulicità).
- È tornata a scendere la quota di domanda coperta dalla generazione termoelettrica e per la prima volta anche quella coperta dalle fonti intermittenti. Anche la penetrazione oraria massima e la variabilità delle fonti intermittenti sono rimaste ben al di sotto del dato 2017.
- L'aumento del prezzo del gas e dei prezzi dei permessi di emissione ha spinto i prezzi sulla borsa elettrica. Il prezzo medio di acquisto dell'elettricità è stato pari a 61,3 €/MWh, in aumento del 14% rispetto al 2017. Il PUN ha raggiunto il suo massimo su base mensile a settembre, con un valore medio di 76 €/MWh, prezzo più alto dal 2013. Si è ridotto in modo significativo lo scarto con i prezzi registrati sulla borsa elettrica tedesca, che resta comunque al +38%.
- Il minor ruolo della generazione da gas naturale, insieme al forte aumento del prezzo del gas per la gran parte dell'anno, ha comportato un nuovo peggioramento della redditività di questi impianti, con un calo dello spark spread (-13%, a 12,1 €/MWh). Una riduzione molto più accentuata ha riguardato inoltre il clean spark spread, cioè lo spread al netto dei prezzi dei diritti di emissione, che in media d'anno è sceso a 5,4 €/MWh contro gli 11,4 €/MWh del 2017 (-53%).

Modesto aumento della richiesta di energia elettrica, che torna su un trend di lungo periodo marginalmente crescente

Nel 2018 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 322 TWh, in aumento dello 0,4% rispetto al 2017. Sul modesto incremento hanno inciso i mesi di gennaio e novembre, quando le temperature significativamente più miti rispetto all'anno precedente hanno determinato riduzioni significative della domanda su base mensile.

La Figura 4.29 mostra come nella maggior parte dell'anno la richiesta sia rimasta in effetti molto vicina ai valori dell'anno passato. Sembra interessante notare come in entrambi gli anni la richiesta sia rimasta lontana dai massimi decennali soprattutto nei mesi invernali. In effetti, l'estate del 2017 era stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800 dopo quella del 2003 (temperatura media pari a ben 2,56°C in più rispetto alla media climatica del periodo 1971-2000).

E complessivamente, secondo i dati della Banca dati di climatologia storica CNR-Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima (http://www.isac.cnr.it/climstor/climate_news.html), il 2018 è stato l'anno più caldo degli ultimi due secoli, con una anomalia di +1,6 °C sopra la media del periodo di riferimento (1971-2000), superiore al precedente record del 2015 (+1,44°C sopra la media del periodo di riferimento).

In nove mesi l'anomalia positiva è stata di oltre 1 °C rispetto alla media, ed eccezionali sono stati i mesi di gennaio (il secondo gennaio più caldo dal 1800 ad oggi, +2,4 °C rispetto alla media) e aprile (il più caldo di sempre, +3,5 °C rispetto alla media).

Nonostante la modesta crescita del 2018, decisamente più contenuta di quella del 2017, la traiettoria della domanda elettrica resta su un trend di lunghissimo periodo marginalmente crescente, calcolato sulla serie storica dal 1995 a oggi (inclusi il mese di gennaio 2019) tenendo conto di effetti calendario e temperatura (Figura 4.30).

Punta di domanda sui massimi mensili decennali in diversi mesi del 2018

Altre indicazioni interessanti vengono dall'esame dell'evoluzione della punta di domanda in potenza mensile (Figura 4.31). A fronte di una richiesta mensile totale che in nessun mese dell'anno ha superato i massimi del periodo 2007-2017, i valori di massima potenza mensile hanno invece superato i valori massimi dei rispettivi mesi in ben tre mesi (febbraio, marzo e agosto). La punta in potenza massima dell'anno è stata registrata il giorno mercoledì 1° agosto alle ore 16, ed è risultata pari a 57.567 MW, ancora ben al di sotto del massimo di quasi 60 GW raggiunto a luglio 2015, ma si tratta comunque del secondo valore più alto registrato negli ultimi dodici anni (2007-2018).

Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

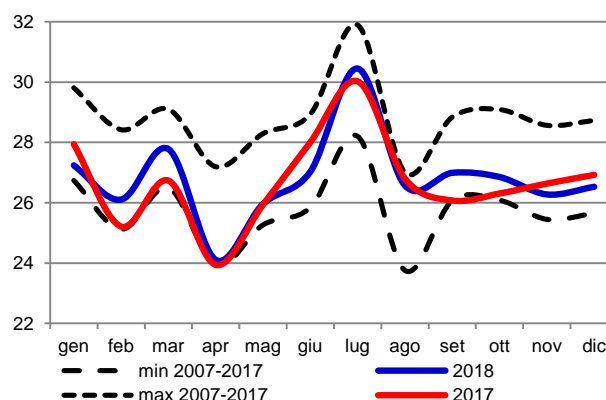


Figura 4.30 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

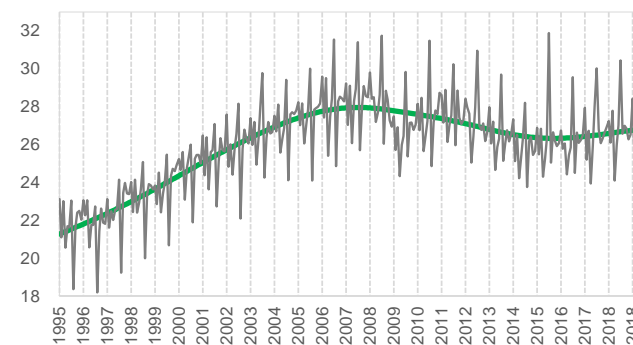
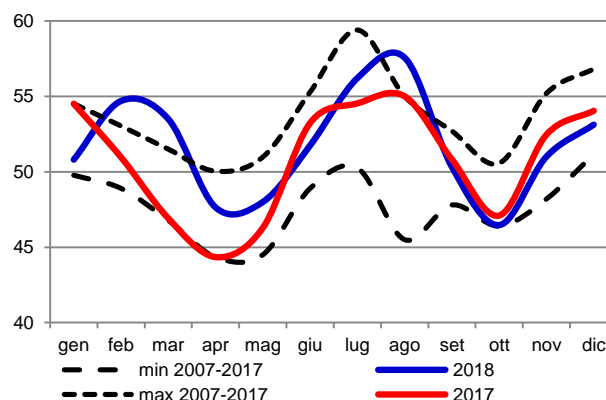


Figura 4.31 - Punta di domanda in potenza mensile (GW)



In calo la quota di domanda coperta dalla generazione termoelettrica e dalle fonti intermittenti

A fronte di una domanda aumentata nell'anno di poco più di 1 TWh, dal lato dell'offerta il 2018 ha invece registrato cambiamenti significativi (vedi anche cap. 2.2). Il più rilevante è stato la ripresa della produzione idroelettrica (+11,7 TWh), che ha beneficiato della migliore idraulicità rispetto al record negativo dell'anno precedente, e del saldo estero (+6,1 TWh), che nel confronto con il 2017 ancora sconta l'effetto dei momenti di picco nelle fermate delle centrali nucleari francesi. Ne è risultata fortemente penalizzata la produzione termoelettrica fossile (-15,3 TWh, corrispondenti al -7,6%), mentre una più ridotta riduzione ha riguardato le fonti intermittenti (-1,3 TWh). In quest'ultimo caso la ragione sta evidentemente nelle condizioni meteorologiche, ma si tratta comunque di un dato di rilievo, perché è il primo stop in una crescita ininterrotta (Figura 4.32).

Nell'anno la quota di copertura della domanda totale annuale con FRNP è scesa al 12,5%, dal 13% del 2017, un dato marginalmente inferiore anche a quello del 2016. La massima quota di copertura della domanda mensile si è registrata nel mese di giugno, con il 15,6%, seguito dal mese di aprile (15,1%). Nel 2017 la massima copertura della domanda mensile aveva raggiunto il 16%, e in altri due mesi (marzo e maggio) era stata pari alla massima quota registra nel 2018 (15,6%).

La quota di domanda coperta dalla generazione termoelettrica è scesa invece al 57,5% su base annua, 5 punti percentuali in meno della quota 2017. Ancora più distante dal dato 2017 la massima quota della termoelettrica su base mensile, che è stata pari al 63% a settembre, mentre nel 2017 aveva raggiunto un massimo del 75% a gennaio (in corrispondenza dell'apice della crisi del nucleare francese), ed era stata maggiore del massimo 2018 in ben altri quattro mesi.

Margini di riserva nelle ore più critiche in leggero aumento rispetto al 2017

Nel 2018 il margine di riserva alla punta per il sistema Italia, cioè la capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, è leggermente risalito rispetto al 2017 (vedi nota metodologica per le caratteristiche della stima ENEA).

Il ritorno alla media sia dell'idraulicità sia delle importazioni, insieme alla sostanziale stagnazione della domanda, hanno determinato un miglioramento nel margine di riserva, che nelle ore più critiche dell'anno è comunque rimasto intorno al 30% nella regione Italia.

Come mostra la Figura 4.33, secondo la stima ENEA nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" ha superato il 35% per il sistema Italia nel suo complesso, il 15% nel caso delle zone Nord e Centro-Nord, quelle più a rischio di problemi in caso di eventi estremi. In condizioni "normali" il sistema è dunque in condizioni di relativa sicurezza, come confermato dalle valutazioni di ENTSO-E (l'associazione dei Transmission System Operator europei):

- Relativamente ai mesi invernali, secondo il Winter Outlook 2018-2019 nell'inverno appena trascorso si sarebbero potute verificare delle criticità in presenza di condizioni estreme di elevata domanda e bassa produzione da rinnovabili, con la necessità di ricorrere maggiormente alle importazioni, che avrebbero potuto tuttavia risultare non sufficienti a soddisfare la domanda interna (nella terza e nona settimana del 2019).
- Relativamente ai mesi estivi, le simulazioni del Summer Outlook 2018 non evidenziavano rischi rilevanti, a differenza delle valutazioni riferite al 2017, grazie alla riattivazione di capacità termica che nel 2017 era in stato di conservazione ("mothballing"), anche in condizioni estreme (temperature elevate e scarsità di generazione di energia eolica e fotovoltaica); problemi di congestione

delle interconnessioni si sarebbero però potuti verificare tra le zone Nord e Centro-Nord.

Figura 4.32 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

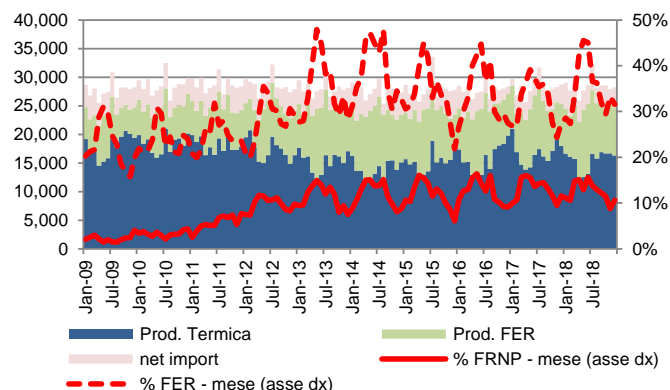
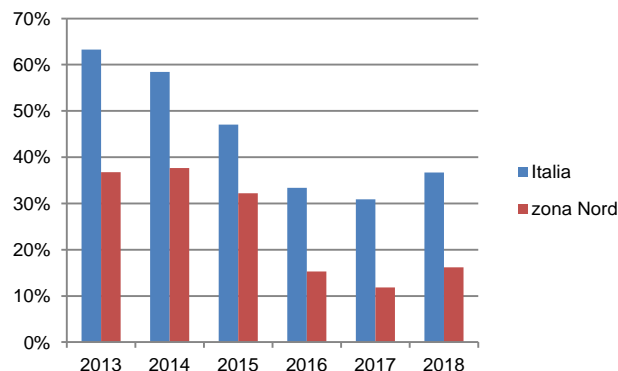


Figura 4.33 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)



In calo gli indicatori di penetrazione della produzione da fonti intermittenti

La riduzione della produzione intermittente, e in particolare del fotovoltaico, sembra aver avuto un impatto su alcuni indicatori di possibili criticità per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Secondo la stima ENEA (su dati parziali, vedi Nota metodologica) anche la penetrazione oraria massima delle FRNP è rimasta al di sotto del dato 2017, avendo raggiunto il suo massimo il primo aprile e il 26 agosto (tra le ore 13 e le 14), restando in entrambi i casi appena al di sotto dell'60% della domanda, mentre nel 2017 si era avvicinata al 70%. È interessante notare che in entrambi gli ultimi due anni il giorno di massima penetrazione delle FRNP ha coinciso con il giorno di Pasqua, dunque un giorno festivo caratterizzato da bassa domanda. Anche considerando la soglia dello 0,1% per cento delle ore di massima penetrazione (per depurare l'analisi dai dati estremi), il dato 2018 risulta significativamente inferiore di quello 2017.

È stimata in riduzione anche la massima variazione oraria della produzione da FRNP, calcolata in percentuale della domanda (N.B: secondo ENTSO-E, "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"). Secondo la stima ENEA nello 0,1% per cento delle ore di massima variabilità la produzione da FRNP è aumentata in misura pari al 12,6% della domanda di quell'ora, mentre nel 2017 (massimo storico) aveva raggiunto il 14,5% della domanda (Figura 4.35). La significativa riduzione di questo indicatore può essere spiegata con il calo della produzione complessiva da fonti intermittenti, insieme alla maggiore variabilità della produzione da fotovoltaico (che si è ridotta in modo più accentuato) rispetto alla produzione eolica. La figura evidenzia comunque anche il radicale cambiamento portato nel sistema elettrico dal 2011 in poi, con il forte aumento della produzione da fonti intermittenti.

Diverso il discorso relativo ai rischi di taglio della produzione di elettricità da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), in particolare nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna in giorni di combinazione di elevata ventosità e insolazione e bassa domanda. Secondo le simulazioni di ENTSO-E per i mesi invernali 2018-2019 l'insufficiente flessibilità del parco di generazione potrebbe determinare l'incapacità della domanda di assorbire completamente l'energia generata nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna, portando così al rischio di tagli fino al 50% della produzione intermittente, a causa dei problemi per le regioni centro-meridionali ad esportare l'eccesso di produzione non flessibile.

Nel 2018 si attenua leggermente il profilo della domanda residua

I cambiamenti nel mix produttivo registrati nel 2018 hanno determinato anche una leggera attenuazione della ripidità 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.

Nelle ore centrali della giornata i valori minimi della domanda residua sono risultati simili a quelli dell'anno precedente (circa 26 GW), mentre il valore massimo mattutino è stato nel 2018 leggermente inferiore, per cui il calo della domanda residua nelle ore centrali della giornata è risultato nel 2018 leggermente meno accentuato che nel 2017. Nel 2018 la rampa mattutina media è risultata pari a circa -6 GW, nel 2017 era stata di poco inferiore a -7 GW (per confronto, nel 2011 era pari a circa a -4 GW).

Ancora più significativo il cambiamento che riguarda la risalita pomeridiana della domanda residua (rampa serale). Nel 2018 quest'ultima è stata inferiore agli 11 GW, laddove nel 2017 aveva superato i 12 GW (un valore quasi doppio rispetto al 2011).

Le variazioni orarie della domanda residua sono ovviamente particolarmente accentuate nelle zone di mercato dove è maggiore la penetrazione di FRNP, dove le rampe serali raggiungono valori estremi pari al 40% della domanda.

Anche in questo caso nel 2018 si è registrata una riduzione di questi valori rispetto al 2017.

Figura 4.34 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,1% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

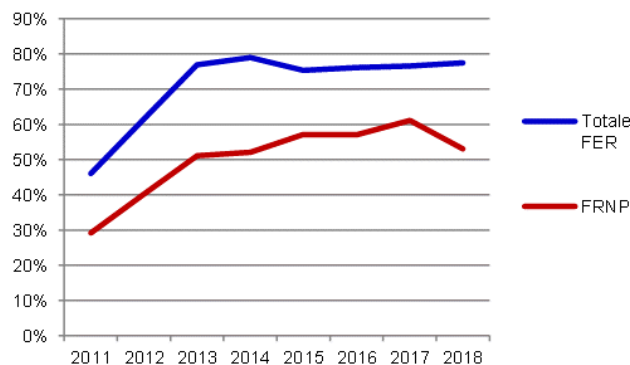


Figura 4.35 - Massima variazione oraria delle fonti intermittenti nello 0,1% delle ore più critiche (minimo, massimo e deviazione standard, in % sul carico)

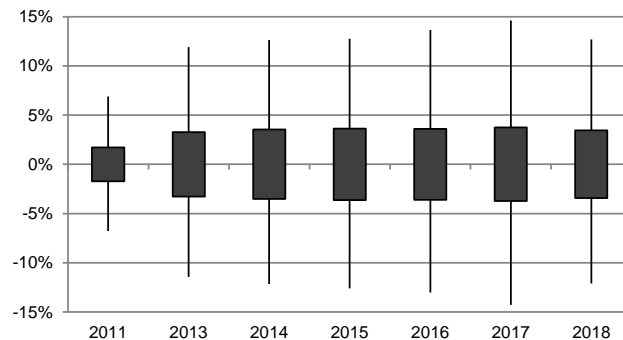
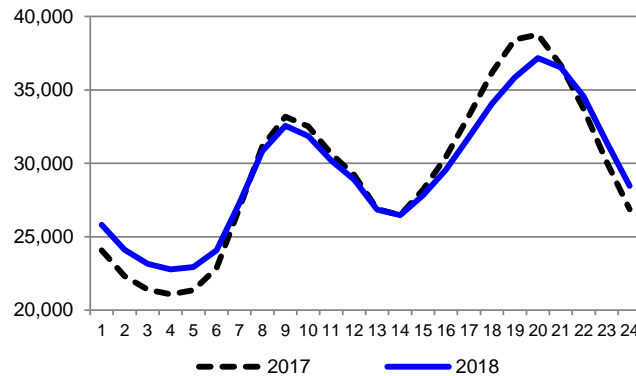


Figura 4.36 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua – Sistema Italia (MW)



Si conferma il trend di crescita di lungo periodo del costo dei servizi di dispacciamento

Il progressivo avvicinamento del sistema elettrico a situazioni di potenziale criticità, legate sia alla riduzione dell'eccesso di capacità sia alle difficoltà di gestione in sicurezza del sistema, può essere associato all'evoluzione 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'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo "uplift").

La serie storica pluriennale dell'uplift sembra indicare una tendenza alla crescita dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento, in conseguenza di una problematicità crescente nella gestione in sicurezza del sistema elettrico (Figura 4.37). 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 forte aumento nei primi tre trimestri, in parziale riallineamento a fine anno

Nel 2018 il prezzo medio di acquisto dell'elettricità sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) è salito a 61,3 €/MWh, in aumento del 13,6% rispetto al 2017, quando si era attestato a 53,9 €/MWh, e del 43% rispetto al minimo storico del 2014. Il prezzo medio del 2018 è comunque ancora inferiore del 19% rispetto al massimo del 2012, quando peraltro era ai massimi anche il prezzo del gas (Figura 4.38). L'aumento del 2018 è legato in primo luogo all'aumento dei prezzi del gas, che resta la fonte marginale nella gran parte delle ore (vedi Box nelle pagine che seguono). Come si è visto nel capitolo precedente, il prezzo al PSV è aumentato del 23%, passando da 20 a 24,6 €/MWh. A questo si sono aggiunti gli aumenti dei prezzi del carbone e dei permessi di emissione di CO₂ (cap. 2.1).

L'aumento del PUN è stato comunque significativamente inferiore all'aumento del prezzo del gas, perché ad attenuare gli effetti di quest'ultimo è venuto l'aumento del peso sul mercato delle vendite di elettricità da fonti rinnovabili (grazie alla crescita dell'idroelettrico; Figura 2.20).

In termini di andamento mensile, nel corso del 2018 il PUN ha superato i valori del 2017 in tutti i mesi dell'anno, con l'eccezione del mese di gennaio, quando le già citate temperature particolarmente miti e il maggiore import (rispetto ai minimi di gennaio 2017) hanno determinato un calo dei prezzi. Nei mesi successivi, a ulteriore sostegno dei prezzi sul mercato del giorno prima sono venuti prima un'ondata di freddo alla fine dell'inverno, poi alcune nuove riduzioni della disponibilità nucleare francese. Il massimo incremento rispetto all'anno precedente si è registrato a settembre (+57%), quando il PUN ha superato spesso i 100 euro/MWh. In linea con quanto visto per i mercati internazionali dell'energia, nell'ultimo trimestre dell'anno anche i prezzi del mercato del giorno prima si sono progressivamente riavvicinati a quelli del corrispondente periodo del 2017, in conseguenza del rientro delle tensioni sul mercato del gas, oltre che di un fortissimo incremento della generazione idroelettrica (+66% nel trimestre) e di temperature superiori alla norma stagionale.

Figura 4.37 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

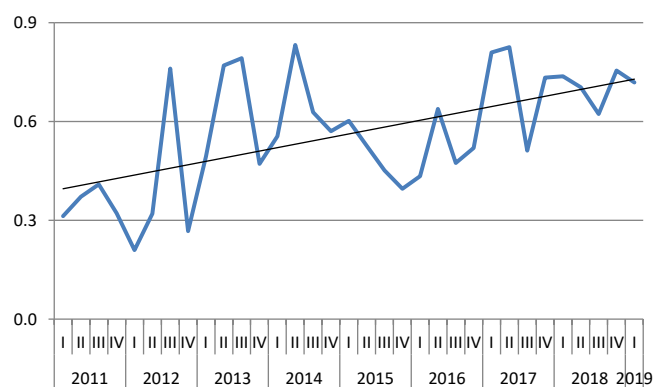


Figura 4.38 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh)

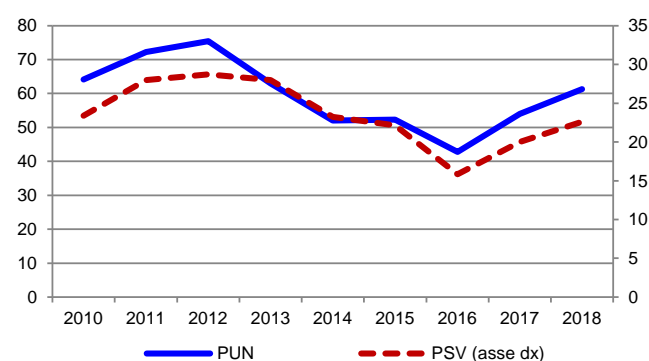
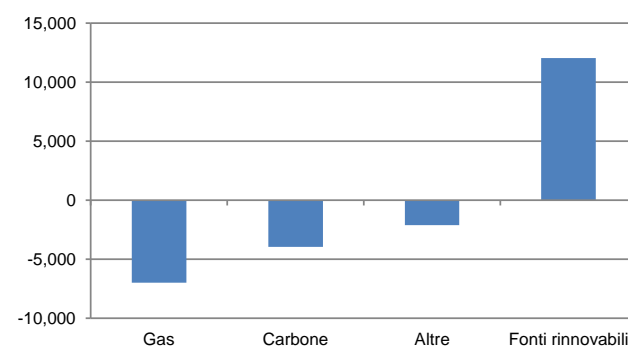


Figura 4.39 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2018 vs 2017



Si è ridotta la distanza dalla curva dei prezzi tedeschi

Il generale aumento dei costi della generazione elettrica, spinto dall'aumento prezzi delle diverse commodity, ha determinato l'aumento dei prezzi dell'elettricità anche nelle altre borse europee. In particolare, sulla borsa tedesca il prezzo medio annuale è aumentato più che in Italia (+30,1% rispetto al 2017) arrivando a 44,5 euro/MWh, sostenuto anche dalla scarsa ventosità registrata nell'area del Nord Europa in alcuni periodi dell'anno e dalle chiusure di impianti nucleari e centrali a lignite.

Il differenziale tra Italia e Germania è dunque sceso rispetto al 2017, attestandosi a quota 16,8 euro/MWh, equivalente al +38%, in notevole calo rispetto al +58% del 2017 (Figura 4.38).

Aumento dei prezzi in tutte le fasce orarie

L'analisi per fasce orarie mostra un significativo incremento di prezzo in tutte le fasce. L'aumento più rilevante si è però registrato nella fascia F3 (+17%), seguita dalla F2 (+13,5%) e dalla fascia F1 (+10%).

La riduzione del ruolo della termoelettrica ha evidentemente determinato un nuovo calo dei rapporti F1/F2 e F1/F3 dopo i progressivi incrementi registrati negli ultimi anni, nei quali si era registrata una ripresa dell'importanza delle vendite da generazione termoelettrica.

Anche in Germania l'aumento tendenziale dei prezzi nelle tre fasce è stato più significativo, ma il rapporto fra le fasce resta comunque molto più simile a quello del "tradizionale" mercato elettrico, con prezzi in F1 molto maggiori che in F2 e in F3.

In netto calo spark spread e clean spark spread

Il forte aumento del prezzo del gas per la gran parte dell'anno, insieme alla riduzione del peso della generazione termoelettrica sul mercato, di quella a gas in particolare, ha portato al calo dello spark spread (-13%, a 12,1 €/MWh). Una riduzione molto più accentuata ha riguardato inoltre il *clean spark spread*, cioè lo spread al netto dei prezzi dei diritti di emissione, aumentati nell'anno in modo drammatico (vedi cap. 2.1). In media d'anno il clean spark spread è sceso a 5,4 €/MWh, contro gli 11,4 €/MWh del 2017 (-53%).

Nella prima parte dell'anno il clean spark spread è sceso fino a valori appena superiori allo zero, che non si registravano dal 2015. È interessante notare come il clean spark spread medio del 2018 sia pressoché identico a quello registrato proprio nel 2015, quando pressoché identica era stata anche il peso della generazione termoelettrica sul totale (57,5%; Figura 4.42).

Nella seconda parte dell'anno l'aumento del PUN, risultato leggermente superiore all'aumento dei costi variabili degli impianti a ciclo combinato, ha riportato il clean spark vicino ai 10 €/MWh, con un nuovo calo però a dicembre in concomitanza con il picco di prezzo dei permessi di emissione.

Figura 4.40 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel 2018 (€/MWh)

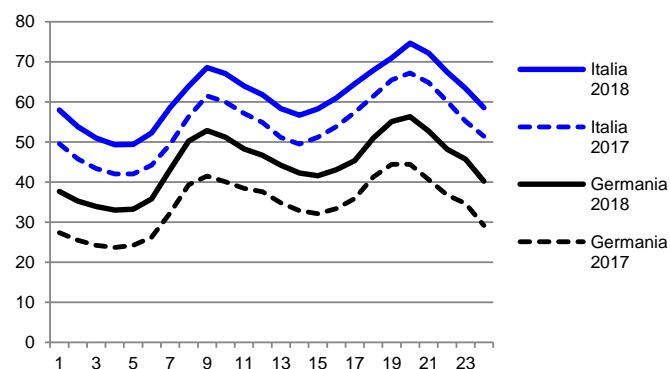


Figura 4.41 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

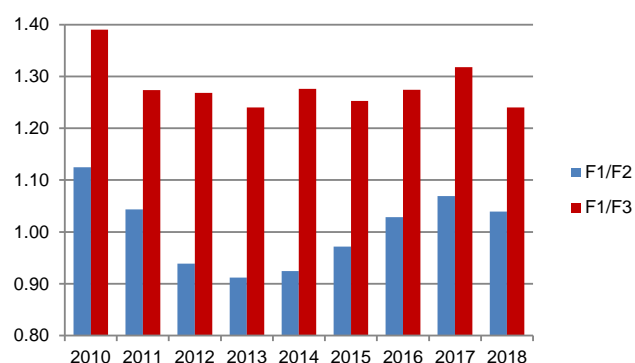
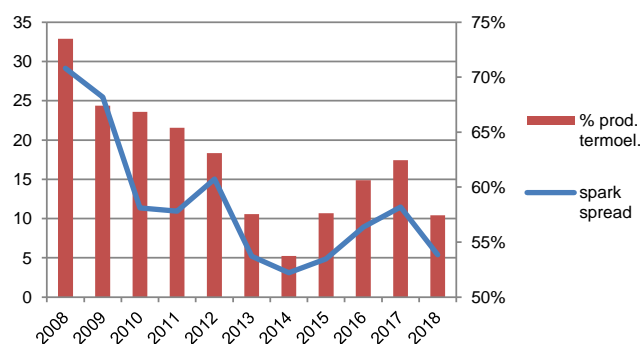


Figura 4.42 - Clean spark spread per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)



BOX - Variabili chiave nella determinazione del PUN

Al fine di individuare le variabili rispetto alle quali il PUN mostra maggiore dipendenza, si è provveduto ad effettuare una stima econometrica. La base dati è la serie storica mensile 2008-2018. Le variabili indipendenti sono il prezzo del gas (PSV) e il grado d'incidenza delle FER sulla generazione elettrica. Il modello mostra una sostanziale validità, alla luce delle diagnostiche e della significatività dei parametri stimati. I coefficienti mostrano un segno in linea con le aspettative: l'aumento del prezzo del gas contribuisce all'aumento del prezzo del PUN, mentre l'aumento del peso delle FER contribuisce alla diminuzione dello stesso. Secondo le stime, un aumento del prezzo del gas di 1 €/MWh comporterebbe un aumento *medio* sul PUN di 1,2 €/MWh, ma con una differente modulazione, come sintetizzato dalla curva logaritmica in figura 4.45. Nel 2014-2018, inoltre, il coefficiente di elasticità puntuale diviene particolarmente alto, intorno a +0,64, ad indicare che un incremento del 10% del prezzo del gas ne stimolerebbe uno del PUN pari al 6,4%. Elevato è anche l'effetto dell'incidenza delle FER (figura 4.46), soprattutto ai livelli più bassi, come suggerisce la pendenza della curva. Ad esempio, all'inizio del 2019, nel breve termine e a parità di fattori, ad un aumento dell'1% della loro quota sulla generazione elettrica farebbe riscontro una riduzione del PUN di circa 1,3 €/MWh. Se si guarda poi all'*importanza relativa* (stima ottenuta con metodo *last*, basato sulla decomposizione di R²), eliminando l'effetto dell'unità di misura, la variabile relativa alle FER assume addirittura un peso circa una volta e mezzo quello del prezzo del gas.

Modello: ARIMAX (1,1,1)

Osservazioni: 2008:02 - 2018:12 (T = 131)

Variabile dipendente: PUN (€/MWh)

Parametri:

| | Coefficiente | Errore std. | z | p-value |
|---|--------------|-------------|--------|----------|
| Intercetta | -0.081 | 0.04 | -2.11 | 0.0345 |
| AR(1) | 0.761 | 0.06 | 12.33 | < 0.0001 |
| MA(1) | -0.998 | 0.02 | -41.70 | < 0.0001 |
| Log. nat. Quota di generazione elettrica da rinnovabili | -28.362 | 3.83 | 7.07 | < 0.0001 |
| Log. nat. Prezzo del gas (PSV) | 27.061 | 3.53 | -8.04 | < 0.0001 |

Diagnostiche:

| | |
|---------------------------------------|---------------------|
| R ² : | 0.909 |
| Mean Bias Error (MBE) | -0.059 |
| Mean Absolute Error (MAE) | 2.993 |
| Mean Absolute Percentage Error (MAPE) | 4.89% |
| Ljung-Box Q' | 10.543 (p = 0.3942) |

Figura 4.43 - Valori previsti dal modello e valori osservati del PUN

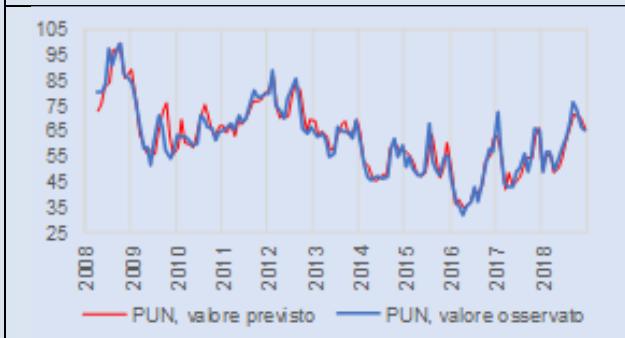


Figura 4.44 - Residui del modello in termini percentuali

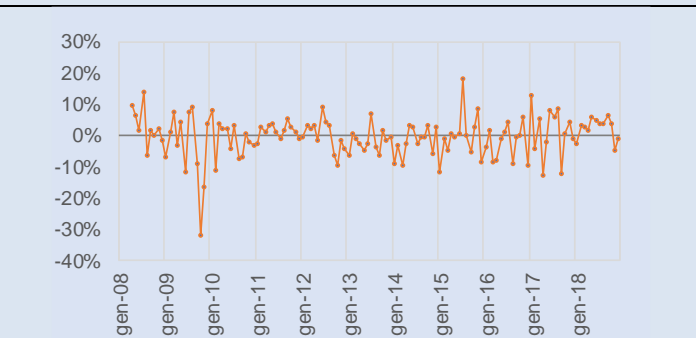


Figura 4.45 - Stima della relazione tra prezzo del gas e PUN

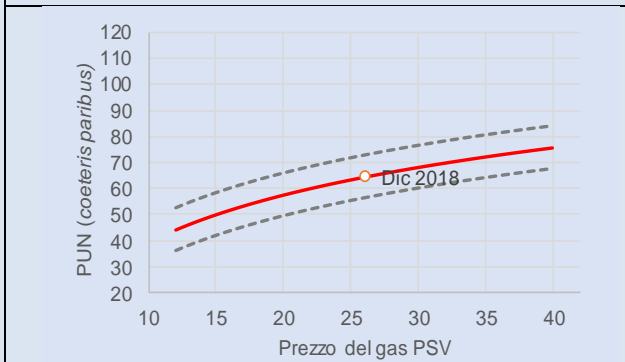
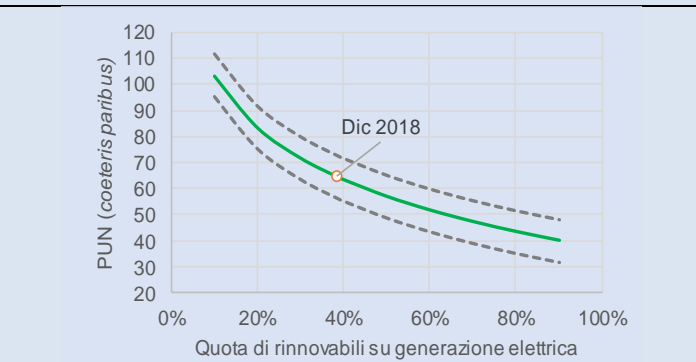


Figura 4.46 - Stima della relazione tra quota di rinnovabili sulla generazione elettrica e PUN



5. Prezzi dell'energia

- Il 2018 è stato un anno ad andamento negativo per quanto attiene ai prezzi dei prodotti energetici, notevolmente condizionati dalle dinamiche dei mercati internazionali delle materie prime. Per l'energia elettrica, complessivamente, per le utenze industriali piccole e medie gli aumenti del prezzo nel 2018 sono stati pari all'8-13%, mentre per le utenze di dimensioni maggiori, anche per effetto degli sgravi fiscali in favore degli energivori, si può stimare siano stati molto più contenuti. Sempre per l'energia elettrica, per quanto riguarda i prezzi al consumo per gli utenti domestici, come registrato dall'indice dei prezzi al consumo armonizzato Istat (IPCA), il 2018 segnala un certo aumento (+4,5%), a fronte di un pur ridotto tasso d'inflazione (+1,2%). Per il gas naturale, l'aumento del prezzo nel 2018 per l'utente non domestico (classificabile nella fascia di consumo 1.000-10.000 GJ per anno) si può stimare pari al 21%. Per quello che riguarda i prezzi al consumo del gas per le utenze domestiche (IPCA), si segnala altresì un aumento pari al 5,6%, piuttosto elevato se letto alla luce del trend più recente.
- Nel confronto internazionale, in ordine al gas naturale, nei primi nove mesi del 2018 l'Italia conosce un livello di prezzo praticato alle utenze industriali (nella fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a) in linea con la media dell'Unione Europea (2,38 c€/kWh, contro una media UE 28 di 2,42). Molto più problematico il confronto internazionale relativo ai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che nel 2018 nell'Unione vede l'Italia in posizione più competitiva solo rispetto ad Irlanda e Gran Bretagna, altri Paesi a notevole dipendenza dal gas naturale in termini di generazione elettrica.
- I dati sul commercio internazionale di prodotti afferenti ai settori merceologici a maggior impatto sulla decarbonizzazione collocano l'Italia in posizione complessivamente non positiva, pur tra luci ed ombre. In particolar modo, la posizione italiana dal lato della mobilità low-carbon (veicoli elettrici, veicoli ibridi, accumulatori agli ioni di litio) sembra caratterizzata da una forte dipendenza dall'estero, con saldi commerciali negativi, secondo un trend sempre più accentuato. Buona la posizione per il solare termico e per l'eolico. Per il fotovoltaico il saldo commerciale nel 2018 è leggermente negativo, ma è da segnalare l'evidenza di una buona performance verso i Paesi extra-UE. In particolare, emerge una certa specializzazione dell'export italiano in favore degli USA (93% dell'export totale, dato 2017, rispetto al quale il 2018 pare sostanzialmente in linea).

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le imprese in aumento nel IV trimestre

Il quarto trimestre 2018 è ancora nel segno di un aumento dei prezzi, il terzo consecutivo. Per le imprese, in termini congiunturali, rispetto al trimestre precedente, l'aumento è compreso tra il 6% circa – per il piccolo utente – e l'1% – per il grande utente. In termini tendenziali, rispetto al IV trimestre del 2017, gli aumenti percentuali sono più consistenti, tra l'11% e il 40% circa. In buona misura tali aumenti scontano le tensioni riscontrate sui mercati internazionali delle *commodity*, almeno fino al mese di ottobre, i cui effetti si manifestano principalmente nella crescita della componente energia ancora nel IV trimestre. Non sembrerebbero invece aver inciso sugli aumenti particolari condizioni climatiche, con un periodo ottobre-dicembre tutto sommato nella norma, né una variazione significativa della richiesta di energia elettrica in rete, complessivamente nel trimestre addirittura leggermente inferiore rispetto allo stesso periodo del 2017. La [Figura 5.1](#) sottolinea come il IV trimestre 2018 sia quello dei prezzi record degli ultimi sei anni. La stessa figura lascia intendere come ad ogni aumento generalizzato dei prezzi la forbice tra la stima di quelli praticati al piccolo e al grande utente tenda ad ampliarsi. Per i motivi citati, la variazione trimestrale maggiore ha comprensibilmente riguardato la componente "prezzo energia" (PE, +15%, [Figura 5.2](#))

Diminuzione dei prezzi per le imprese nel I trimestre 2019.

Il I trimestre 2019 appare in controtendenza, con una diminuzione rispetto al IV 2018, compresa tra il 5% e il 10% circa, che riporta in linea generale i prezzi al livello di dodici mesi prima. Specularmente, incide su questa tendenza l'alleggerimento dei prezzi delle materie prime a partire dalla fine del mese di ottobre. In particolare, la variazione congiunturale della componente energia è pari a circa il -6% ([Figura 5.2](#)). Lo sconto del quale beneficiano le imprese dei settori energivori è pari a circa 3 e a 2 centesimi di euro al kilowattora, rispettivamente per i grandissimi utenti in alta tensione e i grandi utenti in media tensione ([Figura 5.3](#)).

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

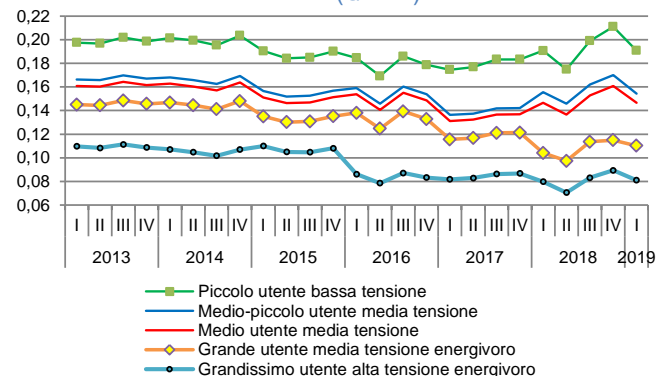
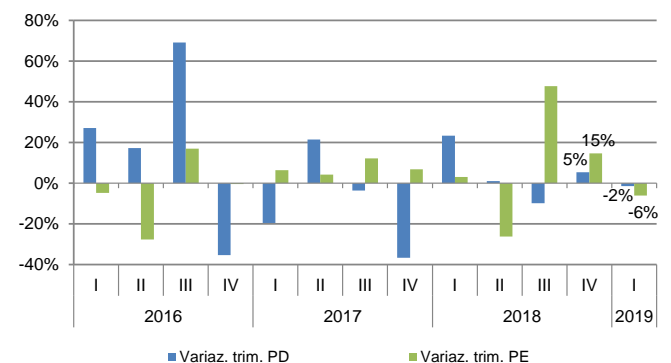


Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)



Effetti della riforma tariffaria del 2018: tendenziale riduzione delle componenti di costo fisse

Sulla base di una serie di simulazioni, è possibile asserire che a partire dal I trimestre 2018 il disegno tariffario complessivo sembrerebbe premiare le imprese con volumi di consumo maggiore anche all'interno della stessa classe dimensionale. A titolo d'esempio, in Figura 5.4, per la piccola impresa è riportato il coefficiente d'elasticità del prezzo unitario al variare del livello di consumo, vale a dire la stima di quanto si abbassa il costo unitario all'aumentare del volume richiesto dall'impresa. Nel primo trimestre 2018 il coefficiente passa da -0,118 a -0,205. Ciò significa che mediamente un aumento del consumo pari all'1% comporta nel I trimestre 2018 una diminuzione dello 0,21% circa del prezzo al kWh, contro lo 0,12% del periodo precedente. Nel I trimestre 2019, ultimo dato della serie disponibile, la stima del coefficiente è pari a -0,177. Detto in altri termini, dal 2018 l'incidenza delle voci di costo fisso pare in diminuzione.

Prezzi al consumo dell'energia elettrica per le famiglie in aumento nel 2018, ad un tasso più alto rispetto a quello d'inflazione. Stabilizzazione del prezzo nel primo trimestre del 2019

La serie storica Istat relativa ai prezzi al consumo per i prodotti energetici può essere rappresentata schematicamente in due distinte fasi temporali, quella compresa tra il 2001 e il 2007, e quella successiva al 2007, quest'ultima caratterizzata dalla contrazione della domanda globale. In linea con le aspettative, in termini di media annua, il tasso di variazione dei prezzi degli energetici più basso si riscontra proprio nel periodo 2008-2017 (Figura 5.5). In questo intervallo l'indice relativo agli energetici è sommariamente confrontabile con l'indice generale dei prezzi al consumo (1,8% contro 1,5%), anche se si assiste ad un aumento maggiore per l'energia elettrica (2,3%). Al contrario, la peculiarità del 2018, se confrontato con i due periodi precedenti, è quella di evidenziare da un lato una domanda interna globale contenuta, come rivela un valore del tasso d'inflazione ritenuto ancora "debole" da molti analisti (intorno all'1,2%), e dall'altro un aumento dei prezzi ad un tasso ben più alto per tutte le voci che compongono l'aggregato dei prodotti energetici. Pare questa una ulteriore prova che le cause dell'aumento generalizzato di prezzi energetici dell'ultimo anno sia da ricercare nell'andamento dei mercati internazionali delle materie prime e non in una crescita dei consumi interni. In particolare, nel 2018 il prezzo dell'energia elettrica – la voce più pesante sull'aggregato dei prezzi al consumo – aumenta ad un tasso quasi quattro volte superiore a quello d'inflazione. Nel complesso, nell'intero arco temporale compreso tra il 2001 e il 2018, il dato Istat relativo all'indice armonizzato dei prezzi al consumo relativo all'energia elettrica denota un aumento del 63% circa, contro una stima dell'inflazione pari a poco più del 36%. I dati ARERA sembrerebbero confermare la tendenza. Se si considera il consumatore domestico tipo, l'aumento del prezzo in bolletta nel 2018 è stato pari al 7,8%, in massima parte scaturito dall'espansione della componente "approvvigionamento energia" (+14,5% rispetto al 2017). Nel I trimestre 2019 il prezzo per il consumatore domestico tipo è di fatto stabilizzato intorno ad un valore di poco meno di 22 centesimi di euro per kWh. All'inizio del nuovo anno, quando le tensioni sui mercati internazionali tendono a sfumare, l'incidenza relativa della componente puramente energetica è in diminuzione, mentre, per converso, quella della spesa per oneri di sistema, che sconta il "congelamento" dei trimestri passati, è in crescita.

Figura 5.3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)

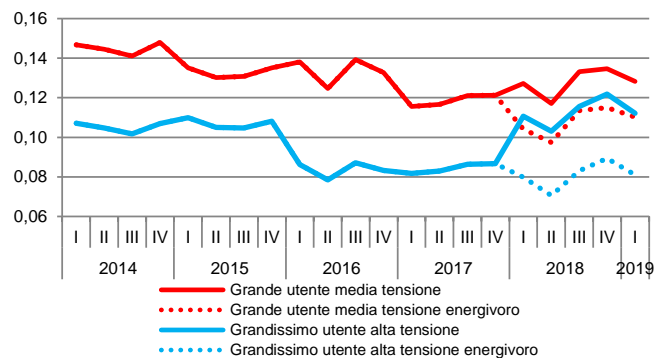


Figura 5.4 - Stima del coefficiente di elasticità puntuale del costo unitario dell'energia elettrica rispetto al volume di consumo. Caso della piccola impresa

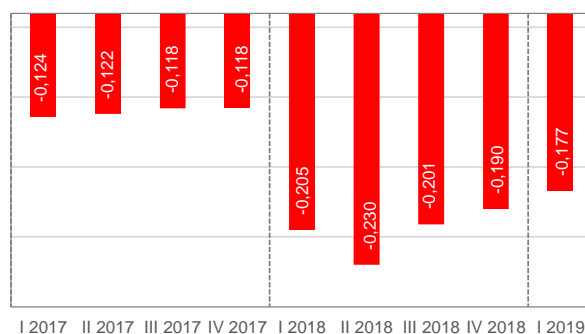


Figura 5.5 - Tasso d'incremento medio annuo dei prezzi al consumo per i beni energetici in tre distinti intervalli temporali

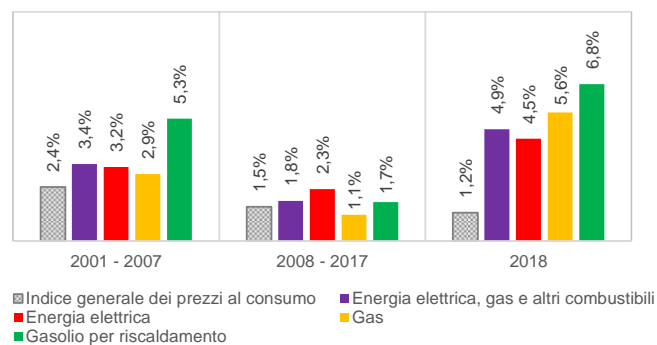
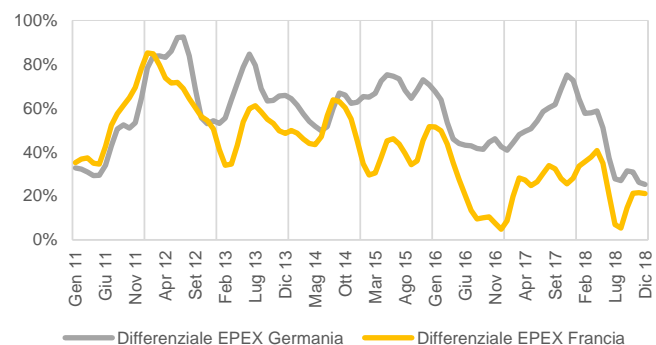


Figura 5.6 - Differenziale espresso in termini percentuali tra il PUN (IPEX Italia) e i corrispondenti indici per Francia (EPEX Francia) e Germania (EPEX Germania)



Il confronto internazionale. Tendenza alla diminuzione del differenziale sui prezzi all'ingrosso Italia-UE

Nel confronto con gli altri Paesi UE la posizione relativa italiana ha presentato nel 2018 alcuni miglioramenti, in particolare per alcune fasce di consumo. Nell'Analisi trimestrale n. 4/2018 si è discusso di quello che allo stato è l'ultimo dato disponibile in ordine ai prezzi praticati alle imprese in Europa (relativo al I semestre 2018). La Figura 5.7a riprende questo dato per la fascia di consumo più rappresentativa. In verde sono tratteggiati i Paesi nei confronti dei quali il nostro mantiene un prezzo più basso (tra -7% e 0%), in giallo quelli rispetto ai quali il differenziale è moderatamente svantaggioso (tra 0% e +18%), e in rosso quelli con un differenziale nettamente svantaggioso (oltre il 18%). Il solo Paese nei confronti del quale l'Italia ha una posizione migliore è la Germania (-5%). La Figura 5.7b riporta, adottando la stessa classificazione per intervalli della figura precedente, il dato relativo al PUN, aggiornato all'intero anno 2018. In questo caso l'Italia può vantare un prezzo meno elevato soltanto nei confronti di Irlanda e Gran Bretagna. Non a caso si tratta di Paesi che come il nostro sono caratterizzati da un elevato ricorso alla produzione da gas, e dalla sua elevata incidenza sul costo marginale della generazione elettrica. Dalla lettura incrociata delle due mappe è peraltro possibile scorgere come la quasi totalità dei Paesi nei confronti dei quali l'Italia registra uno svantaggio "moderato" in termini di prezzo all'ingrosso, cioè quelli tratteggiati in giallo nella Figura 5.7b, assuma una colorazione in rosso nella Figura 5.7a. Vale a dire, per il nostro Paese il gap sfavorevole aumenta ulteriormente nel trasferimento ai prezzi finali praticati alle imprese.

In termini di dinamica, osservando la serie storica del PUN (Figura 5.6), è possibile scorgere un positivo trend di riduzione del differenziale rispetto ad alcuni grandi Paesi, come Francia e Germania. Anche nel corso del 2018, pur a fronte delle turbolenze internazionali, tale andamento ha continuato a manifestarsi, in particolare rispetto all'indice francese. Rimane il fatto che alla fine del 2018 il prezzo all'ingrosso italiano sia tra i più alti in Europa. Secondo stime molto recenti (The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition, Agora – Energiewende), l'aumento del prezzo del gas naturale ha fatto sì che al termine del 2018 il costo a breve termine della produzione di energia elettrica da questa fonte sia andato eguagliando quello della produzione da carbone, intorno a 50 €/MWh. Per l'Italia la rilevanza del gas naturale ai fini della produzione di energia elettrica comporta anche una notevole dipendenza dall'estero (nel 2018 il 93,5% circa della domanda è soddisfatto dalle importazioni), rendendo di fatto il prezzo all'ingrosso in buona misura esogenamente determinato.

La dipendenza dell'Italia dal gas per la produzione di energia elettrica spinge i costi verso l'alto nel 2018.

La Figura 5.8 riporta la stima più recente della percentuale di produzione di energia elettrica per fonte, per l'Italia e per la media dei Paesi dell'Unione Europea. Dalla sua lettura emergono alcune caratteristiche di tipo strutturale del nostro Paese, oltre ad alcune specificità intervenute negli ultimi dodici mesi. Una specificità italiana è quella del ricorso all'idroelettrico (16,3% contro una media UE del 10%), dato in aumento nel 2018 grazie alla maggior piovosità, nonché la specializzazione nel solare (8,3% della produzione). In quest'ultimo caso il Paese si pone nella posizione di leader in Europa, nonostante la lieve flessione dell'ultimo anno, ascrivibile a una minor irradiazione solare. Tuttavia, la caratteristica di maggior rilievo è quella relativa alla forte incidenza del gas, per un peso pari al 45% (nonostante la riduzione del 2018; vedi cap. 2). Naturalmente, nel caso dell'Italia la forte incidenza del gas sulla produzione si trasla sul prezzo all'ingrosso, dal momento che è la produzione da gas che molto spesso fissa il costo marginale.

Figura 5.7a - Differenza % del costo dell'energia elettrica per le imprese italiane (consumo 500-2000 MW/a) nel I semestre 2018. Dato al netto delle imposte recuperabili

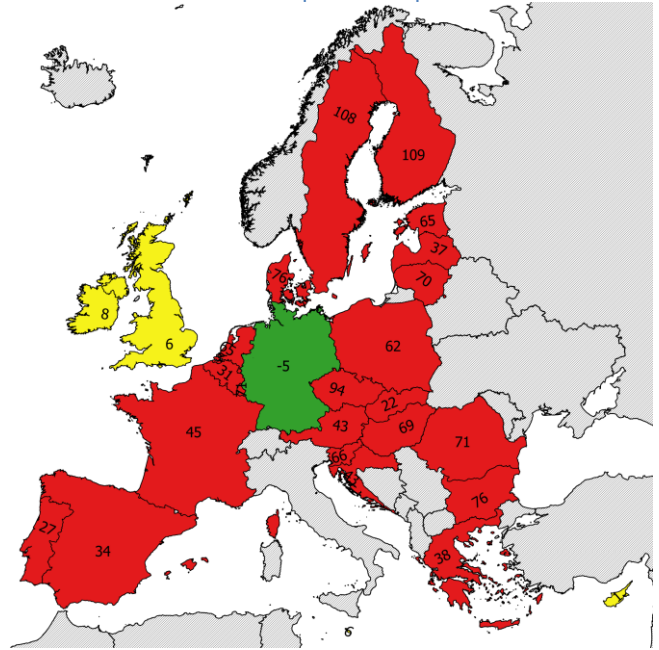


Figura 5.7b - Differenza percentuale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PUN) e quello dei Paesi europei nel 2018

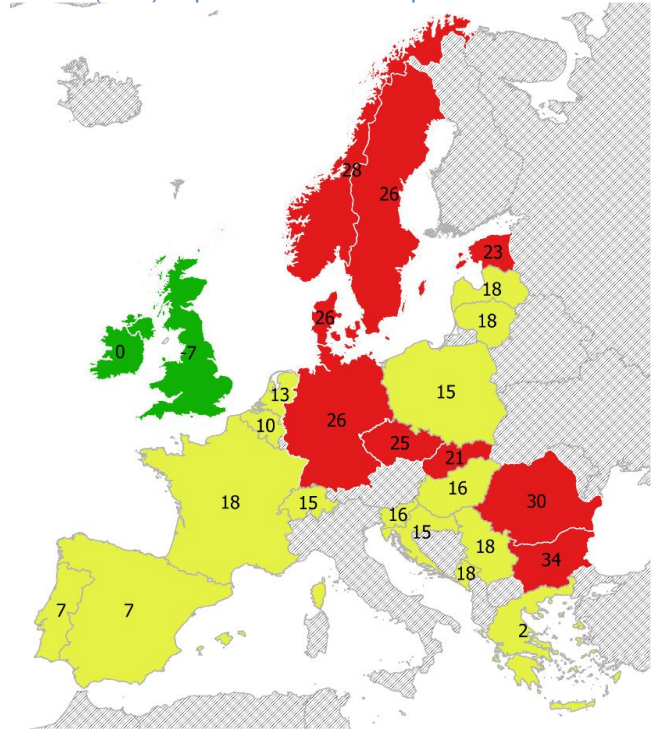


Figura 5.8 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia e nell'Unione Europea. Anno 2018

| | Italia | UE 28 | Var % Italia 2018 |
|----------------|--------|-------|-------------------|
| Gas | 45,0% | 18,9% | -8,0% |
| Idro | 16,3% | 10,6% | 10,0% |
| Import | 13,3% | 0,8% | 10,0% |
| Carbon fossile | 9,3% | 10,0% | -6,0% |
| Biomassa | 9,0% | 6,1% | 0,0% |
| Solare | 8,3% | 3,9% | -1,0% |
| Altre fossili | 6,2% | 4,0% | 4,0% |
| Eolico | 6,2% | 11,8% | 0,0% |
| Lignite | 0,0% | 9,2% | 0,0% |
| Nucleare | 0,0% | 25,5% | 0,0% |

Grado di concorrenzialità sul mercato elettrico non ancora ottimale

Nondimeno, altri elementi di natura meno “esogena” rispetto all’andamento delle materie prime, ma più attinenti alla forma del mercato, potrebbero influenzare i prezzi all’ingrosso. L’indice di Herfindahl misura il grado di concentrazione delle quote di mercato nella borsa elettrica e rappresenta un’indicazione del grado di concorrenzialità dello stesso. Il suo campo di variazione è tra 0 e 100%. Un valore inferiore al 12% viene ritenuto indicativo di un mercato concorrenziale, mentre un valore superiore al 18% viene ritenuto connotare un mercato poco competitivo. La **Figura 5.9** mette in evidenza come, a parte il caso dei fornitori esteri, la sola zona geografica nella quale sia possibile ravvisare un mercato “competitivo” sia quella del Nord Italia. Un miglioramento relativo comunque riguarda la maggior parte delle aree geografiche, eccezion fatta per la Sardegna.

Grado di integrazione zonale ancora piuttosto basso, soprattutto in Sicilia

Altro elemento potenzialmente in grado di esercitare un impatto sui prezzi all’ingrosso è il grado d’interconnessione tra le zone geografiche. La **Figura 5.10** restituisce una indicazione proxy del grado d’integrazione tra i mercati. Questa riporta il coefficiente di correlazione, elevato al quadrato, tra i prezzi orari rilevati in tutto il 2018. Osservando la figura, avendo maggior riguardo alle zone geograficamente contigue, il grado d’integrazione non sembra particolarmente elevato. In particolare, la mancanza di integrazione tra la Sicilia e il Sud appare in tutta la sua evidenza.

Intensità elettrica del PIL in diminuzione molto lieve dal 2012. Impatto generale dei prezzi dell’energia elettrica presumibilmente ancora elevato

Per capire a grandi linee l’impatto in termini di competitività di costo di un aumento dei prezzi dell’energia elettrica in Italia si può osservare il trend dell’intensità elettrica del PIL. È noto come l’Italia sia un Paese caratterizzato da un livello di intensità elettrica piuttosto basso. Nonostante questo, se si guarda alle più recenti dinamiche (**Figura 5.11**), il gap positivo in favore del nostro Paese sembra ridursi. I Paesi che compongono l’attuale Unione Europea sembrano caratterizzarsi per una forte accelerazione in direzione della riduzione della dipendenza dall’energia elettrica in rapporto al PIL. Se nel 2012 in media nell’Unione occorre 214 kWh per produrre 1.000 € di PIL, il dato scende a 194 nel 2018. Più modesta appare la riduzione che interessa l’Italia, da 187 a 181 kWh per 1.000 € di PIL. Naturalmente, molti possono essere i motivi alla base di questa dinamica, come il fatto che l’Italia parta da un livello già basso di intensità elettrica – quindi più difficile da diminuire – o il fatto che in questo periodo il PIL sia cresciuto in Italia meno che negli altri Paesi, o ancora la possibilità che gli altri Paesi dell’Unione abbiano assunto in questo intervallo temporale un profilo produttivo più “terziario” rispetto al nostro. Rimane il fatto che, in termini di competitività di costo, l’impatto di un aumento generalizzato dei prezzi dell’energia elettrica nei Paesi UE presumibilmente negli ultimi anni tenda a scendere più velocemente di quanto non accada nel nostro Paese.

Figura 5.9 - Borsa elettrica italiana. Valore medio relativo all’indice di Herfindahl riscontrato nelle diverse zone

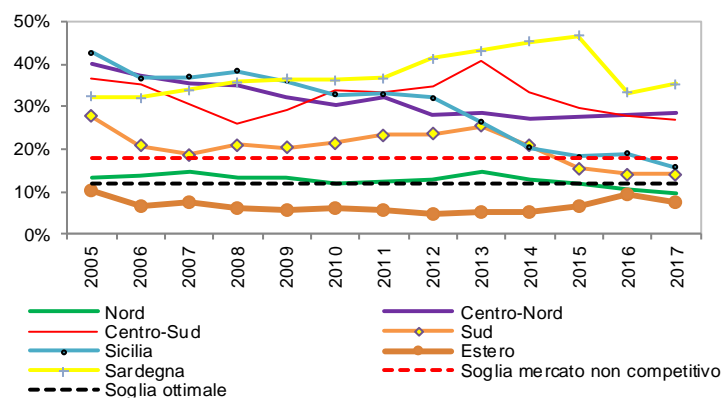


Figura 5.10 - Borsa elettrica italiana, mercato del giorno prima. Stima del grado di integrazione, normalizzato tra 0 e 1, tra le zone di mercato nel 2018

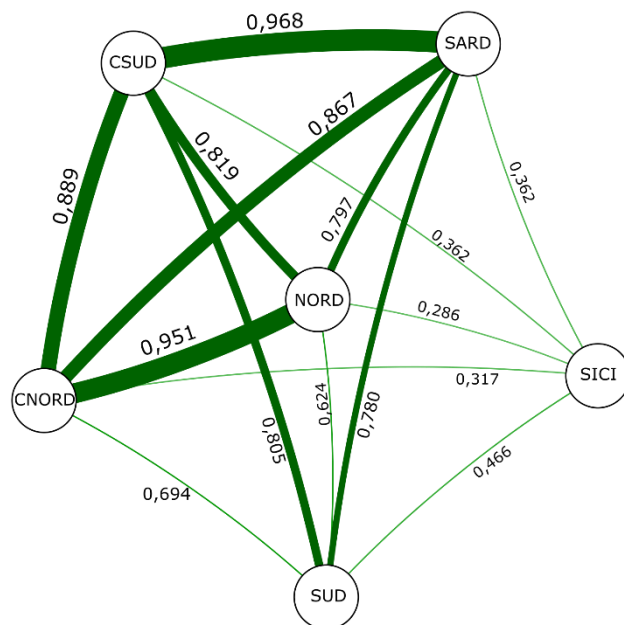
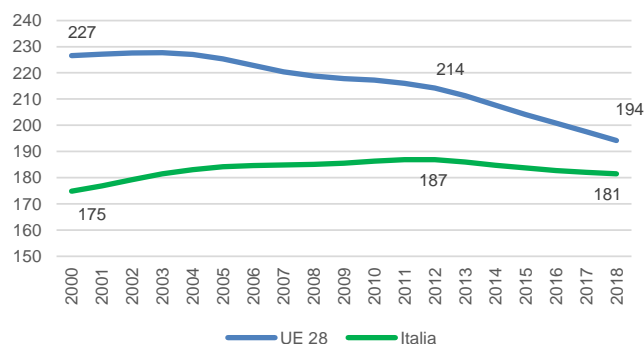


Figura 5.11 - Dinamica recente dell’intensità elettrica del PIL in Italia e nella media dei Paesi UE 28 (kWh/1.000 € PIL)



5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Nel corso del 2018 prezzo del gasolio in Italia in aumento di quasi l'8%, due punti in meno che nel resto d'Europa

Nel corso del IV trimestre 2018 in media i prezzi al consumo del gasolio (incluse imposte e tasse) di tutti i Paesi europei considerati nell'analisi hanno subito un incremento rispetto al trimestre precedente, in linea con il trend dei quattro trimestri precedenti (Figura 5.12). Per quanto attiene all'Italia, il prezzo medio nel corso degli ultimi tre mesi dell'anno è giunto a 1,53 €/litro, in aumento dell'1,3% rispetto al trimestre precedente, del 9,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. In riferimento all'intero 2018, i prezzi in Italia, pari a media a 1,49 €/litro, sono stati superiori del 7,9% rispetto al 2017 (1,38 €/litro), confermando il trend di crescita degli ultimi due anni. Anche nel corso dell'ultimo trimestre 2018 è cresciuto più rapidamente il prezzo medio nell'UE (arrivato a 1,39 €/litro nel IV trimestre): +2,7% rispetto al III trimestre 2018, +13,3% rispetto allo stesso periodo del 2017. Complessivamente nel corso del 2018 il prezzo medio in UE è stato pari a 1,34 €/litro l'incremento è stato del 10,6% rispetto al 2017 (1,21 €/litro).

Ne consegue pertanto un avvicinamento dei prezzi italiani alla media UE-28, in media superiori dell'11,6% nel 2018: nel corso del 2017, lo scostamento medio percentuale tra prezzi nazionali e media UE-28 era invece del 14,4%, come 5 anni prima.

Tra i 5 Paesi esaminati l'Italia continua in ogni caso ad essere quello con i prezzi più elevati, seppur a poca distanza dalla Gran Bretagna (1,47 €/litro medio nel 2018). Si sottolinea inoltre la sostenuta crescita dei prezzi registrata in Francia, pari al 17% rispetto al 2017.

Il prezzo industriale del gasolio in Italia nel 2018 leggermente inferiore alla media UE (-0,5%)

Nel corso del IV trimestre 2018 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è risultato in aumento del 2,7% rispetto al trimestre immediatamente precedente, del 20% rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale dato, pari a 0,64 €/litro, risulta in linea con il trend di crescita (in termini di variazioni congiunturali) dei quattro precedenti trimestri. La crescita del prezzo industriale nel trimestre di analisi, sia in termini congiunturali che tendenziali, risulta quindi più sostenuta di quella osservata per i prezzi al consumo. In riferimento all'intero 2018, i prezzi medi industriali in Italia sono stati pari a 0,605 €/litro, in aumento di oltre il 17% rispetto al prezzo medio del 2017 (0,516 €/litro).

Rispetto alla tendenza media UE (Figura 5.13), si evidenzia come nel corso del 2018 il prezzo industriale nazionale sia risultato mediamente inferiore ai valori della media UE-28, seppur in maniera lieve (-0,5%). A livello europeo i prezzi industriali nel corso del 2018 (0,608 €/litro) sono infatti aumentati in maniera più sostenuta di quelli italiani (+19% rispetto al 2017). In riferimento ai principali Paesi UE, il prezzo industriale che si registra in Gran Bretagna si conferma significativamente al di sotto della media UE (-6% in media nel 2018, 0,57 €/litro); anche in Francia i prezzi ancora sotto la media UE (-3%), nonostante l'aumento del 2018 (+23% rispetto al 2017).

Nel 2018 in Italia l'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio sotto quota 60% (tre punti in meno rispetto al 2017), ma ancora nettamente superiore alla media UE

Così come osservato nei primi tre trimestri del 2018, in Italia nel corso del IV trimestre 2018 l'incidenza percentuale della tassazione sui prezzi al consumo del gasolio risulta ancora in riduzione, arrivando a 58,3%. Tale riduzione risulta in linea con la tendenza del 2017: nel nostro Paese la tassazione è 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, rispetto all'incidenza media UE, tuttavia la tassazione in Italia resta ancora di oltre 5 punti percentuali al di sopra della media UE (54,2% nel 2018), dal momento che anche in UE risulta in riduzione rispetto ai livelli del 2017 (57,3% in media) di circa tre punti percentuali, così come in Italia.

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

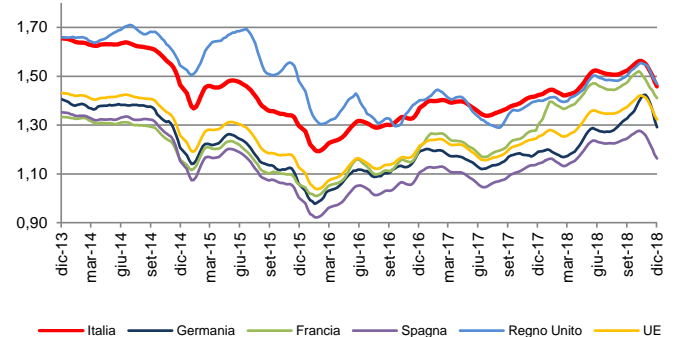


Figura 5.13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

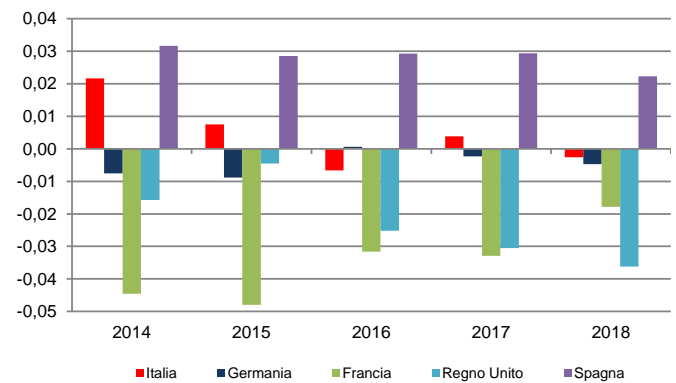
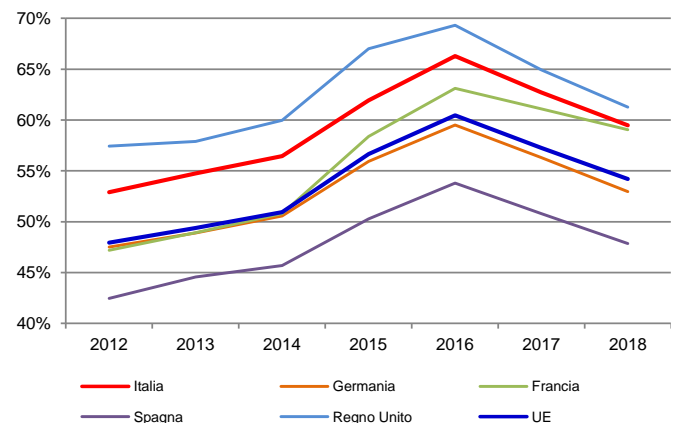


Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%)



5.3 Prezzi del gas naturale

Forte aumento dei prezzi gas nel corso del IV trimestre 2018: +23% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; +10% nel corso dell'intero anno.

Nel corso del IV trimestre 2018 i prezzi medi del gas naturale al netto di tasse e imposte recuperabili sono stati pari a circa 11,7 €/GJ per i clienti con fascia di consumo 1.000-10.000 GJ per anno, in chiaro aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+23% la variazione tendenziale) e in ulteriore crescita rispetto al pur elevato livello del III 2018 (+10% la variazione congiunturale). Mediamente i prezzi registrati nel corso del 2018 risultano così in aumento del 10% per le fasce di consumo medio-piccole (Figura 5.15). Si tratta di una tendenza in atto dal III trimestre del 2018, imputabile, come detto più volte, all'aumento del prezzo internazionale delle materie prime. Coerentemente, l'incremento dei prezzi nell'ultimo periodo del 2018 è largamente riconducibile al forte aumento della materia energia (+32% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 5.16). Così come emerso nel III trimestre, gli incrementi più elevati nel IV trimestre hanno riguardato la componente materia prima gas (Cmem), in aumento di oltre il 40% sul IV 2017.

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

Il I trimestre 2019 sembra confermare il trend di forte ripresa dei prezzi osservato: i prezzi medi del gas naturale, al netto di tasse e imposte recuperabili, sarebbero infatti passati in questi tre mesi da 11,7 €/GJ ad oltre 11,9 €/GJ (+10% circa) per i clienti in fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno, per una variazione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente superiore al 16%. Ancora una volta, il dato è da attribuire alla importante ripresa della componente materia prima gas CMEM, cresciuta di oltre il 25% rispetto al IV trimestre 2017. La Figura 5.17 chiarisce al riguardo come prosegua la tendenza emersa a partire dal III trimestre 2016, con ulteriore balzo a partire dal III 2018.

Assestamento del trend all'aumento del peso della componente "materia energia" sul totale del prezzo. Nel I trimestre 2019 sfiora il 72%.

In riferimento alle tre componenti della bolletta gas (servizi di vendita, trasporto, distribuzione e misura ed oneri di sistema), la Figura 5.19 mostra come il peso dei servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita) sia cresciuto nel corso del 2018 arrivando a rappresentare oltre il 72% della spesa totale nel IV trimestre, trainati dall'aumento del costo della materia prima. Mediamente nel 2018 il peso dei servizi di vendita ha rappresentato il 70% del totale spesa, contro il 68,7% del 2017. Nel I trimestre del 2019 raggiunge il 71,8%, in lieve diminuzione rispetto al IV 2018 (72,2%).

Per converso, risulta in diminuzione la quota di trasporto, distribuzione e misura, passata dal 24,8% del totale nel corso del 2017 al 23,7% nel 2018, al 22,2% dei primi tre mesi del 2019.

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

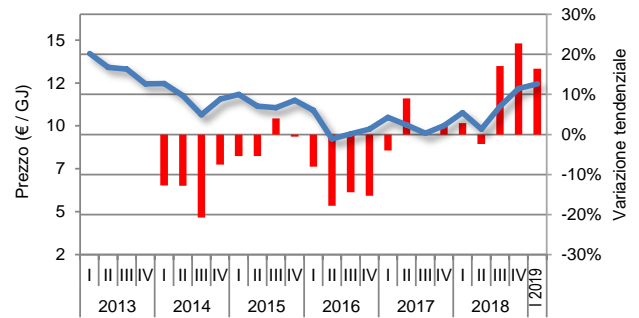


Figura 5.16 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

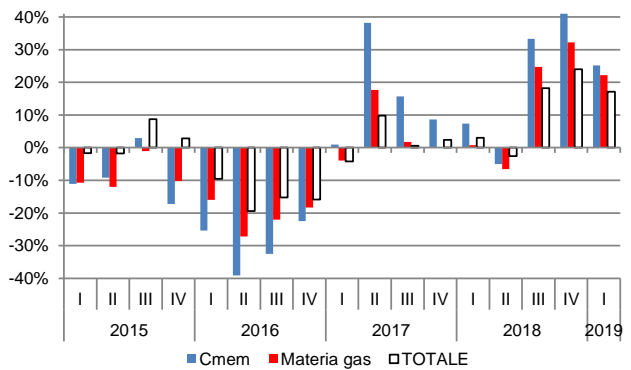
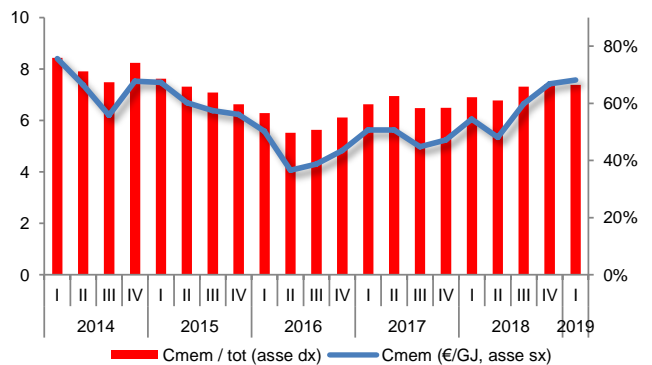


Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)



Crescita di tutte le componenti del prezzo finale nel primo trimestre del 2019

La stima del prezzo del gas naturale relativa alla prima frazione del 2019 suggerisce la concomitanza di un aumento di tutte le componenti del prezzo finale. La Figura 5.19 mostra come a concorrere all'aumento complessivo del prezzo in termini tendenziali, stimato pari a +16%, abbia concorso parimenti la componente "oneri di sistema" (+6%) e la componente "trasporto, distribuzione e misura" (+4 in termini tendenziali, ma sostanzialmente stabile in termini congiunturali). Senza grandi sorprese, tuttavia, viste le premesse, è la componente "servizi di vendita" che aumenta al tasso più elevato (+22%).

Elevati divari territoriali nel costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, ma con un apparente trend alla riduzione

In riferimento ai servizi per infrastrutture (trasporto, distribuzione e misura), la Figura 5.20 mostra come nel I trimestre 2019 i prezzi siano in ulteriore aumento rispetto alle altre zone nel Sud, nel Centro-Sud occidentale e, in misura minore, nel Nord-Ovest. Tuttavia, in forza di un aumento generalizzato di tali costi, il coefficiente di variazione relativo alle sei zone tende a ridursi a partire dal II trimestre 2018 (dal 24% al 21%). Tende a ridursi in particolare il differenziale in termini percentuali tra le due zone con il maggior divario, il Sud e il Nord-Est, che nella prima frazione del 2019 tocca il pur ragguardevole valore del 73% (era oltre l'87% nel II trimestre 2017).

Il confronto europeo. Prosegue la tendenza al riallineamento dei prezzi del gas nazionale rispetto alla media dell'Unione Europea

I dati riportati dal *Quarterly Report Energy on European Gas Markets*, a cura della Commissione Europea, denotano nel corso dei primi nove mesi del 2018 un livello di prezzo del gas per le utenze industriali italiane (fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a) pari a 2,38 c€/kWh, appena inferiore al valore di 2,42 della media UE 28 (Figura 5.21). Quindi, se si esclude la Gran Bretagna, rispetto ai principali competitor europei, come Spagna, Germania e, soprattutto, Francia, le imprese italiane che si collocano in questa fascia pagano un corrispettivo inferiore.

In termini di dinamica recente, tuttavia, il differenziale di prezzo tra Italia e media UE è andato riducendosi (dal -3,5% del 2017 al -1,9% del parziale 2018).

In particolare (Figura 5.22) a partire dal III trimestre del 2017 il differenziale di costo a vantaggio dell'Italia sembra mostrare una tendenza alla riduzione (da -8,2% a -2,4%). Questa tendenza era già stata segnalata nel precedente numero dell'Analisi trimestrale, che analizzava dati Eurostat a cadenza semestrale aggiornati ai primi sei mesi del 2018.

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

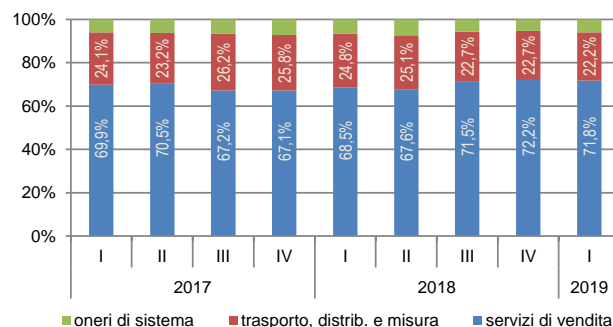


Figura 5.19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

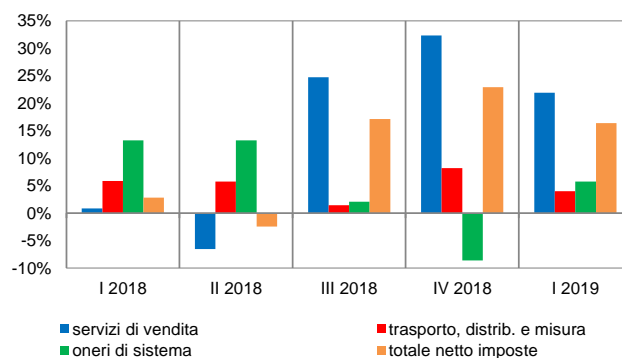


Figura 5.20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas (asse sx), al netto di tasse e imposte recuperabili, e relativa misura di dispersione zonale (coefficiente di variazione, asse dx), per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)

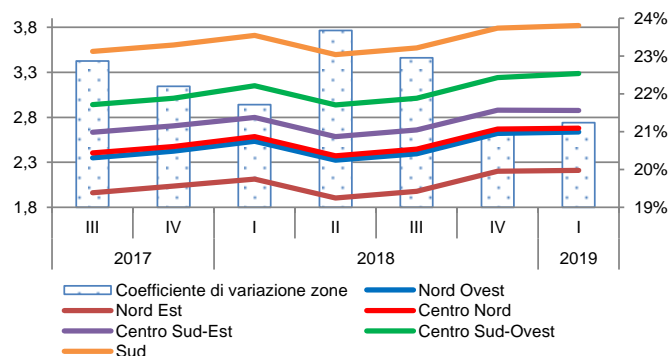


Figura 5.21 - Prezzi del gas per le utenze industriali nell'Unione Europea nei primi nove mesi del 2018, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)

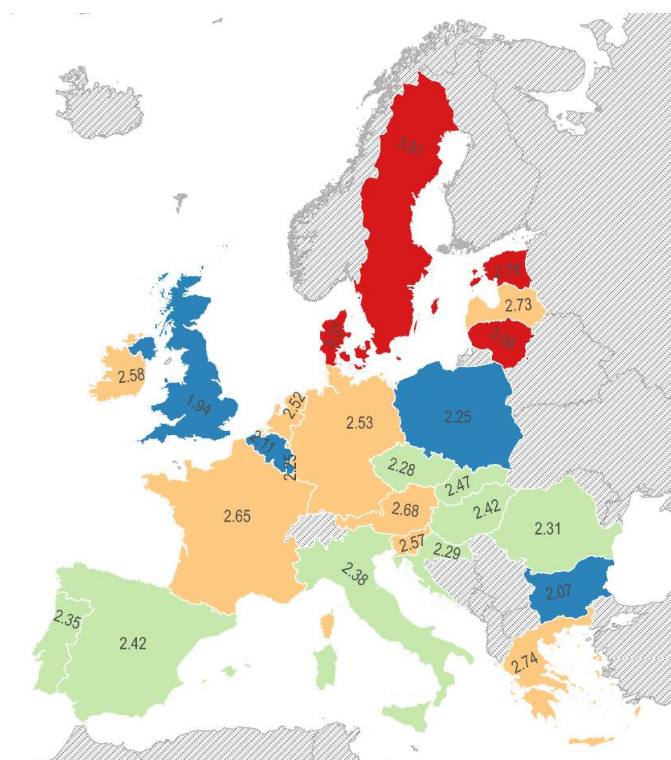
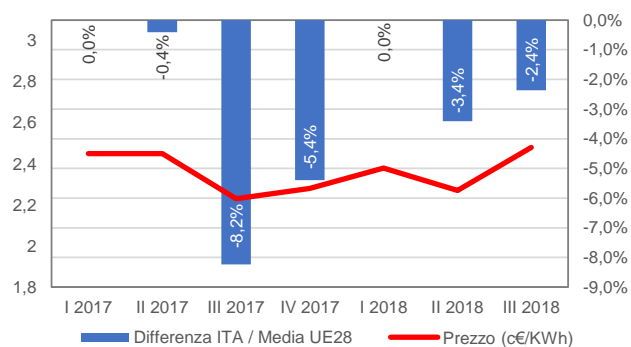


Figura 5.22 - Andamento recente dei prezzi del gas per le utenze industriali in Italia, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)



5.4 L'Italia nel commercio internazionale delle tecnologie low-carbon

Situazione differenziata nei diversi comparti low-carbon

I dati italiani sul commercio internazionale di prodotti riconducibili ai settori *low-carbon*, per il periodo compreso tra dicembre 2017 e novembre 2018, denunciano ancora una volta luci ed ombre. La **Figura 5.23** ha lo scopo di caratterizzare i diversi settori *low-carbon* secondo due variabili principali, da un lato il relativo peso commerciale, lungo l'asse orizzontale, dall'altro il grado di competitività raggiunto in questo arco di tempo dall'Italia, approssimabile attraverso il valore del saldo normalizzato.

Saldo commerciale fortemente negativo nel comparto della mobilità 'verde'

Osservando la **Figura 5.23**, nel quarto quadrante del piano si trovano i settori più "pesanti" dal punto di vista del valore dello scambio e allo stesso tempo con saldo normalizzato negativo per il nostro Paese, quanto a dire i settori con un contributo significativamente peggiorativo nei confronti della bilancia commerciale. Si tratta del solare fotovoltaico e dei veicoli a propulsione ibrida (PHEV, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*), che insieme rappresentano oltre il 75% dell'interscambio italiano registrato in questi dodici mesi. Particolarmente negativa appare la situazione per il settore delle auto ibride, con un saldo normalizzato prossimo al minimo potenziale, a denotare per l'Italia un profilo di importatore assoluto. Nei soli primi undici mesi del 2018 il deficit commerciale per i prodotti PHEV è pari ad oltre un miliardo e cento milioni di euro, in continuo aumento (ad esempio, lo stesso valore era stato raggiunto in tutti e dodici i mesi del 2017). Nel terzo quadrante della figura si collocano i settori a minor competitività italiana e con relativamente basso impatto economico, allo stato attuale. Vi si rintracciano gli accumulatori e le vetture elettriche (BEV, *Battery Electric Vehicle*), che insieme ai PHEV costituiscono peraltro il core della mobilità verde futura.

Saldo leggermente negativo nel fotovoltaico

Meno negativa appare la situazione relativa al settore del solare fotovoltaico in termine di valore degli scambi (**Figura 5.23**, quarto quadrante). In questo caso si registra ancora un disavanzo negli ultimi dodici mesi, ma in proporzioni contenute (intorno a -0,26 nel 2018, in lieve peggioramento rispetto al 2017).

Saldo positivo nel solare termico e nell'eolico

Nel secondo quadrante, infine, sono presenti i settori dell'eolico e soprattutto del solare termico (+0,39), con andamento commerciale positivo ma impatto economico relativamente contenuto.

Diversificazione geografica dei flussi commerciali

La **Figura 5.24** mostra l'andamento del saldo normalizzato negli ultimi dodici mesi, specificando in dettaglio l'area geografica di appartenenza del partner commerciale. Dall'ispezione grafica si ricava che la competitività italiana nei confronti di Paesi extra-UE è più pronunciata per il solare termico (con un saldo addirittura pari a +0,80), per la componentistica (circa +0,50) ed altri tipi più tradizionali di accumulatori.

Riguardo al solare fotovoltaico, si denota addirittura un'inversione del segno del saldo quando il partner commerciale non appartenga all'UE.

Positivo è anche il dato relativo ai veicoli BEV nei confronti dei Paesi extra-UE, anche qui con inversione del segno, anche se la sua lettura deve essere necessariamente ridimensionata

a fronte dell'esiguità delle transazioni (l'avanzo commerciale negli ultimi dodici mesi è di poco superiore a 900.000 euro). Analizzando in particolare la quota delle esportazioni Italiane sul totale delle esportazioni dell'Unione Europea, si evidenzia per il solare termico una netta predominanza, come evidenziato in precedenza (**Figura 5.25**).

Alla luce delle osservazioni fin qui fatte, vale la pena di approfondire la posizione italiana per i due settori con la maggiore incidenza sull'interscambio commerciale, cioè il settore della mobilità, comprendendo sia i veicoli BEV che PHEV, e il settore fotovoltaico.

Figura 5.23 - Caratterizzazione delle tecnologie low-carbon per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)

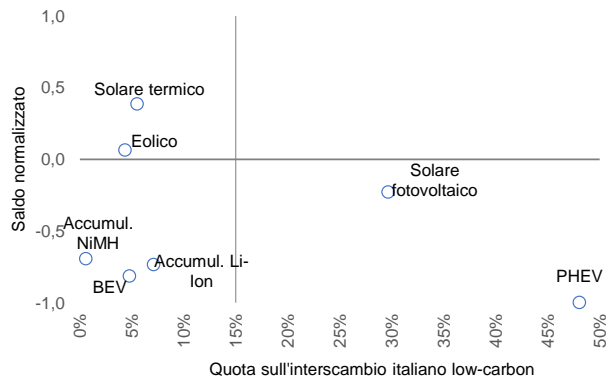


Figura 5.24 - Saldi normalizzati per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)

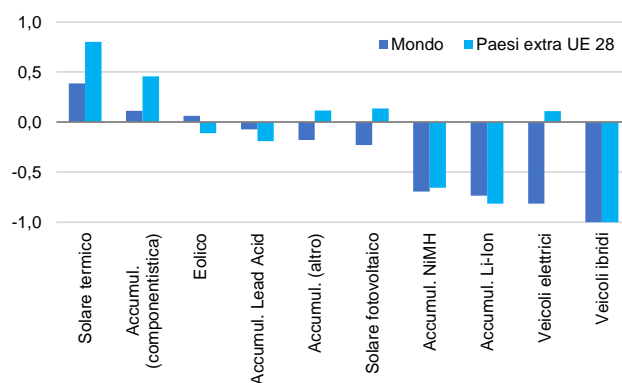


Figura 5.25 - Quota delle esportazioni italiane su esportazioni UE 28 (dic. 2017 - nov. 2018)

| | EXP ITA /EXP EU28 |
|--------------------------------|-------------------|
| <i>Veicoli ibridi usati</i> | 2,91% |
| Solare termico | 12,59% |
| Accumul. (componentistica) | 5,87% |
| Eolico | 1,07% |
| Accumul. Lead Acid | 6,66% |
| Accumul. (altro) | 7,26% |
| Solare fotovoltaico | 5,16% |
| <i>Veicoli elettrici usati</i> | 1,74% |
| Accumul. NiMH | 0,82% |
| Accumul. Li-Ion | 0,63% |
| Veicoli elettrici | 0,23% |
| Veicoli ibridi | 0,02% |

Il comparto della mobilità 'verde' in dettaglio

La Figura 5.26 mostra come il saldo commerciale mensile per i veicoli PHEV sia sempre negativo, con un picco nel mese di luglio 2018 (160 milioni di euro). Meno consistente allo stato attuale il disavanzo relativo ai veicoli BEV.

Nel contesto europeo, la mappa di cui alla Figura 5.27 evidenzia i Paesi con la maggiore specializzazione nell'intero comparto BEV e PHEV: Gran Bretagna, Francia, Germania e Paesi Bassi, con l'aggiunta più recente di Austria, Slovacchia e Slovenia. Le sole Germania, Gran Bretagna e Francia raccolgono rispettivamente il 20%, il 15% e il 14% delle esportazioni UE nel 2018. Consistente è anche il dato relativo ai Paesi Bassi, sia pure in diminuzione rispetto al 2017 (8% delle esportazioni UE). Altri Paesi come la Slovacchia, la Slovenia e l'Austria potrebbero aver tratto invece giovamento da un consistente flusso di investimenti in entrata, soprattutto tedeschi e inglesi.

La Figura 5.28 restituisce il dettaglio della situazione europea per i soli veicoli elettrici (BEV), che costituiscono un terzo dell'interscambio dell'intero comparto dei veicoli non a combustione interna per i Paesi dell'Unione. La situazione migliora, rispetto a quella delineata dalla figura precedente, per Paesi come la Spagna, ma soprattutto per Slovenia e Slovacchia. Per l'Italia il saldo è meno negativo (da -0,98 a -0,82), ma bisogna tener presente che la diffusione commerciale dei veicoli BEV è ancora piuttosto limitata. Per il nostro Paese l'incidenza dei veicoli BEV sul totale dell'interscambio dei veicoli con motore non a combustione interna è più bassa della media UE (9% contro 33%). Le proiezioni di sviluppo a breve termine della mobilità elettrica autorizzano ragionevolmente ad ipotizzare che l'importanza strategica di questi settori sia destinata a crescere esponenzialmente, anche alla luce dell'introduzione degli incentivi per chi acquista auto ecologiche, ibride ed elettriche, nonché dei disincentivi per l'acquisto delle auto più inquinanti. Recentemente l'Agenzia delle entrate ha emanato la apposita risoluzione. Le misure sono rivolte all'immatricolazione di auto tra il 1° marzo 2019 e il 31 dicembre 2021. Con queste l'Italia si adegua alle politiche attuate da altri Paesi europei finalizzate ad abbassare il livello delle emissioni. In particolare, il contributo, che non è cumulabile con altri incentivi di carattere nazionale, è compreso tra i 1.500 e i 6.000 euro ed è differenziato sulla base di due fasce di emissioni di CO₂ e della circostanza per cui l'acquisto avvenga o meno alla contestuale consegna per la rottamazione di un veicolo della medesima categoria omologato alle classi Euro 1, Euro 2, Euro 3 o Euro 4.

Le auto che possono beneficiare degli incentivi 2019 sono distinte in due fasce, con due diversi incentivi massimi, in base al valore delle emissioni che emettono. Da 0 a 20 g/km di CO₂ il bonus oscillerà tra 6.000 e 4.000 euro, a seconda che l'acquisto avvenga con o senza rottamazione. Da 21 a 70 g/km di CO₂ l'Ecobonus sarà compreso tra i 2.500 euro in caso di rottamazione, e i 1.500 euro senza rottamazione. Allo stato attuale, alla luce del costruendo sistema di incentivazione, e in attesa di annunciati investimenti sul territorio nazionale da parte di FCA, per il nostro Paese i modelli di veicoli BEV/PHEV che potenzialmente sollecitano il maggior interesse per il consumatore italiano riguardano marchi europei quali Citroën, BMW, Peugeot, Renault, Volkswagen, Mercedes, Audi e Mini, oltre, naturalmente, quelli giapponesi, coreani e statunitensi.

Figura 5.26 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore mobilità (milioni di €)

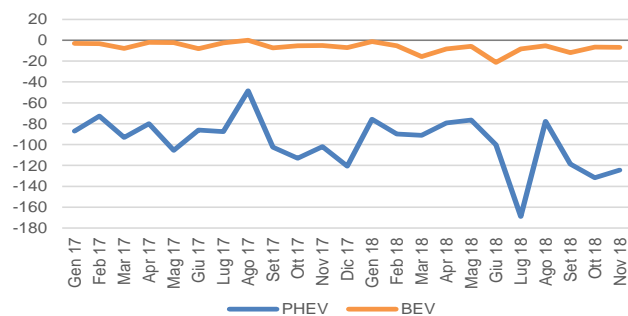


Figura 5.27 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore mobilità (BEV + PHEV), dic. 2017 - nov. 2018

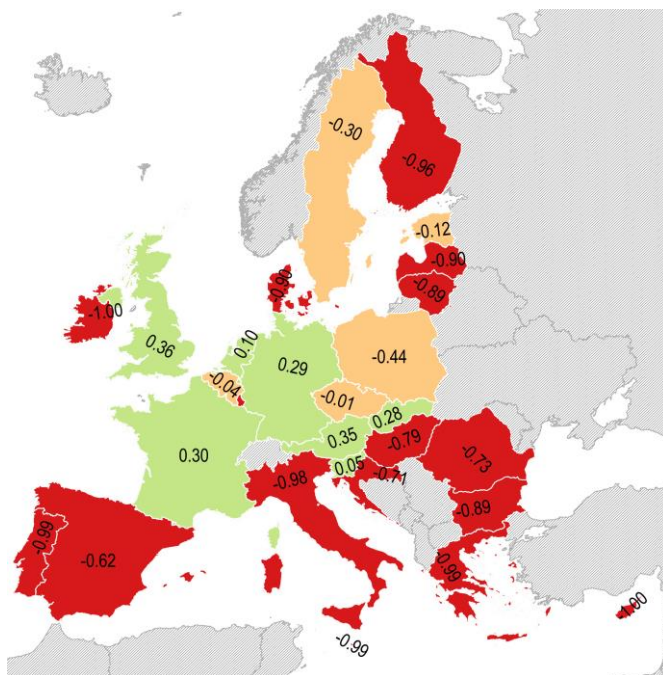
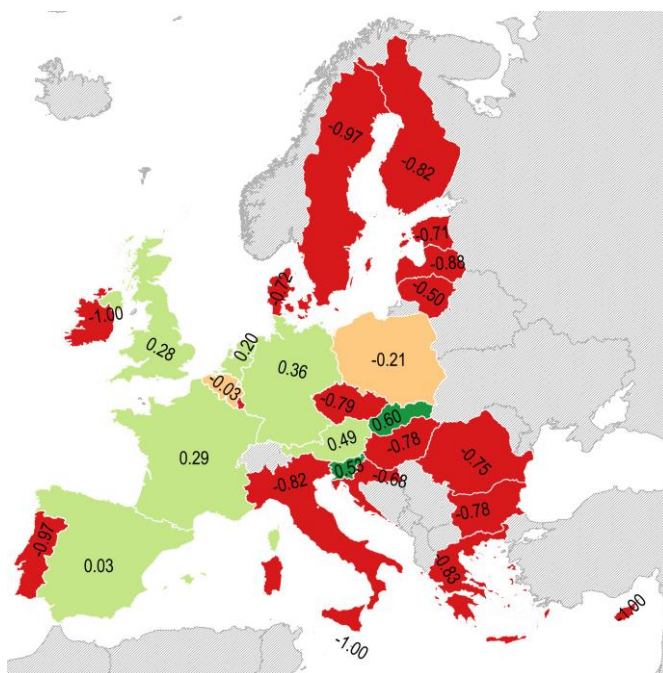


Figura 5.28 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti BEV (dic. 2017 - nov. 2018)



Il comparto fotovoltaico in dettaglio

Per ciò che concerne il settore fotovoltaico, come enunciato in precedenza, la posizione italiana appare meno drammatica, anche se complessivamente negli ultimi dodici mesi il saldo è ancora negativo.

La Figura 5.29 evidenzia come i prodotti denominati *Photosensitive semiconductor devices, incl. photovoltaic cells*, che costituiscono la parte preponderante del settore fotovoltaico, conoscono un saldo leggermente negativo, probabilmente con un trend in discesa tra gennaio 2017 e novembre 2018. Un dato di rilievo è la posizione italiana nei confronti dei Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Verso questi Paesi la stessa Figura 5.29, nella linea tratteggiata, indica come il saldo nello stesso periodo sia costantemente positivo.

Nell'ambito europeo la situazione competitiva del nostro Paese è comparabile con quella dei principali competitor (Figura 5.30). Il solo Paese che nel 2018 presenta un saldo normalizzato positivo è la Croazia.

La posizione italiana nel settore fotovoltaico appare nella sua singolarità quando si analizzano gli scambi con i soli Paesi non UE (Figura 5.31). Il saldo diventa positivo (+0,10 quello normalizzato, per un controvalore monetario di circa 40 milioni di euro), mentre la quota italiana sulle esportazioni europee passa dal 4% al 13%. Per stimare quali siano i Paesi verso i quali l'Italia intrattiene maggiormente questo scambio occorre rifarsi ai dati del 2017. Questi indicano come il 93% circa delle esportazioni italiane sia concentrato in quattro aree geografiche: gli USA (69%), i Paesi dell'Unione Europea (18%), la Svizzera (poco meno del 4%), e la Cina (2,1%). Quindi, i tre quarti del valore delle esportazioni prende la via di Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Per il fotovoltaico, particolare è il rapporto commerciale con gli USA. L'Italia rappresenta l'ottavo Paese al mondo dal quale gli USA importano, il primo tra quelli del continente europeo.

Figura 5.29 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore fotovoltaico (milioni di €)

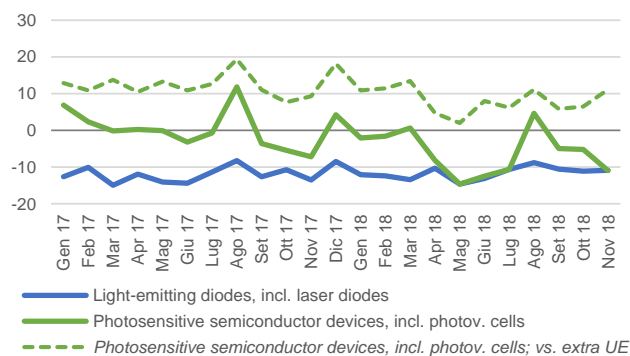


Figura 5.30 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico (dic. 2017 - nov. 2018)

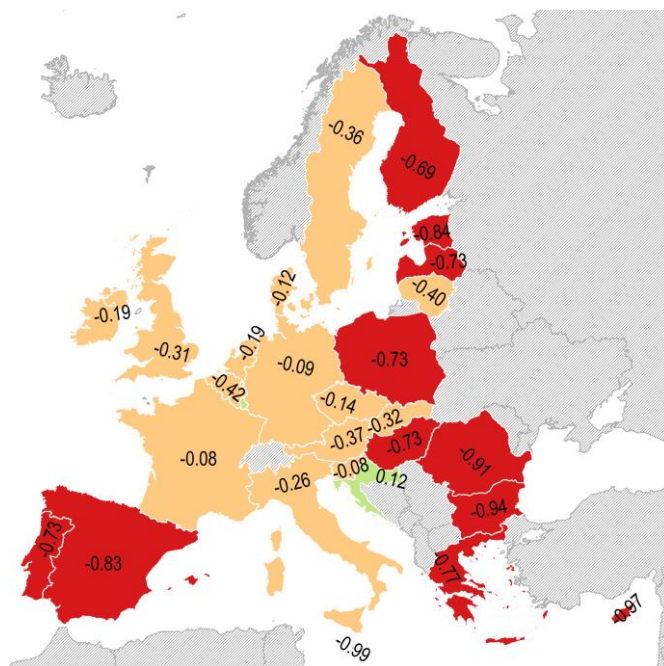
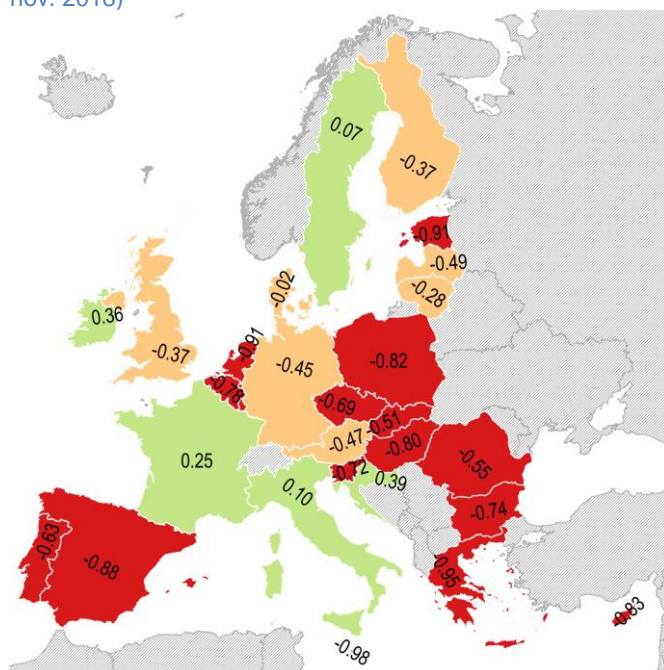


Figura 5.31 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico verso partner non UE (28 dic. 2017 - nov. 2018)



FOCUS - Evoluzione e tendenze della spesa pubblica in ricerca energetica nello scenario mondiale ed europeo

Daniela Palma, Federica Scipioni

L'avvio di una nuova e importante fase di investimenti nel settore energetico a livello mondiale, collegata al minor uso di fonti fossili, è caratterizzato dal progressivo aumento della spesa pubblica in ricerca a partire dai primi anni Duemila (IEA Overview, ottobre 2018). La crescita della spesa pubblica globale in ricerca energetica prosegue a ritmi relativamente sostenuti fino al 2009 e, nonostante la contrazione registrata negli anni della crisi internazionale, si assesta su livelli comparabili con i precedenti massimi storici raggiunti agli inizi degli anni Ottanta, nell'ordine di 18 miliardi di \$ 2017 ppp, mostrando poi una lieve ripresa nel 2017. A tale evoluzione contribuiscono essenzialmente le maggiori economie occidentali (continente europeo ed americano) la cui quota sulla spesa totale passa complessivamente da poco più del 60% nel 2000 a oltre l'80% nel 2017. Corrispondentemente, risulta dimezzato l'apporto dell'area asiatica, che risente del forte arretramento del Giappone (con più del 30% di riduzione di spesa), solo in parte compensato dalla straordinaria espansione della Corea del Sud (con un aumento di spesa del 344% tra il 2002 e il 2016), che a fine periodo arriva a coprire il 10% del totale della spesa stimata globalmente (Figura 5.32 e Figura 5.33).

Ma il tratto distintivo dello sviluppo della spesa pubblica in ricerca energetica, nel corso dell'ultimo quindicennio, risiede anche nella sempre più accentuata diversificazione dell'investimento in tecnologie low-carbon diverse dal nucleare. Nel contesto internazionale, la quota di spesa dedicata al nucleare, inizialmente pari al 45%, registra infatti un più che dimezzamento, stabilizzandosi intorno al 20% già dal 2015. In parallelo, particolarmente sostenuta è la crescita della spesa per le tecnologie relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili, la cui quota sul totale passa da poco meno del 9% nel 2000 a circa il 19% nel 2016-2017. Altrettanto rilevante è inoltre la quota di spesa relativa alle tecnologie per l'uso efficiente dell'energia, che, partendo da valori già superiori al 15% nel 2000, continua ad incrementarsi arrivando a superare il 20% a fine periodo. Infine, un'espansione significativa riguarda la quota relativa alle tecnologie "trasversali", che passa dal 15% nel 2000 al 20% nel 2016-2017, mentre è interessante osservare come vada aumentando anche la quota relativa alle tecnologie di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio, che nel 2016-2017 si attesta sull'8,5% del totale (Figura 5.34).

Occorre comunque rilevare come l'aumento delle quote globali di spesa in ricerca pubblica relative ai settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili (incluse le reti di distribuzione e lo stoccaggio), che complessivamente passano dal 47% del 2000 al 70% del 2016-2017, sia il riflesso di andamenti molto eterogenei a livello di specifiche aree e Paesi, pur se in linea con le tendenze di fondo (Figura 5.35, Figura 5.36, Figura 5.37, Figura 5.38). In questo senso, è necessario innanzitutto sottolineare come la quota destinata al nucleare sia soggetta a un più che dimezzamento nell'area europea (poco più del 20% a fine periodo) e arrivi registrare negli Stati Uniti valori di poco superiori al 10%. D'altro canto il Giappone, fortemente centrato su tale tecnologia, nonostante abbia nettamente ridotto l'impegno di spesa in quest'ambito tanto da influire sulla contrazione dell'intero ammontare dell'investimento pubblico in ricerca energetica attribuito all'area asiatica, si attesta a fine periodo su una quota superiore al 40%. Non meno variabili sono comunque consistenza e aumento della quota relativa alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con in testa l'area europea, che iniziando nel 2000 con una quota prossima al 15% si consolida successivamente su valori prossimi al 25%, e la Corea del Sud, che come "new entry" dell'area asiatica si denota per uno sviluppo accelerato della spesa destinata a queste tecnologie e in parallelo a quelle di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio (complessivamente più del 45% dell'intera spesa pubblica in ricerca energetica nel 2016); mentre Giappone e Stati Uniti si collocano assai al di sotto della quota media rilevata globalmente, facendo pesare molto, nel primo caso, la spesa destinata al nucleare, e nel secondo, quella dedicata alle tecnologie "trasversali", che registra valori spesso ben superiori al 30%. Assai più omogenei sono invece i profili che riguardano la quota di spesa destinata alle tecnologie per l'efficienza energetica, anche se è nell'area delle economie occidentali che si denota il maggiore sviluppo, con quote che si consolidano su valori largamente superiori al 20% sia negli Stati Uniti che nell'area europea.

Figura 5.32 - Evoluzione della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi ed aree (\$ 2017 ppp, 2000=1)

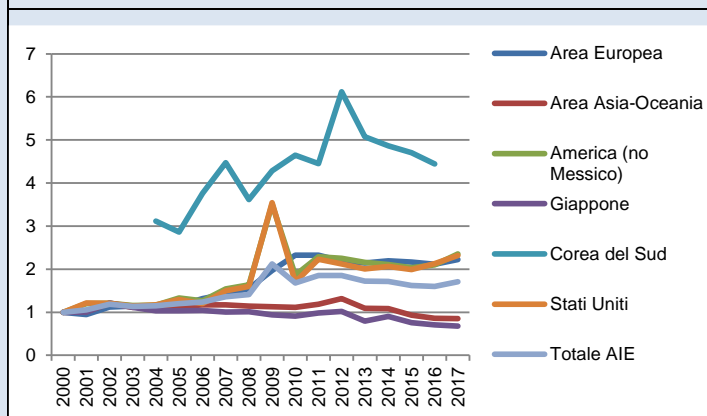


Figura 5.33 - Distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia nelle principali aree (milioni di \$ 2017 ppp)

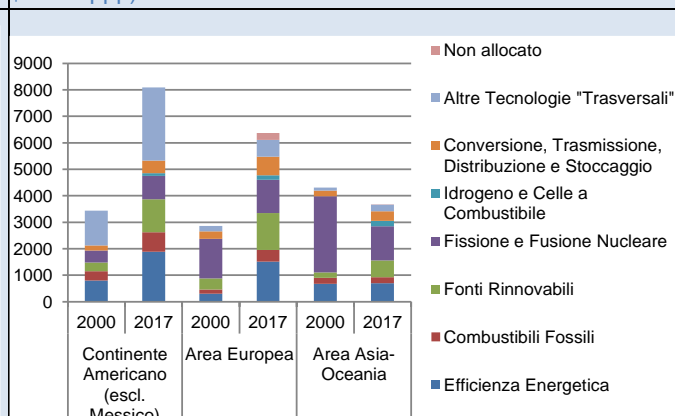


Figura 5.34 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia a livello globale (Paesi AIE)

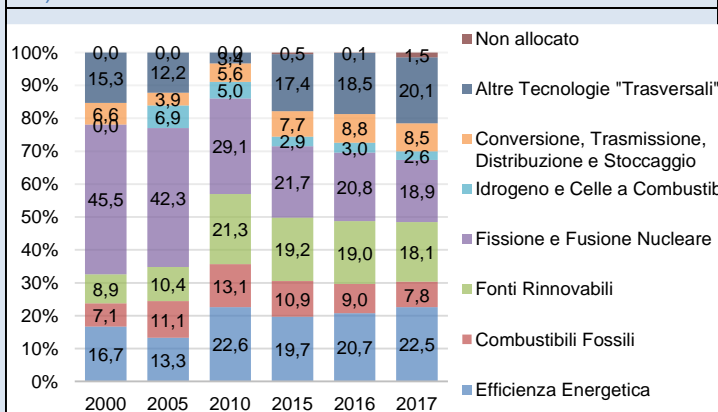


Figura 5.35 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Stati Uniti

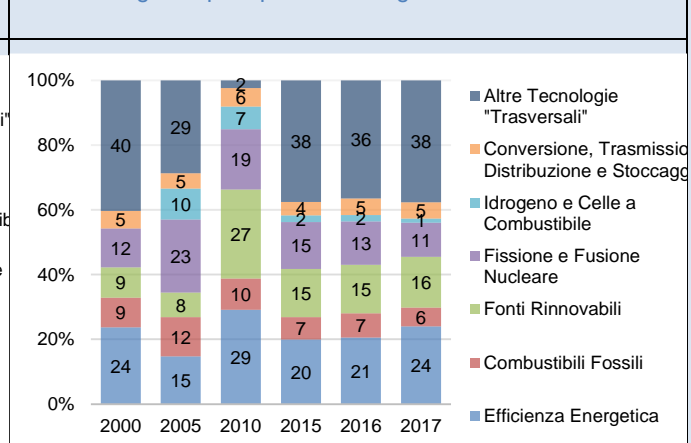


Figura 5.36 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Giappone

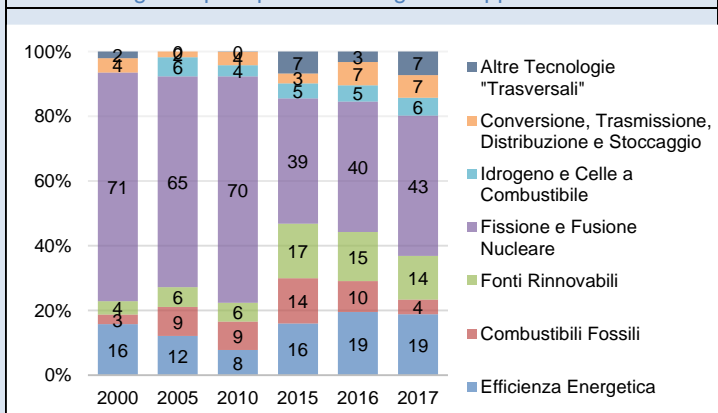


Figura 5.37 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Corea del Sud

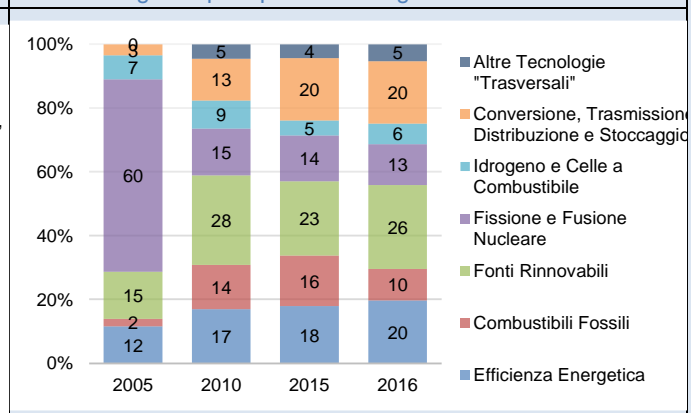


Figura 5.38 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Area Europea

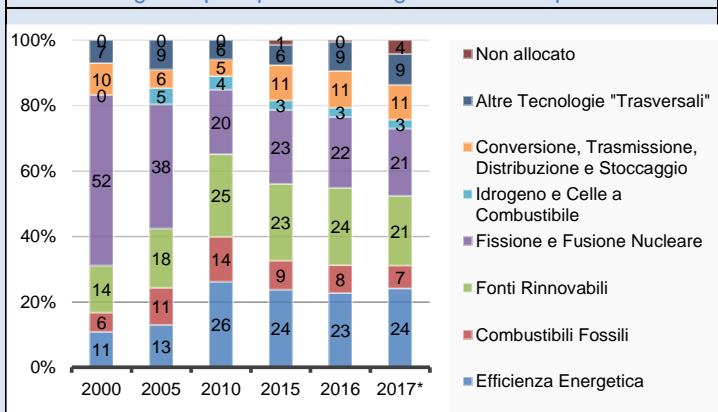
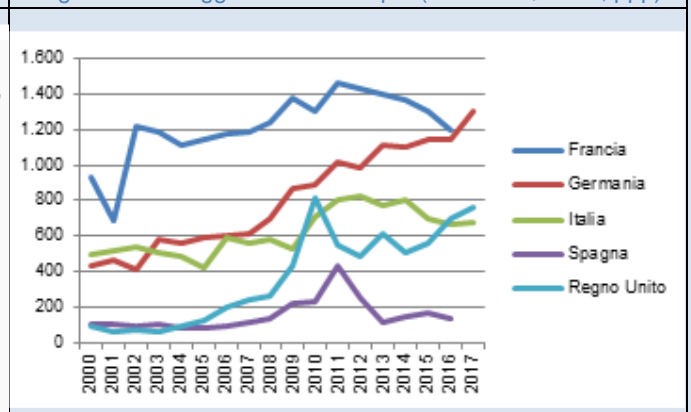


Figura 5.39 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi europei (milioni di \$ 2017, ppp)



L'analisi del contesto europeo (Tabella 1) rivela altresì ulteriori specificità e soprattutto un diverso grado di focalizzazione, a livello di singoli Paesi, nella spesa pubblica in ricerca destinata alle tecnologie per l'efficienza energetica e a quelle per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Nell'ambito dei Paesi che contribuiscono maggiormente alla spesa pubblica in ricerca energetica dell'area europea (nell'ordine, mediamente, dell' 80%), le piccole economie del Nord Europa (Austria, Paesi Bassi, Danimarca, Finlandia e Svezia) sono in generale quelle più specializzate nei settori dell'efficienza energetica e delle fonti di energia rinnovabile, destinando complessivamente a questi ultimi quote non inferiori al 70% della propria spesa pubblica in ricerca energetica, incluse le tecnologie collegate allo sviluppo delle reti di distribuzione e allo stoccaggio energetico. Allo stesso tempo è però importante osservare come in questi Paesi la spesa vada concentrandosi in larga prevalenza nelle tecnologie per l'efficienza energetica, raggiungendo quote che superano il 40% e talvolta sfiorano il 50%.

La crescita della spesa destinata alle tecnologie per le fonti rinnovabili rimane comunque ragguardevole, arrivando a quote largamente superiori a quelle rilevate per l'area europea nel suo insieme, che nel caso della Danimarca oltrepassano il 45% a fronte di una ben più bassa percentuale di spesa destinata all'efficienza energetica (20% nel 2016).

Il quadro si fa però molto più particolareggiato se si esamina l'evoluzione della composizione della spesa pubblica in ricerca energetica nelle maggiori economie europee (Francia, Germania, Italia, Spagna e Gran Bretagna), diversamente articolata lungo la progressiva contrazione della spesa destinata al nucleare, agli inizi del Duemila ancora mediamente superiore al 40%. Dai dati in esame emerge chiaramente come Germania e Spagna, già presenti con elevate quote nel settore delle rinnovabili (nel 2000 rispettivamente pari al 27% e 32,5%), optino per due percorsi distinti e opposti. Nel caso della Germania, alla riduzione della quota relativa al nucleare (54% nel 2000) corrisponde infatti un progressivo aumento della quota relativa all'efficienza energetica (che passa dal 3,35% del 2000 a più del 20% di fine periodo, avvicinandosi alla quota destinata alle tecnologie per le fonti rinnovabili, pari al 29% nel 2017), mentre per quanto riguarda la Spagna (49% di nucleare nel 2000) si avvia un processo di ulteriore concentrazione della spesa nelle tecnologie per le fonti rinnovabili e nelle tecnologie di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio (rispettivamente 48,5% e 22% nel 2016). Parzialmente assimilabile al profilo della Germania è, inoltre, l'evoluzione di quello della Gran Bretagna, che nel 2016 presenta una quota del 25% nelle tecnologie per le fonti rinnovabili e del 22% in quelle relative all'efficienza energetica. Consistente è peraltro sia in Germania che in Gran Bretagna l'aumento della quota destinata alle tecnologie di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio, pari nel 2016 al 13% e 11%, rispettivamente. Del tutto singolari risultano invece i profili di Francia e Italia, dove in ambedue i casi la spesa pubblica in ricerca energetica destinata ai settori dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili è ancora inferiore, rispettivamente, al 35% e 30%, contro un valore medio dell'area europea del 45%. In particolare, il dato francese risulta condizionato dall'elevata spesa per il nucleare, che incide ancora per più del 40% dell'investimento pubblico in ricerca energetica e che tra il 2012 e il 2016 si riduce del 27% con un significativo impatto sulla contrazione della spesa totale (-17%, cfr. [Figura 5.39](#)). D'altro canto l'Italia, la cui spesa pubblica in ricerca energetica complessiva si contrae del 18,5% tra il 2012 e il 2017, si caratterizza per un aumento della quota di spesa destinata agli usi efficienti dei combustibili fossili, che nel 2016 si attesta su un valore del 17% e che è riconducibile per più dell'80% all'attività di ricerca delle grandi imprese a controllo pubblico. Tale quota finisce per superare quelle relative alla spesa in tecnologie per l'efficienza energetica e per la produzione di energia da fonti rinnovabili (a fine periodo pari rispettivamente al 13,74% e 16%) collegate per lo più (in media per più del 70%) all'attività di ricerca di enti ed istituzioni pubbliche. Tra i maggiori Paesi europei la distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica dell'Italia è quindi quella più diversificata (come ulteriormente evidenziato dai valori della stessa spesa in per mille del Pil, [Figura 5.40](#)), ed è interessante a tal proposito rilevare come anche l'elevata consistenza della quota di spesa relativa alle tecnologie di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio vada contraendosi passando dal 29% nel 2000, al 20% nel 2016. Tuttavia non può sfuggire come tale ricomposizione della spesa avvenga in una fase di significativa riduzione dell'investimento pubblico in ricerca energetica del nostro Paese, che contrasta con la notevole dinamica di crescita registrata da Germania e Gran Bretagna e che, fatta salva la situazione della Francia - ascrivibile soprattutto al disinvestimento nel nucleare - lo rende più simile alla Spagna, nel quadro di una più forte depressione economica dei Paesi del Sud Europa, accentuata dalle politiche di austerità successive allo scoppio della crisi internazionale del 2007-2008.

Figura 5.40 - Spesa pubblica in ricerca nelle diverse tecnologie energetiche in per mille del PIL per i maggiori Paesi europei, anno 2016

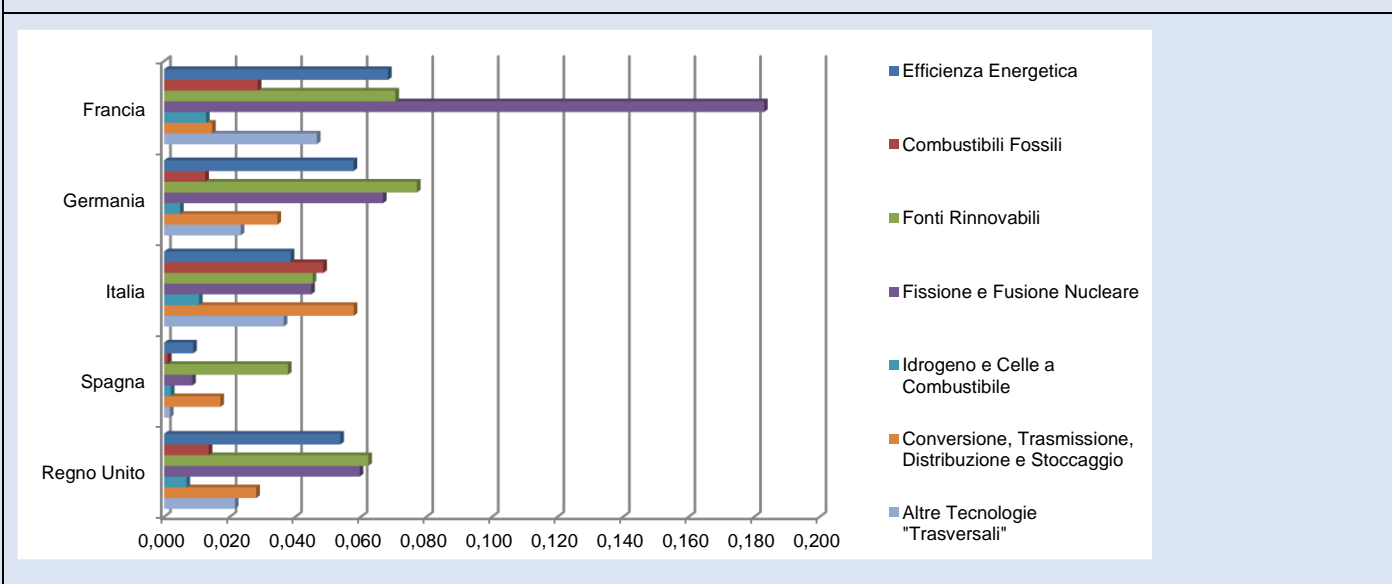


Tabella 1 - Distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per i principali Paesi europei

| Paese | Area | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-----------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Austria | Efficienza Energetica | 30,67 | 29,19 | 46,02 | 44,35 | 47,07 | 47,18 |
| | Combustibili Fossili | 1,91 | 0,67 | 0,75 | 3,45 | 1,07 | 1,69 |
| | Fonti Rinnovabili | 28,02 | 36,03 | 27,80 | 17,22 | 21,64 | 15,33 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 11,60 | 9,92 | 2,54 | 1,01 | 1,08 | 0,87 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 5,56 | 2,92 | 1,32 | 2,25 | 3,32 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 13,81 | 11,58 | 14,54 | 27,94 | 22,01 | 26,70 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 13,99 | 7,04 | 5,43 | 4,70 | 4,89 | 4,91 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Danimarca | Efficienza Energetica | 29,32 | 9,82 | 14,40 | 19,58 | 20,02 | 22,64 |
| | Combustibili Fossili | 4,22 | 12,15 | 2,43 | 3,12 | 0,86 | 3,57 |
| | Fonti Rinnovabili | 36,93 | 39,09 | 46,37 | 47,55 | 46,87 | 33,60 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 10,12 | 2,05 | 1,64 | 1,77 | 2,79 | 3,39 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 23,56 | 18,00 | 9,80 | 8,64 | 11,48 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 7,92 | 0,80 | 11,31 | 14,83 | 17,38 | 21,30 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 11,49 | 12,52 | 5,84 | 0,78 | 3,43 | 0,14 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,56 | 0,00 | 3,88 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Finlandia | Efficienza Energetica | 41,66 | 30,70 | 59,63 | 57,44 | 45,41 | n.d |
| | Combustibili Fossili | 5,94 | 8,94 | 2,18 | 2,79 | 4,58 | n.d |
| | Fonti Rinnovabili | 13,28 | 15,66 | 15,51 | 15,83 | 23,32 | n.d |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 11,44 | 12,50 | 5,81 | 9,02 | 8,96 | n.d |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | n.d |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 19,35 | 15,53 | 5,61 | 5,39 | 8,94 | n.d |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 8,33 | 16,67 | 11,25 | 9,53 | 8,78 | n.d |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | n.d |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | n.d |
| Francia | Efficienza Energetica | 2,03 | 8,10 | 17,86 | 16,13 | 16,09 | n.d |
| | Combustibili Fossili | 5,20 | 17,91 | 14,65 | 9,27 | 6,73 | n.d |
| | Fonti Rinnovabili | 2,24 | 5,35 | 11,63 | 17,88 | 16,62 | n.d |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 89,14 | 61,73 | 42,54 | 44,07 | 43,11 | n.d |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 5,66 | 4,70 | 3,02 | 3,01 | n.d |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 0,12 | 0,32 | 2,20 | 3,97 | 3,45 | n.d |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 1,28 | 0,93 | 6,43 | 5,66 | 10,98 | n.d |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | n.d |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | n.d |
| Germania | Efficienza Energetica | 3,35 | 4,71 | 20,75 | 22,91 | 20,86 | 22,04 |
| | Combustibili Fossili | 3,41 | 2,94 | 4,28 | 3,61 | 4,53 | 4,54 |
| | Fonti Rinnovabili | 27,22 | 23,33 | 30,67 | 30,45 | 27,84 | 29,00 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 54,14 | 35,04 | 32,75 | 25,72 | 24,10 | 21,04 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 5,64 | 4,14 | 2,29 | 1,76 | 2,16 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 7,82 | 0,60 | 4,44 | 10,17 | 12,47 | 13,37 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 4,05 | 27,75 | 2,98 | 4,85 | 8,44 | 7,85 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

| | | | | | | | |
|---------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Italia | Efficienza Energetica | 8,79 | 9,30 | 10,69 | 13,65 | 13,68 | 13,86 |
| | Combustibili Fossili | 0,00 | 5,23 | 20,27 | 17,26 | 17,20 | 16,77 |
| | Fonti Rinnovabili | 8,49 | 19,19 | 21,01 | 16,03 | 16,05 | 16,21 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 40,73 | 31,01 | 17,35 | 15,84 | 15,89 | 16,22 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 0,00 | 5,32 | 3,76 | 3,78 | 3,88 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 29,77 | 25,58 | 12,01 | 20,56 | 20,49 | 20,00 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 12,22 | 9,69 | 13,36 | 12,90 | 12,92 | 13,06 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Paesi Bassi | Efficienza Energetica | 30,62 | 29,71 | 41,29 | 23,08 | 44,32 | 33,06 |
| | Combustibili Fossili | 6,79 | 11,20 | 8,93 | 8,76 | 3,09 | 7,41 |
| | Fonti Rinnovabili | 24,10 | 33,03 | 39,52 | 55,79 | 42,30 | 40,51 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 17,83 | 12,20 | 5,12 | 3,76 | 4,19 | 4,15 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 5,89 | 1,27 | 0,40 | 0,19 | 2,20 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 7,34 | 3,57 | 1,07 | 5,85 | 4,13 | 9,60 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 13,32 | 4,32 | 2,80 | 2,36 | 1,68 | 2,66 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,41 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Spagna | Efficienza Energetica | 8,21 | 6,24 | 17,57 | 9,13 | 11,39 | n.d |
| | Combustibili Fossili | 6,31 | 9,51 | 0,00 | 9,63 | 1,37 | n.d |
| | Fonti Rinnovabili | 32,51 | 49,52 | 57,34 | 49,65 | 48,50 | n.d |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 48,71 | 31,67 | 0,00 | 2,41 | 11,02 | n.d |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 0,00 | 7,47 | 5,58 | 2,67 | n.d |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 3,12 | 0,00 | 9,57 | 23,60 | 22,05 | n.d |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 1,13 | 3,05 | 8,05 | 0,00 | 2,27 | n.d |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,73 | n.d |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | n.d |
| Svezia | Efficienza Energetica | 36,09 | 33,08 | 33,14 | 25,88 | 38,75 | 44,64 |
| | Combustibili Fossili | 0,24 | 0,15 | 0,00 | 0,34 | 0,31 | 0,00 |
| | Fonti Rinnovabili | 33,63 | 23,44 | 45,25 | 22,49 | 25,68 | 16,02 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 7,02 | 9,31 | 4,32 | 0,33 | 0,65 | 0,00 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 4,08 | 1,36 | 0,77 | 0,55 | 0,00 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 10,42 | 11,44 | 6,44 | 10,01 | 7,90 | 8,68 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 12,60 | 18,50 | 9,49 | 10,81 | 17,41 | 11,79 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 29,36 | 8,75 | 18,87 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Gran Bretagna | Efficienza Energetica | 3,00 | 0,00 | 33,91 | 20,73 | 21,86 | 21,57 |
| | Combustibili Fossili | 9,27 | 9,16 | 10,74 | 4,38 | 5,54 | 2,34 |
| | Fonti Rinnovabili | 9,18 | 51,18 | 32,82 | 18,37 | 25,34 | 9,60 |
| | Fissione e Fusione Nucleare | 35,55 | 30,59 | 13,72 | 32,91 | 24,26 | 16,18 |
| | Idrogeno e Celle a Combustibile | | 3,38 | 3,88 | 3,43 | 2,78 | 1,20 |
| | Conversione, Trasmissione, Distribuzione e Stoccaggio | 3,55 | 5,69 | 2,46 | 10,25 | 11,43 | 6,10 |
| | Altre Tecnologie "Trasversali" | 39,46 | 0,00 | 2,48 | 7,65 | 8,79 | 14,12 |
| | Non allocate | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,28 | 0,00 | 28,88 |
| | TOTALE | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: valori assoluti e valori degli indicatori.

1. QUADRO TEORICO: 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) Traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.
- c) Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture."

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

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

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

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

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

2. COSTRUZIONE DELL'INDICATORE COMPOSITO ISPRED

2.1 Indicatori elementari: definizione

Le Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore elementare incluso nell'indice composito ISPRED:

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

| Dimensione | Indicatore - Descrizione | |
|-------------------|---|---|
| Decarbonizzazione | Distanza dal target 2020 sulle emissioni totali di CO2 | Distanza tra le emissioni totali di CO2 stimate per ogni periodo e la traiettoria coerente con il target 2020 |
| | Distanza dal target 2020 sulle emissioni di CO2 dei settori ESD | Distanza tra le emissioni di CO2 dei settori ESD stimate per ogni periodo e la traiettoria coerente con il target 2020 |
| | Sviluppo FER al 2020 | Distanza tra la proiezione di % FER su consumi finali (su ip. di variazione della produzione da FER e dei consumi finali come negli ultimi 3-5 anni) e obiettivo 2020 |
| | Distanza dal target 2030 sulle emissioni totali di CO2 | Distanza tra le emissioni totali di CO2 stimate per ogni periodo e la traiettoria coerente con il target 2030 |
| | Distanza dal target 2030 sulle emissioni di CO2 dei settori ESD | Distanza tra le emissioni di CO2 dei settori ESD stimate per ogni periodo e la traiettoria coerente con il target 2030 |
| | Sviluppo FER al 2030 | Distanza tra la proiezione di % FER su consumi finali (su ip. di variazione della produzione da FER e dei consumi finali come negli ultimi 3-5 anni) e obiettivo 2020 |

Tabella B – Indicatori considerati per la dimensione Sicurezza energetica

| Dimensione | Indicatore - Descrizione | | |
|----------------------------------|--------------------------|---|--|
| Sicurezza del sistema energetico | Petrolio greggio | Resilienza del sistema petrolio | Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL |
| | | | |
| | 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 |
| | | Adeguatezza del sistema gas | Minimo indice di flessibilità residua (% di capacità di import in eccesso rispetto alla domanda) |
| | | Adeguatezza del mercato gas | Integrazione con i mercati del Nord Europa Spread PSV-TTF (€/MWh) |
| | Energia elettrica | Adeguatezza del sistema elettrico | Margini di riserva minimo (%) |
| | | | Flessibilità del sistema elettrico |
| | | 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 imprese e consumatori domestici | Fascia Eurostat IA: <20 MWh | Posizione prezzo Italia rispetto al min-max UE e min-max 2008-2018 |
| | | Fascia Eurostat IB: 20 - 500 MWh | |
| | | Fascia Eurostat IC: 500 - 2.000 MWh | |
| | | Fascia Eurostat ID: 2.000 - 20.000 MWh | |
| | | Fascia Eurostat IE: 20.000 - 70.000 MWh | |
| | Prezzo del gasolio | Prezzo Automotive gas oil Eurostat (incluse tasse) | Posizione prezzo Italia rispetto al min-max UE e min-max 2008-2018 |
| | Prezzi gas naturale per le imprese | Fascia Eurostat I2: 1.000 - 10.000 GJ | Posizione prezzo Italia rispetto al min-max UE e min-max 2008-2018 |
| | | Fascia Eurostat I3: 10.000 - 100.000 GJ | |
| | | Fascia Eurostat I4: 100.000 - 1.000.000 GJ | |
| | | Fascia Eurostat I5: 1.000.000 - 4.000.000 GJ | |

2.2. 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**.

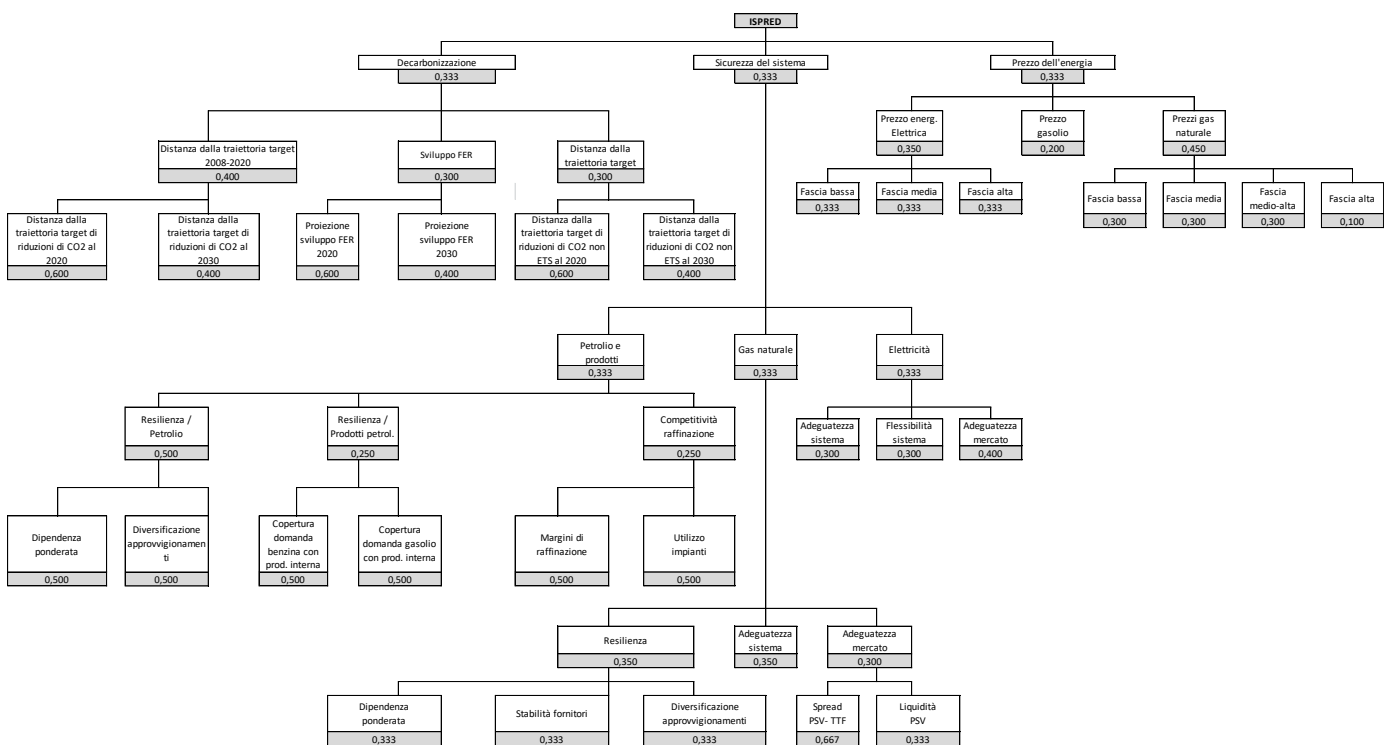
Il sistema di ponderazione è stato definito seguendo un approccio soggettivo, quindi non dipendente dai valori osservati.

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.

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

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



2.3 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).

Il metodo AMPI

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:

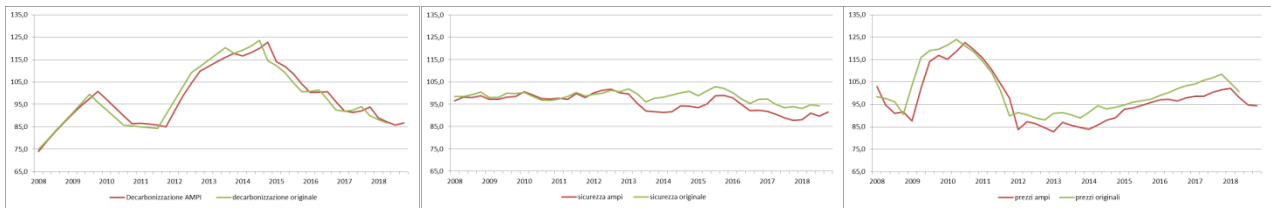
$$AMPI^{+/-} = M_{r_i} + /- S_{r_i} CV_i$$

dove:

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

L'AMPI, si compone dunque 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'.

Il metodo BOD

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.

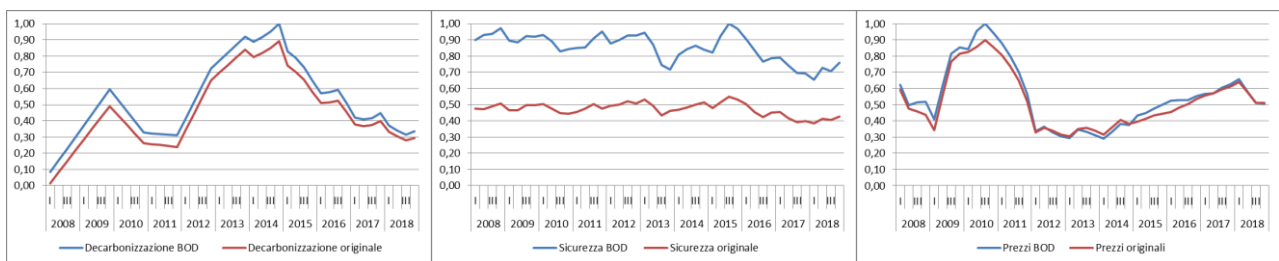
I pesi ottimi sono ottenuti risolvendo il seguente problema:

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

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

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

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



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

Figura 1.2 - 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 - 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 tre dimensioni, e la variazione percentuale di ciascuno sull'anno precedente.

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 2.1 - Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2008=100, asse dx)

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 <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>.

La fonte dei dati sui prezzi del petrolio è il Fondo Monetario Internazionale:

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

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 DPR 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/>
- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- ISPRA http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp
- <http://en.tutitempo.net/climate/italy.html>
- Istat <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>
- AEEG www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls

Figura 2.2 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2008=100)

Vedi Figura 2.1.

Figura 2.3 - 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 2.4 - Indice di prod. industriale tot. e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100)

Elaborazioni su dati Istat:

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

Figura 2.5 - Andamento dei HDD (Heating degree days) in Italia

Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT:

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 2.6 - Andamento dei CDD (Cooling degree days) in Italia

Elaborazioni su dati Eurostat:

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 2.7 - Prezzi di oil (€/l) di gas (c€/m³, asse dx) in Italia

Elaborazioni ENEA su dati ARERA (per il gas) e Weekly Oil Bulletin della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea (per prezzo al consumo gasolio per trasporti).

Figura 2.8 - 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 2.9 - 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 2.10 - 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 web <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)
Fonti dati: <https://agsi.gie.eu/#/>

Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%)
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/sing/index.html>

Figura 2.13 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO₂)
Fonte dati: https://www.quandl.com/data/CHRIS/ICE_C1-ECX-EUA-Futures-Continuous-Contract

Figura 2.14 - Consumo interno lordo di energia in Italia (variazione su anno precedente, %)
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, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>
- 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/>
- Bollettino petrolifero, MISE, <https://dgsaie.mise.gov.it/>
- 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>
- Newsletter Trimestrale Elettricità Futura, http://www.elettricitafutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html

Figura 2.15 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx)
Vedi nota Figura 2.15. Per dati PIL la fonte è Istat:

- Istat <http://dati.istat.it/>

Figura 2.16 - Andamento dei consumi finali di energia: dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx)
Elaborazioni ENEA, vedi nota Figura 2.1 e Figura 2.15.

Figura 2.17 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep)
Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.18 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %)
Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.19 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep)
Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.20 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi ultimi dieci anni (TWh, asse dx)
Produzione idroelettrica netta annua e scostamento rispetto al dato medio annuo per gli anni 2008-2018.
Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 2.21 - Produzione elettrica solare ed eolica (TWh) e totale intermittenti (var. su anno precedente, TWh)
Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 2.22 - Variazione annua domanda el. (%), consumi elettrici e quota sui consumi finali (2005=100, asse dx)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 2.14

Figura 2.23 - Consumi elettrici mensili (dati corretti per giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)

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 2.24 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx)

Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.25 - Consumi di energia finale per fonte (variazione annua, Mtep)

Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.26 - Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %)

Vedi nota Figura 2.14.

Figura 2.27 - Consumi finali di energia totali (asse dx, Mtep) e per settore (media mobile ultimi tre anni a sinistra, Mtep)

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>

Figura 2.28 - Andamento dei consumi di energia finale in Italia, dati storici e proiezioni ENEA a breve termine (Mtep)

La previsione dei consumi finali è effettuata mediante la proiezione un passo avanti del Superindice ENEA.

Figura 2.29 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep)

Elaborazioni ENEA su dati MISE (Consumi petroliferi, <https://dgsaie.mise.gov.it/>)

Figura 2.30 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (variazioni anno su anno, %)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <https://dgsaie.mise.gov.it/>
- Aiscat Informazioni edizione mensile: media pesata dei dati del traffico veicolare dei veicoli pesanti e leggeri http://www.aiscat.it/pubbl_mensili.htm?ck=1&sub=1&idl=4&nome=pubblicazioni&nome_sub=informazioni%20mensili
- Indice di Mobilità Rilevata (IMR) rilevato dall'ANAS, <http://www.stradeanas.it/it/le-strade/osservatorio-del-traffico>

Figura 2.31 - Nuove immatricolazioni di autovetture ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO2/km)

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 2.32 - Nuove immatricolazioni di autovetture (var. anno su anno)

Vedi nota Figura 2.31.

Figura 2.33 - Industria: consumi di energia, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100)

Dati MISE fino al 2017, elaborazioni ENEA per il 2018 (vedi nota Figura 2.15)

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

Figura 2.34 - Intensità energetica dell'industria in Italia e media principali Paesi UE (tep/€)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 2.35 - Consumi di energia nel settore civile e indice delle variabili guida del settore (2010=100)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia da elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 2.15
- l'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

Figura 2.36 - Consumi di energia nel settore residenziale per famiglia, in Italia e media dei principali Paesi UE (tep/famiglia)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 3.1 - Emissioni di CO₂ dei settori (variazioni tendenziali, kt CO₂)

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 di CO₂ dei settori ETS e non ETS (variazioni tendenziali annue, %)

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>

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 7).

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 di CO₂ del sistema energetico italiano per settore (Mt CO₂) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

Vedi Nota Fig.3.1 e 3.2

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica (ktCO₂, asse sn) e var. tendenziale (asse dx, %)

Vedi Nota Fig.3.1 e 3.2

Figura 3.5 - 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/dispatchamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 3.6 - 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/dispatchamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 3.7 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

Vedi nota Figura 2.15, 3.1 e 3.2.

Figura 3.8 - 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:

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

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):

$$CO_2 = \text{POP} \times \text{PIL}/\text{POP} \times \text{Energia}/\text{PIL} \times \text{Fossili}/\text{Energia} \times CO_2/\text{Fossili}$$

Figura 3.9 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (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 3.8.

Figura 3.10 - Emissioni di CO₂ in Italia e CO₂ depurata dalla componente PIL

La figura riporta l'evoluzione nel tempo della CO₂ e della CO₂ al netto della componente dell'identità di Kaya relativa al PIL (PIL/POP). Vedi Nota Figura 3.8.

Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2013-2017)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat

- <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

Figura 3.12 - Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (dati storici e proiezioni, Mt)

Elaborazioni ENEA; per dati storici e stima emissioni vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.13 - Proiezione emissioni settori ESD (Mt)

Elaborazioni ENEA; per dati storici e stima emissioni vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.14 - Obiettivi 2030: confronto con evoluzione storica mediante componenti dell'identità di Kaya

Elaborazioni ENEA; per dati storici e stima emissioni, vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/per-i-media/notizie/2039046-piano-nazionale-integrato-per-l-energia-e-il-clima-inviata-la-proposta-a-bruxelles>

Figura 3.15 - Obiettivi 2030: evoluzione storica dell'intensità energetica e secondo lo scenario PNEC

Elaborazioni ENEA; per dati storici e stima emissioni vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/per-i-media/notizie/2039046-piano-nazionale-integrato-per-l-energia-e-il-clima-inviata-la-proposta-a-bruxelles>

Figura 3.16 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx)

La stima della quota di Fonti Energetiche Rinnovabili nel settore elettrico è una stima ENEA costruita in coerenza con la metodologia Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>), che per la produzione idroelettrica ed eolica prevede l'utilizzo di dati normalizzati.

I dati relativi alla nuova potenza installata sono ANIE:

<http://anie.it/>

4. Sicurezza del sistema energetico

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

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

Figura 4.2 - Produzione interna di greggio in Europa (kt, asse dx) e in Italia (kt, asse sx)

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

Figura 4.3 - Import netto di greggio nei principali Paesi UE (kt, asse sx) e nell'UE28 (kt, asse dx)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (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 4.4 - Indice di diversificazione delle importazioni di greggio (HHI)

La diversificazione dei fornitori viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman

(<http://scholarship.law.berkeley.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2149&context=californialawreview>), calcolato sulle quantità di greggio importato da ciascun Paese. L'indice è costruito come somma dei quadrati delle quote di prodotto importato. Valori vicini allo zero rappresentano situazioni di elevata diversificazione, mentre al crescere dell'indice HH situazioni aumenta la prevalenza di uno o più fornitori, fino al caso limite di fornitore unico (indice pari a 1).

Fonte dati:

- elaborazioni ENEA su dati Unione Petrolifera (http://www.unionepetrolifera.it/?page_id=471&paged=2)
- elaborazioni ENEA su dati International Energy Agency (Oil, Gas, Coal and Electricity, Quarterly Statistics, vari volumi)

Figura 4.5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Fonte: Elaborazione ENEA su dati EUROSTAT.

Figura 4.6 - 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 4.7 - Differenziale tra i prezzi dei greggi Brent e WTI e Brent e Dubai (\$/bbl)

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

Figura 4.8 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

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

Figura 4.9 - 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 4.10 - 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 4.11 - Rapporto tra produzione interna 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 4.12 - Rapporto tra produzione interna 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 4.13 - Domanda annua di gas naturale in Europa (miliardi di m³, asse dx) e var. tendenziale trimestrale (milioni di m³, asse sx)

Elaborazioni ENEA su dati Joint Organisations Data Initiative, JODI Gas World Database.

Figura 4.14 - 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 4.15 - Consumi di carbone per la generazione elettrica nell'UE28 (kt, asse sx) e in Germania e Gran Bretagna (kt, asse dx)

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

Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- IEA, Gas trade flows: <https://www.iea.org/gtf/>
- Prezzo medio 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 medio mensile dell'LNG spot importato in Giappone: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html>

Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%)

Fonte dati: IEA, Gas trade flows: <https://www.iea.org/gtf/>

Figura 4.18 - Importazioni europee ed italiane di GNL dagli Stati Uniti (milioni di m³)

Fonte dati: U.S. Department of energy (<https://www.energy.gov/fe/services/natural-gas-regulation>)

Figura 4.19 - 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 4.20 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.19.

Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.19.

Figura 4.22 - 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 4.19.

Figura 4.23 - Import mensile di gas russo 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 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>

Figura 4.24 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo PSV e prezzo GNL in Giappone (asse 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 4.25 - Indicatore di dipendenza dall'import e peso del gas sul sistema energetico

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

Figura 4.26 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale (NB: valore massimo dell'indice)

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

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

Figura 4.27 - 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 4.28 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati (TWh)

La fonte dei dati è https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59

Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

Figura 4.30 - 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 4.31 - 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.

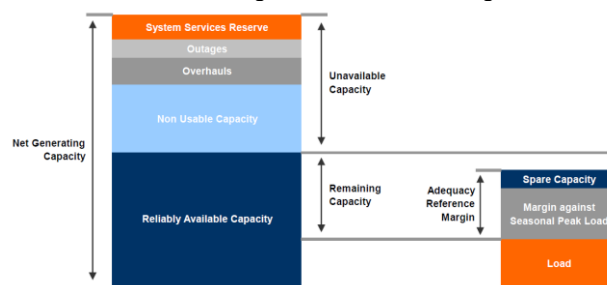
Figura 4.32 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

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

Figura 4.33 - 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 48 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 4.34 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,1% delle ore di massima penetrazione (% sul carico)

Il valore relativo a ogni anno corrisponde al valore della percentuale di penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (rispetto alla domanda) che separa le 9 ore con maggiore penetrazione (0,1% del totale) dalle altre.

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

Figura 4.35 - Massima variazione oraria delle fonti intermittenti nello 0,1% delle ore più critiche (minimo, massimo e deviazione standard, in % sul carico)

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

Figura 4.36 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua – 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 4.37 - 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 4.38 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV nel II trimestre 2018 (€/MWh)

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

Figura 4.39 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2018 vs 2017

Fonte dati: Newsletter mensile GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>

Figura 4.40 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

Figura 4.41 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

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 4.42 - Clean spark spread per il sistema Italia (€/MWh, asse sx) 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//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. Per il calcolo del clean spark spread si deduce dallo spark spread il costo dei diritti di emissione.

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)

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 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh)
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.4 - Stima del coefficiente di elasticità puntuale del costo unitario dell'energia elettrica rispetto al volume di consumo. Caso della piccola impresa
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.5 - Tasso d'incremento medio annuo dei prezzi al consumo per i beni energetici in tre distinti intervalli temporali
Fonte dati: ENEA su dati Istat (Indice dei Prezzi al Consumo Armonizzato).

Figura 5.6 - Differenziale espresso in termini percentuali tra il PUN (IPEX Italia) e i corrispondenti indici per Francia (EPEX Francia) e Germania (EPEX Germania)
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati Gestore Mercati Energetici.

Figura 5.7a - Differenza % del costo dell'energia elettrica per le imprese italiane (consumo 500-2000 MW/a) nel I semestre 2018
Fonte dati: Dato al netto delle imposte recuperabili.

Figura 5.7b - Differenza percentuale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PUN) e quello dei Paesi europei nel 2018
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati Gestore Mercati Energetici.

Figura 5.8 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia e nell'Unione Europea. Anno 2018
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati tratti da The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition, Agora – Energiewende.

Figura 5.9 - Borsa elettrica italiana. Valore medio relativo all'indice di Herfindahl riscontrato nelle diverse zone
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati Gestore Mercati Energetici.

Figura 5.10 - Borsa elettrica italiana, mercato del giorno prima. Stima del grado di integrazione, normalizzato tra 0 e 1, tra le zone di mercato nel 2018
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati Gestore Mercati Energetici.

Figura 5.11 - Dinamica recente dell'intensità elettrica del PIL in Italia e nella media dei Paesi UE 28 (kWh/1.000 € PIL)
Fonte dati: Elaborazioni ENEA su dati tratti da The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition, Agora – Energiewende.

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 (%)
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 sin, var. % tendenziale asse dx)

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

Figura 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 5.16.

Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

Vedi Nota Figura 5.16.

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

Vedi Nota Figura 5.16.

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

Vedi Nota Figura 5.16.

Figura 5.20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas (asse sx), al netto di tasse e imposte recuperabili, e relativa misura di dispersione zonale (coefficiente di variazione, asse dx), per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)

Vedi Nota Figura 5.16.

Figura 5.21 - Prezzi del gas per le utenze industriali nell'Unione Europea nei primi nove mesi del 2018, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati tratti da Quarterly Report Energy on European Gas Markets, a cura della Commissione Europea (<https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>).

Figura 5.22 - Andamento recente dei prezzi del gas per le utenze industriali in Italia, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)

Vedi Nota Figura 5.22.

Figura 5.23 - Caratterizzazione delle tecnologie low-carbon per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/newxtweb/mainxtnet.do>)

Figura 5.24 - Saldi normalizzati per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.25 - Quota delle esportazioni italiane su esportazioni EU 28 (dic. 2017 - nov. 2018)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.26 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore mobilità (milioni di €)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.27 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore mobilità (BEV + PHEV), dic. 2017 - nov. 2018

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.28 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti BEV (dic. 2017 - nov. 2018)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.29 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore fotovoltaico (milioni di €)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.30 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico (dic. 2017 - nov. 2018)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.31 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico verso partner non UE (28 dic. 2017 - nov. 2018)

Vedi Nota Figura 5.24.

Figura 5.32 - Evoluzione della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi ed aree (\$ 2017 ppp, 2000=1)

Elaborazioni ENEA su dati International Energy Agency.

Figura 5.33 - Distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia nelle principali aree (milioni di \$ 2017 ppp)

Elaborazioni ENEA su dati IEA. Tutti i dati e gli indicatori presentati sono aggiornati fino al 2016 e, ove disponibile, fino al 2017 (sebbene si tratti di prime stime provvisorie).

Figura 5.34 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia a livello globale (Paesi AIE)

Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.35 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia – Stati Uniti

Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.36 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Giappone
Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.37 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Corea del Sud
Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.38 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Area Europea
Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.39 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi europei (milioni di \$ 2017, ppp)
Vedi Nota di Figura 5.33.

Figura 5.40 - Spesa pubblica in ricerca nelle diverse tecnologie energetiche in per mille del PIL per i maggiori Paesi europei, anno 2016
Elaborazioni ENEA su dati IEA.

INDICE DELLE FIGURE

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: valori assoluti e valori degli indicatori normalizzati | 6 |
| Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico | 8 |
| Figura 1.3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx) | 8 |
| Figura 1.4 - Raggruppamento per periodi dell'evoluzione temporale dell'ISPRED | 9 |
| Figura 1.5 - Coefficienti di correlazione parziale tra le tre principali dimensioni dell'ISPRED | 9 |
| Figura 1.6 - Coefficienti di correlazione bivariata tra i principali indicatori inclusi nell'ISPRED | 9 |
| Figura 1.7 - Analisi in componenti principali applicata agli indicatori inclusi nell'ISPRED | 10 |
| Figura 1.8 - Analisi in componenti principali. Punteggi fattoriali sul piano definito dalle prime due componenti con evidenziazione del trend | 10 |
| Figura 2.1 Superindice ENEA delle variabili guida dei consumi di energia (2008=100, asse dx, var.% annua, asse sx) | 11 |
| Figura 2.2 - Principali driver della domanda di energia (media mobile 4 termini, 2008=100) | 11 |
| Figura 2.3 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %) | 11 |
| Figura 2.4 - Indice di prod. industriale tot. e beni intermedi, valore aggiunto industria manifatturiera e servizi (2005=100) | 12 |
| Figura 2.5 - Andamento dei HDD (Heating degree days) in Italia | 12 |
| Figura 2.6 - Andamento dei CDD (Cooling degree days) in Italia | 12 |
| Figura 2.7 - Prezzi di oil (€/l) di gas (c€/m ³ , asse dx) in Italia | 12 |
| Figura 2.8 Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale | 13 |
| Figura 2.9 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) | 13 |
| Figura 2.10 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) ed eccesso di offerta (Mbb/g) | 14 |
| Figura 2.11 - Prezzo del gas naturale (€/MWh) | 14 |
| Figura 2.12 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%) | 14 |
| Figura 2.13 - Prezzo dei permessi di emissione (€/t CO ₂) | 15 |
| Figura 2.14 - Consumo interno lordo di energia in Italia (variazione su anno precedente, %) | 17 |
| Figura 2.15 - Consumo interno lordo di energia (Mtep, asse sin) e intensità energetica del PIL (tep/000€, asse dx) | 17 |
| Figura 2.16 - Andamento dei consumi finali di energia: dati storici e proiezione mediante Superindice ENEA (Mtep, asse sx); stima dei risparmi strutturali cumulati (Mtep, asse dx) | 18 |
| Figura 2.17 - Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. rispetto anno precedente, Mtep) | 18 |
| Figura 2.18 - Consumi annui di gas, petrolio, FER, carbone ed import di elettricità (Mtep, asse sx) e % di fonti fossili sul totale energia primaria (asse dx, %) | 18 |
| Figura 2.19 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (Mtep) | 19 |
| Figura 2.20 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi ultimi dieci anni (TWh, asse dx) | 19 |
| Figura 2.21 - Produzione elettrica solare e eolica (TWh) e totale intermittenti (var. su anno precedente, TWh) | 19 |
| Figura 2.22 - Variazione annua domanda el. (%), consumi elettrici e quota sui consumi finali (2005=100, asse dx) | 20 |
| Figura 2.23 - Consumi elettrici mensili (dati corretti per giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh) | 20 |
| Figura 2.24 - Consumi finali di energia (var. annua tendenziale, Mtep) e variazione rispetto al 2005 (% , asse dx) | 21 |
| Figura 2.25 - Consumi di energia finale per fonte (variazione annua, Mtep) | 21 |
| Figura 2.26 - Quota di FER sui consumi finali di energia totale (asse sin, %), e per macro gruppo di FER (asse dx, %) | 21 |
| Figura 2.27 - Consumi finali di energia totali (asse dx, Mtep) e per settore (media mobile ultimi tre anni a sinistra, Mtep) | 22 |
| Figura 2.28 - Andamento dei consumi di energia finale in Italia, dati storici e proiezioni ENEA a breve termine (Mtep) | 22 |
| Figura 2.29 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. annua tendenziale, Mtep) | 23 |
| Figura 2.30 - Consumi di energia per trasporto stradale e traffico veicolare sulla rete autostradale (variazioni anno su anno, %) | 23 |
| Figura 2.31 - Nuove immatricolazioni di autovetture ed emissioni medie specifiche (asse dx, gCO ₂ /km) | 24 |
| Figura 2.32 - Nuove immatricolazioni di autovetture (var. anno su anno) | 24 |
| Figura 2.33 - Industria: consumi di energia, indice della produzione industriale Totale e dei Beni intermedi (2005=100) | 25 |
| Figura 2.34 - Intensità energetica dell'industria in Italia e media principali Paesi UE (tep/€) | 25 |
| Figura 2.35 - Consumi di energia nel settore civile e indice delle variabili guida del settore (2010=100) | 25 |
| Figura 2.36 - Consumi di energia nel settore residenziale per famiglia, in Italia e media dei principali Paesi UE (tep/famiglia) | 25 |
| Figura 3.1 - Emissioni di CO ₂ dei settori (variazioni tendenziali, kt CO ₂) | 27 |
| Figura 3.2 - Emissioni di CO ₂ dei settori ETS e non ETS (variazioni tendenziali annue, %) | 27 |
| Figura 3.3 - Emissioni di CO ₂ del sistema energetico italiano per settore (Mt CO ₂) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx) | 28 |
| Figura 3.4 - Emissioni di CO ₂ da generazione elettrica (ktCO ₂ , asse sn) e var. tendenziale (asse dx, %) | 28 |
| Figura 3.5 - Emissioni di CO ₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.) | 28 |
| Figura 3.6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh) | 28 |
| Figura 3.7 - Emissioni di CO ₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri) | 29 |
| Figura 3.8 - Emissioni di CO ₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali) | 30 |
| Figura 3.9 - Emissioni di CO ₂ in Italia e suoi driver (2010=100) | 30 |
| Figura 3.10 - Emissioni di CO ₂ in Italia e CO ₂ depurata dalla componente PIL pro-capite (var. trimestrale tendenziale, %) | 30 |
| Figura 3.11 - Emissioni di CO ₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2013-2017) | 30 |
| Figura 3.12 Emissioni totali di CO ₂ del sistema energetico italiano (dati storici e proiezioni, Mt) | 31 |
| Figura 3.13 Proiezione emissioni settori ESD (Mt) | 31 |
| Figura 3.14 Obiettivi 2030: confronto con evoluzione storica mediante componenti dell'identità di Kaya (var. m.a %) | 31 |
| Figura 3.15 - Obiettivi 2030: evoluzione storica dell'intensità energetica e secondo lo scenario PNEC (tep/milioni di €) | 32 |
| Figura 3.16 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale (metodologia Eurostat, % asse sin) ed oneri in bolletta (in miliardi di euro/anno, asse dx) | 32 |
| Figura 4.1 - Produzione globale di petrolio per aree (N.B.: dati proiezione IEA per il 2019) | 33 |
| Figura 4.2 - Produzione interna di greggio in Europa (kt, asse dx) e in Italia (kt, asse sx) | 33 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.3 - Import netto di greggio nei principali Paesi UE (kt, asse sx) e nell'UE28 (kt, asse dx) | 34 |
| Figura 4.4 - Indice di diversificazione delle importazioni di greggio (HHI) | 34 |
| Figura 4.5 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %) | 34 |
| Figura 4.6 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche | 35 |
| Figura 4.7 - Differenziale tra i prezzi dei greggi Brent e WTI e Brent e Dubai (\$/bbl) | 35 |
| Figura 4.8 - Utilizzo impianti in diverse aree geografiche (%) | 35 |
| Figura 4.9 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt) | 36 |
| Figura 4.10 - Import/export netto di prodotti petroliferi in Italia (kt) | 36 |
| Figura 4.11 - Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio | 36 |
| Figura 4.12 - Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina | 37 |
| Figura 4.13 - Domanda annua di gas naturale in Europa (mld di m ³ , asse dx) e var. tendenziale trimestrale (milioni di m ³ , asse sx) | 38 |
| Figura 4.14 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m ³) | 38 |
| Figura 4.15 - Consumi di carbone per la generazione elettrica nell'UE 28 e in due Paesi europei (kt) | 38 |
| Figura 4.16 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm ³ , asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx) | 39 |
| Figura 4.17 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia (%) | 39 |
| Figura 4.18 - Importazioni europee ed italiane di GNL dagli Stati Uniti (milioni di metri cubi) | 39 |
| Figura 4.19 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm ³) | 40 |
| Figura 4.20 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m ³) | 40 |
| Figura 4.21 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori trimestrali (MSm ³) | 40 |
| Figura 4.22 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm ³) | 41 |
| Figura 4.23 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx) | 41 |
| Figura 4.24 - Import mensile di GNL in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo PSV e prezzo GNL in Giappone (dx) | 41 |
| Figura 4.25 - Indicatore di dipendenza dall'import e peso del gas sul sistema energetico | 42 |
| Figura 4.26 - Diversificazione delle importazioni italiane di gas naturale – Minimo giornaliero su base trimestrale e indicatore di stabilità politica dei fornitori | 42 |
| Figura 4.27 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx) | 43 |
| Figura 4.28 - Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh) | 43 |
| Figura 4.29 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh) | 44 |
| Figura 4.30 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh) | 44 |
| Figura 4.31 - Punta di domanda in potenza mensile (GW) | 44 |
| Figura 4.32 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx) | 45 |
| Figura 4.33 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1 % delle ore più critiche) | 45 |
| Figura 4.34 - Percentuale di produzione da FRNP nello 0,1% delle ore di massima penetrazione (% sul carico) | 46 |
| Figura 4.35 - Massima variazione oraria delle fonti intermittenti nello 0,1% delle ore più critiche (minimo, massimo e deviazione standard, in % sul carico) | 46 |
| Figura 4.36 - Profilo orario della domanda totale e della domanda residua – Sistema Italia (MW) | 46 |
| Figura 4.37 - Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh) | 47 |
| Figura 4.38 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh) | 47 |
| Figura 4.39 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2018 vs 2017 | 47 |
| Figura 4.40 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel 2018 (€/MWh) | 48 |
| Figura 4.41 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3 | 48 |
| Figura 4.42 - Clean spark spread per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx) | 48 |
| Figura 4.43 - Valori previsti dal modello e valori osservati del PUN | 49 |
| Figura 4.44 - Residui del modello in termini percentuali | 49 |
| Figura 4.45 - Stima della relazione tra prezzo del gas e PUN | 49 |
| Figura 4.46 - Stima della relazione tra quota di rinnovabili sulla generazione elettrica e PUN | 49 |
| Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh) | 50 |
| 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) | 50 |
| Figura 5.3 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per il grande consumatore non domestico in alta tensione (€/kWh) | 51 |
| Figura 5.4 - Stima del coefficiente di elasticità puntuale del costo unitario dell'energia elettrica rispetto al volume di consumo. Caso della piccola impresa | 51 |
| Figura 5.5 - Tasso d'incremento medio annuo dei prezzi al consumo per i beni energetici in tre distinti intervalli temporali | 51 |
| Figura 5.6 - Differenziale espresso in termini percentuali tra il PUN (IPEX Italia) e i corrispondenti indici per Francia (EPEX Francia) e Germania (EPEX Germania) | 51 |
| Figura 5.7b - Differenza percentuale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PUN) e quello dei Paesi europei nel 2018. | 52 |
| Figura 5.8 - Produzione di energia elettrica per fonte in Italia e in Unione Europea. Anno 2018 | 52 |
| Figura 5.9 - Borsa elettrica italiana. Valore medio relativo all'indice di Herfindahl riscontrato nelle diverse zone | 53 |
| Figura 5.10 - Borsa elettrica italiana, mercato del giorno prima. Stima del grado di integrazione, normalizzato tra 0 e 1, tra le zone di mercato nel 2018 | 53 |
| Figura 5.11 - Dinamica recente dell'intensità elettrica del PIL in Italia e nella media dei Paesi UE 28 (kWh / 1.000 € PIL) | 53 |
| Figura 5.12 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro) | 54 |
| Figura 5.13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro) | 54 |
| Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (%) | 54 |
| Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, var. % tendenziale asse dx) | 55 |

| | |
|---|----|
| 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)..... | 55 |
| Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)..... | 55 |
| Figura 5.18 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (%)..... | 56 |
| Figura 5.19 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var.% tendenziale)..... | 56 |
| Figura 5.20 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas (asse sx), al netto di tasse e imposte recuperabili, e relativa misura di dispersione zonale (coefficiente di variazione, asse dx), per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ)..... | 56 |
| Figura 5.21 - Prezzi del gas per le utenze industriali nell'Unione Europea nei primi nove mesi del 2018, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)..... | 57 |
| Figura 5.22 - Andamento recente dei prezzi del gas per le utenze industriali in Italia, al netto di IVA e altre imposte recuperabili, per la fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a (c€/kWh)..... | 57 |
| Figura 5.23 - Caratterizzazione delle tecnologie low-carbon per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)..... | 58 |
| Figura 5.24 - Saldi normalizzati per l'Italia (dic. 2017 - nov. 2018)..... | 58 |
| Figura 5.25 - Quota delle esportazioni italiane su esportazioni EU 28 (dic. 2017 - nov. 2018)..... | 58 |
| Figura 5.26 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore mobilità (milioni di €)..... | 59 |
| Figura 5.27 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore mobilità (BEV + PHEV), dic. 2017 - nov. 2018. | 59 |
| Figura 5.28 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti BEV (dic. 2017 - nov. 2018). | 59 |
| Figura 5.29 - Andamento mensile del saldo commerciale italiano per i prodotti del settore fotovoltaico (milioni di €)..... | 60 |
| Figura 5.30 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico (dic. 2017 - nov. 2018)..... | 60 |
| Figura 5.31 - Saldi normalizzati per i Paesi UE per i prodotti del settore fotovoltaico verso partner non UE 28 (dic. 2017 - nov. 2018)..... | 60 |
| Figura 5.32 - Evoluzione della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi ed aree (\$ 2017 ppp, 2000=1)..... | 61 |
| Figura 5.33 - Distribuzione della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia nelle principali aree (milioni di \$ 2017 ppp)..... | 61 |
| Figura 5.34 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia a livello globale (Paesi AIE)..... | 62 |
| Figura 5.35 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Stati Uniti..... | 62 |
| Figura 5.36 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Giappone..... | 62 |
| Figura 5.37 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Corea del Sud..... | 62 |
| Figura 5.38 - Distribuzione percentuale della spesa pubblica in ricerca energetica per tipo di tecnologia - Area Europea..... | 62 |
| Figura 5.39 - Andamento della spesa pubblica in ricerca energetica nei maggiori Paesi europei (milioni di \$ 2017, ppp)..... | 62 |
| Figura 5.40 - Spesa pubblica in ricerca nelle diverse tecnologie energetiche in per mille del PIL per i maggiori Paesi europei, anno 2016..... | 63 |

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

enea.it

Marzo 2019