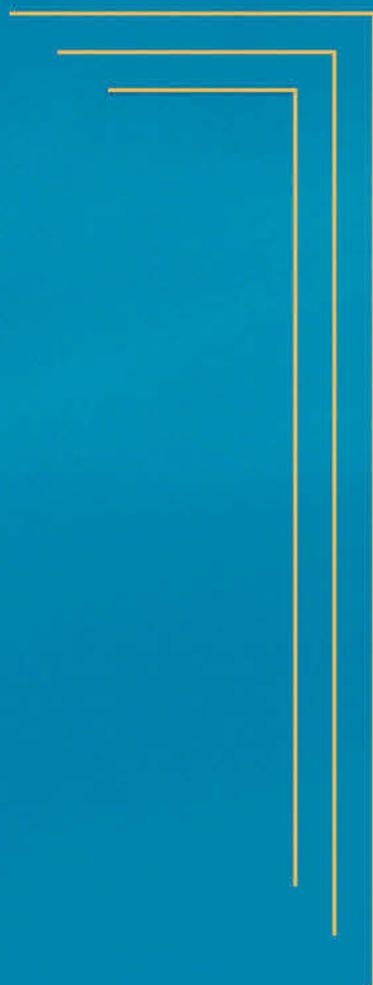


Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Il trimestre 2018



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2018

n. 3/2018

2018 **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, Paola Del Nero, Bruna Felici, Clizia Annella, Elena De Luca, Laura Gaetana Giuffrida

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara e F. Gracceva
- Capitolo 3: B. Baldissara e F. Gracceva
- Capitolo 4: F. Gracceva, C. Annella, E. De Luca
- Capitolo 5: A. Zini, B. Baldissara, F. Gracceva, L. G. Giuffrida
- Capitolo 6: P. Del Nero, B. Felici, A. Zini

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1 Indice sintetico della transizione energetica	6
2 Quadro di sintesi dei consumi di energia	8
2.1 Variabili guida del sistema energetico	8
2.2 L'andamento dei consumi energetici	12
3 Decarbonizzazione del sistema energetico	17
4 Sicurezza del sistema energetico italiano	22
4.1 Sistema petrolifero	22
4.2 Sistema del gas naturale	26
4.3 Sistema elettrico	31
5 Prezzi dell'energia	35
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	35
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	39
5.3 Prezzi del gas naturale	41
6. I fatti dell'energia nella comunicazione	43
6.1 L'energia nella stampa generalista nel II trimestre 2018	43
6.2 L'energia nella stampa specialistica nel II trimestre 2018	45
Nota metodologica	48

Sintesi dei contenuti

- Nella prima metà del 2018 i prezzi di tutte le commodity energetiche hanno intrapreso una ripida traiettoria ascendente, che per certi versi è superiore alle attese di inizio anno e sembra inoltre destinata a persistere almeno per il resto dell'anno in corso. Il prezzo medio semestrale del Brent si è collocato a 71 \$/bbl, contro i 52 \$/bbl della prima metà del 2017 (+32%, sebbene l'aumento sia stato in parte compensato dalla rivalutazione dell'euro sul dollaro; +24% il dato in euro), spinto da un mix di fondamentali di mercato e fattori geopolitici. Il prezzo del gas sul mercato all'ingrosso italiano è aumentato del 17% nell'intero semestre (collocandosi a quasi 23 €/MWh rispetto ai 19,5 €/MWh dell'anno precedente), del 27% con riferimento al solo II trimestre, in coerenza con le tensioni sui prezzi nei mercati europei e asiatici. Il prezzo dell'energia elettrica sulla borsa elettrica (53,8 €/MWh la media del semestre) è aumentato di circa il 5% nell'intero semestre (di quasi il 20% nel solo II trimestre), proseguendo nel trend di ripresa iniziato nella prima metà del 2017, rafforzato anche dal forte aumento dei prezzi dei permessi di emissione (European Union Allowance Units), giunti a oltre i 20 €/t ad agosto (contro i circa 5€/t della prima metà del 2017).
- Le tensioni sui prezzi all'ingrosso ancora non si sono pienamente riversate sui prezzi al dettaglio. Nel confronto con il primo semestre del 2017 i prezzi medi semestrali del gas per le imprese sono stimati costanti o in marginale aumento per le fasce di consumo medio-piccole, come anche per i consumatori domestici, mentre sono in leggera riduzione per i consumatori medio-grandi (tra -1% e -3%). Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica, i piccoli consumatori sia domestici sia non domestici hanno già visto un aumento di circa il 5% (sempre rispetto al primo semestre 2017), mentre i grandi consumatori industriali hanno beneficiato dei nuovi sgravi per gli energivori introdotti all'inizio del 2018. Anche per il gasolio si registra nel primo semestre dell'anno un aumento del prezzo medio di circa il 5% (rispetto allo stesso periodo del 2017).
- Nonostante le tensioni sui prezzi, secondo le stime ENEA nel II trimestre 2018 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 38 Mtep, in crescita del 3% rispetto al II trimestre 2017, spinti dal PIL e dalla produzione industriale. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno si stima un aumento dei consumi di energia primaria del 3,2% in termini tendenziali, pari a 2,5 Mtep in più rispetto al I semestre 2017. Nella seconda metà dell'anno, il progressivo trasferimento dei rialzi dei prezzi all'ingrosso sui prezzi ai consumatori finali potrebbe avere effetti su un'economia che già presenta segni di rallentamento e quindi sulla domanda di energia.
- In termini di fonti energetiche primarie è significativo l'aumento dei consumi di petrolio, pari all' 8% in termini tendenziali; tale dato pare confermare l'inversione di tendenza registrata nei primi tre mesi dell'anno rispetto al trend di riduzione iniziato nel corso della prima metà del 2016; complessivamente nel I semestre 2018 i consumi di petrolio sono pertanto aumentati del 4,7% rispetto al I semestre 2017. In calo invece i consumi di gas naturale (-7% la variazione tendenziale nel II trimestre), con un'inversione del trend di crescita pressoché costante iniziato nel 2015; la riduzione è imputabile alla minore produzione termoelettrica, per l'aumento della produzione idroelettrica oltre che al ritorno alla normalità delle importazioni di energia elettrica dalla Francia. In riferimento all'intero semestre la riduzione è tuttavia molto più contenuta, appena 0,5 Mtep in meno rispetto al I semestre 2017 (-1,6%), per la importante richiesta di gas uso riscaldamento registrata nel corso dei primi tre mesi dell'anno.
- In continuità rispetto ai primi tre mesi dell'anno, le fonti energetiche rinnovabili (FER) risultano in aumento di circa 1 Mtep rispetto al II trimestre 2017 (+15%), grazie soprattutto alla ripresa della generazione idroelettrica (+53% rispetto al II trimestre 2017, risultato il peggiore dal 2010). Nei primi sei mesi dell'anno le rinnovabili sono cresciute del 9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.
- In lieve calo la domanda elettrica, -0,3% rispetto al II trimestre 2017, primo calo dopo sei trimestri di crescita. Nell'intero primo semestre dell'anno in corso la domanda risulta tuttavia in aumento di oltre 1,2 TWh (+0,8%) rispetto allo stesso periodo 2017.
- I consumi finali di energia crescono invece in misura decisamente più significativa (oltre tre punti percentuali su base semestrale), per cui risulta in calo il tasso di elettrificazione del sistema energetico italiano. La crescita dei consumi è infatti imputabile alla ripresa dei prodotti petroliferi nei trasporti (+2,2%), tornati a salire dopo il calo della seconda metà del 2017, e al settore industriale (+2,6%), dove il ricorso al gas continua ad aumentare ormai da due anni.
- Un dato di rilievo è che nel primo semestre del 2018 la crescita dei consumi di energia è stata maggiore di quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida, cioè crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell'energia, la cui spinta è stimabile in un +2% circa. Questo dato confermerebbe un rallentamento del processo di disaccoppiamento fra energia ed economia che sembra caratterizzare tutti gli anni successivi alla fine della recessione. Nel 2017 un parziale segnale di disaccoppiamento era venuto dal settore dei trasporti, un dato tuttavia non confermato nella prima metà del 2018, con la significativa ripresa dei consumi di energia del settore.

- Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno le emissioni di CO₂ risultano in lieve calo rispetto al I semestre 2017 (-0,7%), a confermare la tendenza degli ultimi quattro anni a una sostanziale stazionarietà delle emissioni. Nel II trimestre 2018 le emissioni sono stimate invece in riduzione più significativa (-1,8% rispetto al corrispondente trimestre del 2017), grazie alle forti riduzioni del settore della generazione elettrica, effetto soprattutto della ripresa dell'idro, solo in parte compensate dalla ripresa delle emissioni nei settori finali, trasporti in particolare.
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA, che nel II trimestre 2018 presenta un peggioramento del 9% rispetto allo stesso periodo del 2017, a causa del contemporaneo peggioramento di tutte e tre le componenti dell'indice. Si tratta del decimo peggioramento consecutivo dell'ISPRED su base tendenziale.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione risulta in peggioramento dell'11%. Il calo delle emissioni di CO₂ nella prima metà dell'anno, per quanto modesto, nonostante la rilevante crescita dei consumi di energia, indica un significativo disaccoppiamento tra emissioni e consumi di energia (sebbene aiutato da fattori congiunturali, come il rimbalzo della produzione idroelettrica). D'altra parte, la sostanziale stazionarietà delle emissioni è però un trend sempre meno in linea con gli obiettivi di lungo periodo, che per di più potrebbero presto essere rivisti al rialzo. Inoltre, anche la prima metà del 2018 ha confermato la tendenza registrata negli ultimi tre anni riguardo all'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili, con variazioni della potenza elettrica installata molto modeste e in calo rispetto al 2017. Si stima che a fine 2018, per il quarto anno consecutivo, la quota di FER sui consumi finali potrebbe perfino ridursi, continuando comunque ad oscillare intorno al 17,5% raggiunto nel 2015.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla sicurezza energetica risulta in leggero peggioramento (-2%), a causa di un significativo peggioramento degli indicatori relativi al sistema petrolifero, non completamente compensati da marginali miglioramenti degli indici relativi ai settori del gas naturale e dell'energia elettrica. I miglioramenti di questi due settori sono riconducibili al superamento dei due eventi congiunturali (problemi del nucleare francese e ridotta idraulicità) che negli ultimi due anni hanno avuto effetti rilevanti sui sempre più interconnessi sistemi gas ed elettrico, inducendo una forte spinta alla domanda di gas nella termoelettrica. Nel sistema gas si segnala d'altra parte una riduzione della diversificazione delle importazioni, con la quota di gas russo che è tornata a rappresentare quasi il 50% del totale (e andando anche oltre il 50% nel III trimestre dell'anno). Nel sistema elettrico si sono invece ulteriormente ridotti i margini degli impianti a gas, scesi al di sotto dei 5 €/MWh, vicino ai minimi degli anni critici 2014-2015. Nel sistema petrolifero il peggioramento più marcato riguarda i margini della raffinazione, sui minimi degli ultimi 4 anni, che sono penalizzati dalla risalita del prezzo del petrolio, ma soffrono anche nel confronto con le altre aree geografiche, Nord America e Medio Oriente in particolare.
- Infine, è in calo del 12% la componente dell'indice ISPRED relativa ai prezzi dell'energia. Anche nel II trimestre di quest'anno il prezzo del gasolio in Italia è infatti risultato il più elevato dell'Unione Europea, anche al netto delle imposte, mentre stime preliminari sui prezzi del gas indicano un possibile peggioramento della situazione di prezzi italiani rispetto a quelli degli altri principali Paesi europei.

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.

Ancora un peggioramento per la dimensione decarbonizzazione, si consolida la stazionarietà delle emissioni di CO₂

Al II trimestre 2018 la componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione, che assume un valore di 0,71, resta in un'area di criticità ridotta, ma risulta in peggioramento dell'11% rispetto al corrispondente trimestre del 2017, e del 5% rispetto al trimestre precedente. Nel II trimestre 2018 le emissioni sono stimate in riduzione significativa rispetto al corrispondente trimestre del 2017 (-1,8%), grazie al fatto che alle forti riduzioni del settore della generazione elettrica, effetto soprattutto della ripresa dell'idro, solo in parte compensate dalla ripresa delle emissioni nei settori finali, trasporti in particolare. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno le emissioni di CO₂ risultano sugli stessi livelli del I semestre 2017, a confermare la tendenza degli ultimi due anni a una sostanziale stazionarietà delle emissioni. Tenendo conto della crescita dei consumi di energia c'è dunque un significativo disaccoppiamento tra emissioni e consumi, aiutato peraltro da fattori congiunturali, come il rimbalzo della produzione idroelettrica. Il peggioramento dell'indice deriva d'altra parte dal fatto che la stazionarietà delle emissioni registrata nell'anno in corso consolida un trend sempre meno in linea con gli obiettivi di lungo periodo, che peraltro prossimamente potrebbero essere rivisti al rialzo. Inoltre, anche la prima metà del 2018 ha confermato la tendenza registrata negli ultimi tre anni riguardo all'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili, con variazioni della potenza elettrica installata molto modeste e in calo rispetto al 2017. La proiezione della quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi per fine 2018, effettuata sulla base dei dati della prima metà dell'anno, indica la possibilità di un leggero calo di questa quota. Ma al di là del dato effettivo di fine anno è rilevante che per il quarto anno consecutivo la quota di FER registrerà variazioni minime, continuando ad oscillare intorno al 17,5% raggiunto nel 2015.

La Figura 1.1 mostra come per tutti gli indicatori correlati con la dimensione decarbonizzazione la tendenza dell'ultimo anno sia negativa. Tutti gli indicatori relativi all'orizzonte 2020 restano comunque nell'area di criticità ridotta, perché gli obiettivi in questione sembrano tutti assicurati. Gli indicatori relativi all'orizzonte 2030 sono invece nell'area di criticità media, che diviene di criticità elevata nel caso della proiezione di sviluppo delle fonti rinnovabili.

La Figura 1.1 mostra come per tutti gli indicatori correlati con la dimensione decarbonizzazione la tendenza dell'ultimo anno sia negativa. Tutti gli indicatori relativi all'orizzonte 2020 restano comunque nell'area di criticità ridotta, perché gli obiettivi in questione sembrano tutti assicurati. Gli indicatori relativi all'orizzonte 2030 sono invece nell'area di criticità media, che diviene di criticità elevata nel caso della proiezione di sviluppo delle fonti rinnovabili.

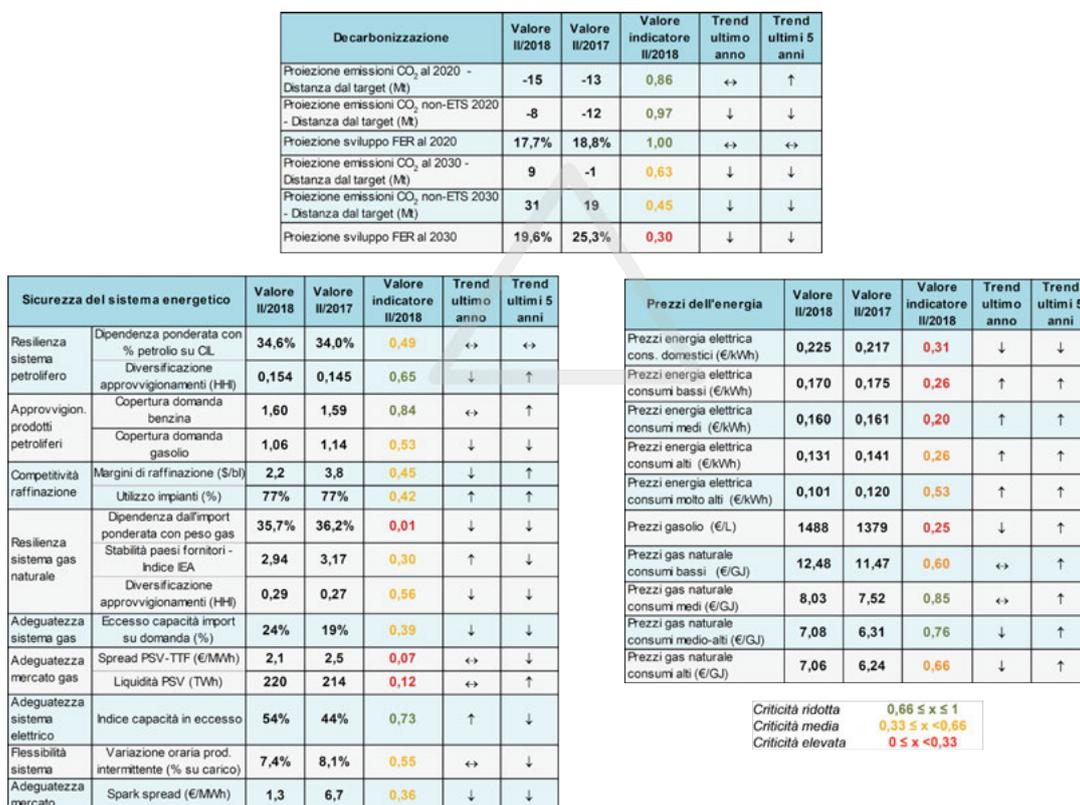


Figura 1.1 - Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: stato attuale (II 2018 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

In peggioramento la dimensione della sicurezza del sistema petrolifero e della raffinazione

L'indice sintetico relativo alla sicurezza energetica, che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano questa dimensione del trilemma energetico, si attesta a 0,46, in leggero calo rispetto a un anno fa, a causa prevalentemente di un significativo peggioramento degli indicatori relativi al sistema petrolifero. In particolare, i margini della raffinazione sono sui minimi degli ultimi 4 anni, penalizzati dalla risalita del prezzo del petrolio, e soffrono anche nel confronto con le altre aree geografiche, Nord America e Medio Oriente. Marginali miglioramenti si registrano invece nei settori del gas e dell'energia elettrica, grazie al superamento dei fattori congiunturali che negli ultimi due anni avevano prodotto criticità di rilievo. Nel sistema gas si segnala d'altra parte una riduzione della diversificazione delle importazioni, con la quota di gas russo che in media semestrale è tornata a rappresentare quasi il 50% delle importazioni totali. Nel sistema elettrico si è invece ulteriormente ridotta la redditività degli impianti a gas, scesa al di sotto dei 5 €/MWh, dunque vicino ai minimi degli anni critici 2014-2015.

In aumento tutti i prezzi dell'energia per i consumatori

La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi dell'energia risulta in forte calo (-12%), come risultato di un significativo peggioramento sul fronte dei prezzi del gasolio e del gas naturale, solo parzialmente compensato da un miglioramento sul fronte dei prezzi dell'energia elettrica per le imprese. La prima metà dell'anno è stata caratterizzata da tensioni crescenti su tutti i mercati internazionali dell'energia, con prezzi in forte aumento. Le tensioni sui prezzi all'ingrosso non si sono ancora pienamente riversate sui prezzi al dettaglio, ma nel confronto con il primo semestre del 2017 anche questi ultimi risultano già tutti in aumento.

I prezzi medi semestrali del gas per le imprese sono stimati costanti o in marginale aumento per le fasce di consumo medio-piccole, come anche per i consumatori domestici, mentre sono in leggera riduzione per i consumatori medio-grandi (tra -1% e -3%).

Nel corso del II trimestre il prezzo medio del gasolio è cresciuto dell'8% in termini tendenziali, mentre nell'intero primo semestre dell'anno si registra un aumento del prezzo medio di circa il 5% (rispetto allo stesso periodo del 2017). Anche nel II trimestre 2018 il prezzo del gasolio italiano è risultato il più elevato dell'Unione europea, anche al netto delle imposte, con un costo industriale che si conferma dunque maggiore della media UE.

Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica, i piccoli consumatori sia domestici sia non domestici hanno già visto un aumento di circa il 5% (sempre rispetto al primo semestre 2017), mentre i grandi consumatori industriali hanno beneficiato dei nuovi sgravi per gli energivori introdotti all'inizio del 2018. Secondo una stima ENEA, il costo medio dell'energia elettrica pagato dalle imprese con consumi elevati sarebbe diminuito nella prima metà dell'anno in una percentuale compresa tra il 5 e il 10%, con un presumibile miglioramento in termini di competitività. In conseguenza di ciò, l'indicatore che riassume la situazione dei prezzi elettrici italiani presenta un miglioramento, collocandosi al confine tra l'area di criticità elevata (nel quale si è sempre collocato negli ultimi anni) e l'area di criticità media.

I peggioramenti nelle dimensioni prezzi e decarbonizzazione spingono l'ISPRED al decimo calo consecutivo (-9%)

L'evoluzione nel tempo delle tre componenti dell'indice ISPRED (Figura 1.2), rappresentative dei tre aspetti del trilemma energetico, evidenzia alcuni tratti di rilievo della traiettoria in atto del sistema energetico italiano. Negli ultimi anni la frenata della decarbonizzazione si è dapprima accompagnata a un miglioramento nella dimensione prezzi, anche per lo stop agli incentivi alle fonti rinnovabili, ma a partire dalla fine del 2017 anche questa dimensione è tornata su una traiettoria discendente, anche per l'aumento dei prezzi dell'energia. A questo si sono sommati segnali di (pur leggero) peggioramento in alcuni aspetti della sicurezza energetica, nella prima metà del 2018 concentrati in particolare nel settore petrolifero e della raffinazione. La conseguenza di tutto ciò è che nell'ultimo anno tutte e tre le componenti dell'ISPRED sono in calo più o meno marcato.

L'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Figura 1.3; NB: l'indice può variare tra un minimo pari a 0 e un massimo pari a 1, vedi Nota metodologica) è dunque arrivato nel II trimestre 2018 al decimo calo tendenziale consecutivo, l'ultimo dei quali di entità maggiore dei precedenti (-9%), arrivando a collocarsi poco al di sopra del valore di 0,5.

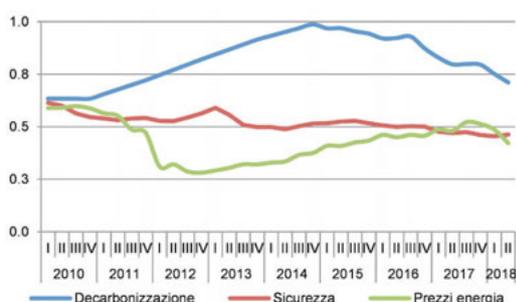


Figura 1.2 - Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)

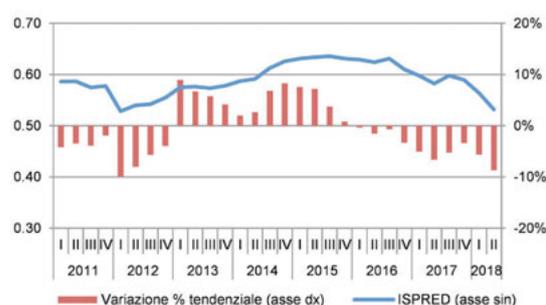


Figura 1.3 - Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nel II trimestre 2018 i principali driver spingono verso l'aumento della domanda di energia

Nel II trimestre 2018 le variabili guida dei consumi energetici hanno fornito un impulso positivo alla domanda di energia. Il superindice elaborato dall'ENEA, che sintetizza cinque variabili guida (vedi Nota metodologica), risulta infatti in aumento di circa 1,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017 (Figura 2.1). Tale dato risulta in linea con la stima dei primi tre mesi dell'anno: complessivamente nel primo semestre 2018 l'impulso all'aumento della domanda di energia è pertanto stimato pari all'1,8%. Si tratta di un dato in continuità inoltre con il trend positivo dell'anno 2017, in cui in media l'impulso medio è stato anche superiore, pari al 2,5% (variazione tendenziale su base annua).

Forte impulso dalla ripresa della produzione industriale, anche nel II trimestre più sostenuta rispetto a quella del PIL

Nel corso del trimestre di analisi la crescita del superindice ENEA è imputabile all'aumento della produzione industriale e del PIL, oltre che a fattori climatici, questi ultimi in maniera meno determinante. Il prodotto interno lordo (dati grezzi, valori concatenati con anno di riferimento 2010) è infatti cresciuto dell'1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, anche in virtù di due giornate lavorative in più. In riferimento ai primi sei mesi dell'anno, la variazione del PIL risulta leggermente inferiore al dato trimestrale: +1,3% rispetto al I semestre 2017 (Figura 2.2). In termini di crescita acquisita, per il 2018 è stimata pari allo 0,9% rispetto al 2017. Con il risultato del secondo trimestre si allunga la fase di espansione dell'economia a sedici trimestri, benché in termini di valori assoluti il PIL risulti ancora ben al di sotto dei livelli pre-crisi (-5% rispetto al II trimestre 2007). In linea con quanto osservato nel corso degli ultimi tre anni e con il trend dei primi tre mesi del 2018, è l'industria a trainare la ripresa del PIL: nel trimestre di analisi la produzione industriale è infatti cresciuta del 3,4% in termini grezzi (variazione tendenziale), con un incremento dunque più che doppio rispetto a quello del PIL. Nei primi sei mesi dell'anno la crescita media della produzione industriale è stata in media del 3% rispetto al I semestre 2017. Così come osservato nei quattro trimestri precedenti, anche nel II trimestre 2018 l'aumento della produzione dei beni intermedi (a maggiore intensità energetica), è inferiore rispetto alla produzione dell'industria nel suo insieme (rispettivamente 2% e 3,4% la variazione tendenziale), rafforzando l'evoluzione recente dell'industria italiana in direzione meno energivora (Figura 2.3).

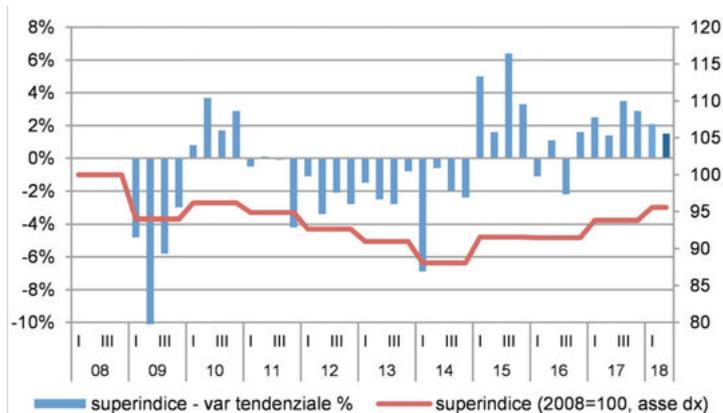


Figura 2.1 - Superindice dei consumi del sistema energetico italiano (var. % trimestrale tendenziale e 2008=100)

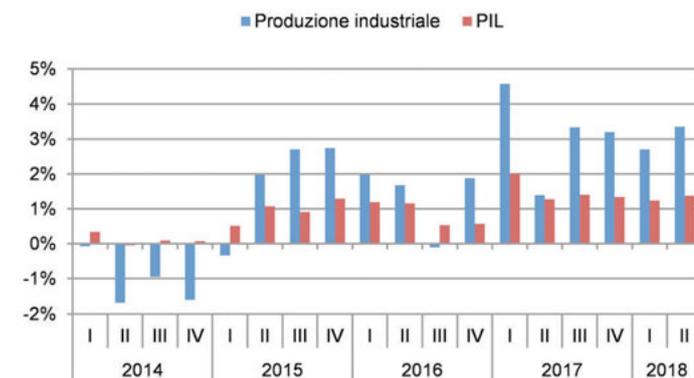


Figura 2.2 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

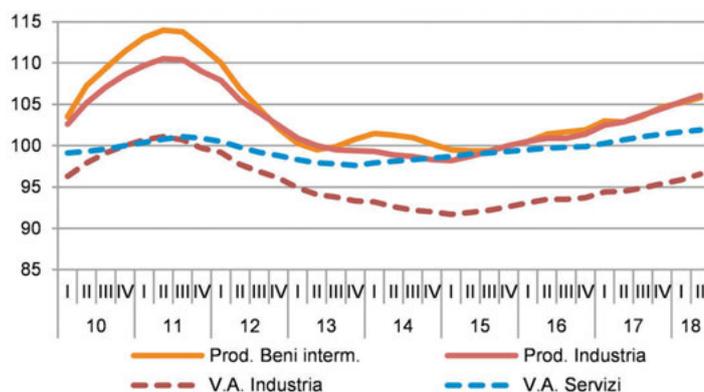


Figura 2.3 - Produzione industriale e valore aggiunto di industria e servizi (2010=100, media mobile 4 termini)

Impulso positivo anche dai fattori climatici, negativo dai prezzi

Un impulso alla crescita dei consumi di energia, sebbene meno incisivo rispetto alle componenti economiche, è venuto inoltre dal clima (Figura 2.4). Il motivo è da ricercare nella prima metà del mese di aprile contraddistinto da temperature mediamente più rigide rispetto a quelle dello stesso periodo 2017, che hanno richiesto un maggior ricorso al riscaldamento. Complessivamente, nei primi sei mesi dell'anno, la spinta proveniente dalle variabili climatiche è stata comunque significativa, per il I trimestre 2018 più rigido di quello 2017 (+4%). Impulso negativo alla crescita dei consumi di energia è invece venuto dai prezzi dell'energia, complessivamente in aumento rispetto al II trimestre 2017. Sebbene le tensioni sui prezzi all'ingrosso (vedi oltre) non si siano ancora pienamente riversate sui prezzi al dettaglio, nella prima metà dell'anno si è già assistito a incrementi del prezzo del gasolio e del costo dell'energia elettrica per i piccoli consumatori sia domestici che non (in entrambi i casi +5% tendenziale), mentre i prezzi del gas sono rimasti sostanzialmente costanti.

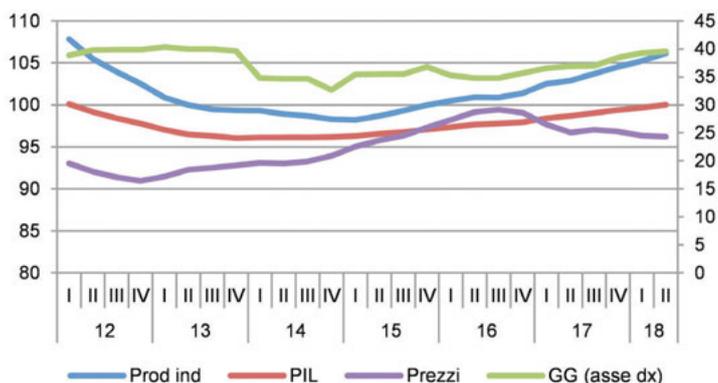


Figura 2.4 - Evoluzione dei principali driver (media mobile 4 termini, 2008=100)

Prezzo del petrolio in forte aumento. Ancora in aumento la produzione USA

Nella prima metà del 2018 i prezzi di tutte le commodity energetiche hanno intrapreso una ripida traiettoria ascendente, che per certi versi è superiore alle attese di inizio anno e sembra inoltre destinata a persistere almeno per il resto dell'anno in corso. Il prezzo medio semestrale del Brent si è collocato a 71 \$/bbl, contro i 52 \$/bbl della prima metà del 2017 (+32%), aumento in parte compensato dalla rivalutazione dell'euro sul dollaro (+24% il dato in euro). Con riferimento al solo II trimestre, il prezzo medio del Brent è stato pari a quasi 75 \$/bbl, in aumento del 50% rispetto al II trimestre del 2017, mentre il greggio WTI è stato quotato a una media di 68 \$/bbl, con un aumento del 41% sull'anno precedente, dunque anche con un significativo allargamento dello spread tra i due greggi.



Figura 2.5 - Bilancio domanda/offerta (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx) – dati storici e previsioni della Banca Mondiale

La ragione di questi aumenti sta in un insieme di fattori, che includono fondamentali di mercato e geopolitica. Dopo gli anni dell'eccesso di offerta e poi di riduzione delle scorte, la situazione di domanda e offerta è caratterizzata da un sostanziale equilibrio (Figura 2.5). Secondo le ultime stime della IEA, nel 2018 domanda globale di petrolio dovrebbe essere pari a 99,2 Mbbbl/g, in crescita di 1,4 Mbbbl/g rispetto al 2017, e una crescita simile è attesa nel 2019. Dal lato dell'offerta si stima una produzione non-OPEC in forte crescita (99 Mbbbl/g, +2,2 Mbbbl/g rispetto al 2017) che, sommata a una produzione OPEC ipotizzata costante al tetto produttivo di 39 Mbbbl/g, porterebbe l'offerta totale a circa 99 Mbbbl/g. Nell'ultimo anno la crescita costante della produzione non-OPEC (*shale oil* USA in primis, +1,4 Mbbbl/g) ha dunque compensato il taglio produttivo dei Paesi OPEC+ e la crescita della domanda. D'altra parte, in questo nuovo contesto di mercato ogni evento che possa portare a significative riduzioni dell'offerta ha un impatto significativo sui prezzi.

In aumento le possibilità di picchi di prezzo

In effetti nel corso dell'anno si sono progressivamente accumulati fattori che hanno determinato spinte rialziste, tutti legati ai possibili effetti dell'incertezza geopolitica sulle prospettive dell'offerta. Nella prima metà dell'anno le principali incertezze hanno riguardato il forte calo produttivo del Venezuela e l'altalenante produzione libica. A questo si è aggiunta, a fine maggio, la decisione USA di ritirarsi dall'accordo sul nucleare iraniano e di reintrodurre le sanzioni che erano state sospese nel 2016 in seguito all'entrata in vigore dell'accordo, tra cui il blocco totale delle importazioni di greggio iraniano a partire dal prossimo 4 novembre. Nei mesi recenti le stime di consenso circa il greggio iraniano che sarà effettivamente rimosso dal mercato sono cresciute, passando da 500 mila bbl/g a valori superiori al Mbbbl/g (e finanche a 2 milioni di bbl/g), per i crescenti segnali di adesione al blocco USA, cui sembra almeno in parte allinearsi anche la Cina.

A fronte di questo imminente gap di offerta, vi è massima incertezza circa le possibilità che questo gap possa essere colmato in modo pieno e veloce, e le ragioni per ipotizzare la possibilità di picchi di prezzo sembrano al momento maggiori di quelle che li escludono.

A sostenere il fronte rialzista vi è l'effettiva volontà e la capacità dei Paesi OPEC+ di incrementare la produzione. Vi è infatti incertezza circa la reale entità della *spare capacity* dell'Arabia Saudita (dichiarata a 1,5 Mbbbl/g), cui si aggiunge l'incertezza circa la velocità di risposta della produzione saudita e russa alla riduzione dell'offerta iraniana, nel momento in cui diverrà chiara l'entità di quest'ultima. In ogni caso l'utilizzo della *spare capacity* saudita potrebbe ridurre a quel punto la *spare capacity* globale a livelli molto ridotti. Quanto alla produzione USA di *shale oil*, la cui crescita è continuata anche nell'ultimo anno a ritmi impressionanti (Figura 2.6) potrebbe secondo alcuni iniziare a rallentare, anche a causa di strozzature nelle infrastrutture di trasporto del greggio. La IEA prevede una crescita della produzione totale USA di 1,4 Mbbbl/g nel 2018, di "solo" 1 Mbbbl/g nel 2019.

Considerando tutto ciò, nel corso dell'anno corrente molte stime sono state riviste al rialzo. L'ultima previsione della Banca Mondiale, che risale ad aprile, è di 65 \$/bbl per la media dei tre prezzi Brent, WTI, Dubai Fateh, in rialzo di 9 \$/bbl rispetto alla previsione precedente di ottobre 2017. Le previsioni più recenti sono inoltre decisamente più elevate: JP Morgan ha di recente previsto per i prossimi sei mesi il greggio Brent a 85 \$/bbl, con probabili picchi a 90 \$/bbl; Bank of America Merrill Lynch ha fissato un target per il Brent a 95 \$/bbl entro la metà del 2019.

Sul fronte opposto, a sostenere ipotesi meno pessimistiche vi è invece l'aspettativa che la produzione dei Paesi OPEC e della Russia continuerà a rimpiazzare prontamente la produzione iraniana, come successo negli ultimi mesi, mentre almeno per una parte dell'altra offerta a rischio non si materializzino gli scenari più pessimistici. Ad esempio, dopo il blocco dei porti che tra giugno e luglio hanno bloccato per due settimane la quasi totalità delle esportazioni libiche, queste sono tornate a sfiorare il milione di bbl/g ad agosto, e a inizio settembre hanno raggiunto i massimi degli ultimi cinque anni.

Prezzo del gas in forte aumento. Spread Asia-Europa elevato anche nei mesi centrali dell'anno

Anche i prezzi del gas naturale sono risultati in aumento, anche se limitatamente ai mercati europei e asiatici, perché il prezzo all'Henry Hub statunitense resta pressoché costante al di sotto dei 3 \$/MBtu. Il prezzo medio semestrale del gas sul principale mercato europeo (il TTF olandese) è salito dai 17 €/MWh medi del 2017 a 21 €/MWh (+22,6%), mentre sul mercato all'ingrosso italiano il prezzo è aumentato del 17% nell'intero semestre (collocandosi a quasi 23 €/MWh rispetto ai 19,5 €/MWh dell'anno precedente). Gli ultimi dati disponibili indicano poi che a settembre il prezzo medio mensile al TTF supererà probabilmente i 27 €/MWh, mentre al PSV potrebbe avvicinarsi ai 30 €/MWh (Figura 2.7). Si tratta di livelli che nei mesi centrali dell'anno non si registravano dal 2013, simili a quelli dello scorso inverno, dunque in contrasto con il normale andamento stagionale (prezzi più deboli in estate quando scende la domanda di riscaldamento).

Dietro a questo fenomeno vi è una combinazione di fattori, che hanno parzialmente sorpreso gli analisti, che all'inizio dell'anno ritenevano invece più plausibile un calo dei prezzi rispetto al primo trimestre, in linea con la suddetta stagionalità del mercato. Si tratta di fattori che hanno cambiato il consenso prevalente sui mercati anche riguardo alle prospettive di breve periodo, con in più la crescente possibilità di picchi improvvisi nel caso di eventuali impreviste interruzioni delle forniture. Non si tratta però necessariamente di fattori tutti di tipo "strutturale", per cui per il medio periodo (3 anni) è ancora plausibile uno scenario di eccesso di offerta, che potrebbe favorire un nuovo calo dei prezzi.

In primo luogo, la domanda cinese di gas, spinta dalle politiche di riduzione dell'inquinamento locale, continua a crescere a tassi elevatissimi (+18% nel II trimestre 2018), assorbendo carichi di gas naturale liquefatto (GNL) che altrimenti sarebbero rimasti in Europa (+40% le importazioni), spingendo dunque i prezzi asiatici su livelli necessariamente più elevati dei già elevati prezzi europei e inusualmente solo di poco inferiori ai picchi invernali (nei mesi

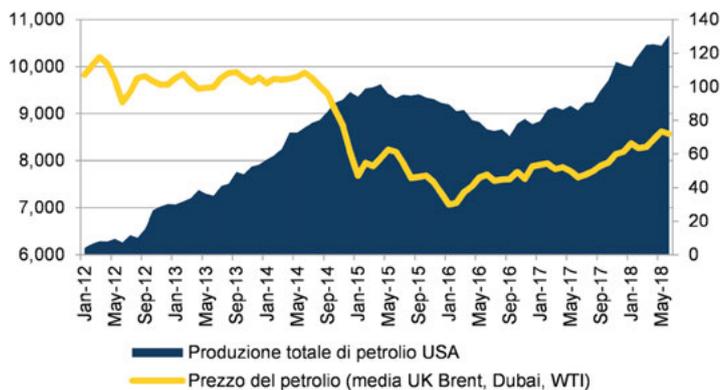


Figura 2.6 - Produzione di petrolio negli USA (Mbbbl/g, asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx)

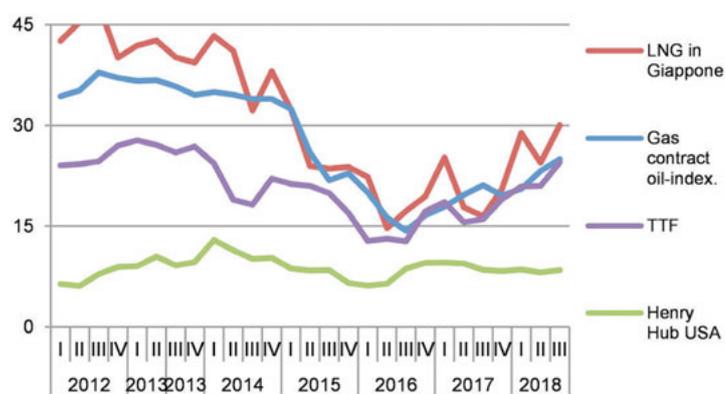


Figura 2.7 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

centrali dell'anno il differenziale di prezzo tra il mercato asiatico e quello europeo è rimasto non lontano dai 10 €/MWh; Figura 2.7). Secondo la più recente stima della IEA (Gas 2018), la Cina potrebbe diventare il maggiore importatore di GNL del mondo entro il 2019.

In secondo luogo, dal lato dell'offerta, la crescita della capacità di trasporto globale (principalmente nuova capacità di liquefazione) prevista entro il 2021, pure stimata nella significativa cifra di 300 miliardi di m³ (Oxford Institute for Energy Studies), per un verso presenta alcuni ritardi, per un altro verso potrebbe comunque non determinare quella situazione di *supply glut* che veniva prefigurata dalle previsioni di consenso fino a pochi mesi fa, laddove si materializzasse uno scenario di alta crescita della domanda dei Paesi emergenti.

Infine, in Europa l'ultimo inverno relativamente freddo, in particolare nei mesi di febbraio e marzo, ha aumentato la domanda di gas per riscaldamento e portato gli stoccaggi europei al di sotto del 19% (Figura 2.8), di gran lunga il minimo degli ultimi anni (a fine marzo del 2013 e del 2017 il tasso di riempimento era superiore al 25%). E in prossimità dell'inizio dell'inverno il tasso di riempimento degli stoccaggi europei resta al di sotto dei minimi degli ultimi cinque anni.

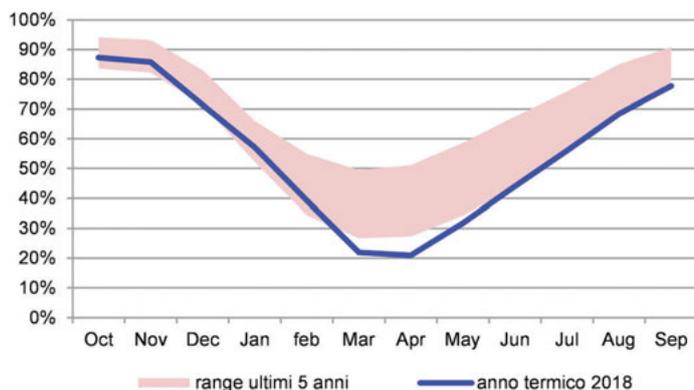


Figura 2.8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei (%)

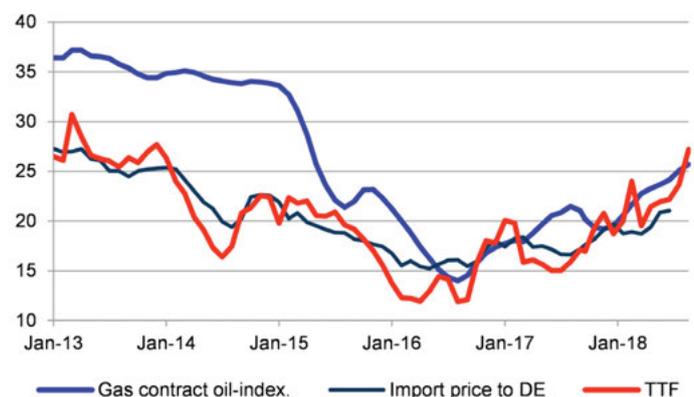


Figura 2.9 - Prezzo del gas naturale al TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)

In Europa i prezzi dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio restano competitivi ma tornano sopra il TTF

all'anno precedente, sono tornati al di sotto dei prezzi dei contratti indicizzati al petrolio. Ne sono state penalizzate probabilmente le importazioni in Europa di gas algerino, quelle più legate ai contratti indicizzati al petrolio.

Prezzo del carbone sempre sui massimi decennali. Impennata dei permessi di emissione europei

agosto (contro i circa 5 €/t della prima metà del 2017), segno dell'efficacia della riforma dell'Emission Trading System, che cerca di diminuire i crediti di emissione in eccesso presenti sul mercato.

Come previsto nell'Analisi trimestrale n. 1/2018, i forti rialzi dei prezzi del petrolio verificatisi negli ultimi mesi del 2017 si sono nel corso del 2018 riversati sui prezzi dei contratti indicizzati al petrolio (ricostruiti con alcune inevitabili approssimazioni in Figura 2.9), invertendo di nuovo il rapporto tra prezzi spot e prezzi dei contratti di lungo termine (il prezzo del petrolio ha un effetto ritardato di 6-9 mesi sui contratti di lungo-termine). Nel II trimestre del 2018, infatti, i prezzi al TTF, pur aumentati rispetto

I prezzi del carbone, aumentati in modo drastico nel corso del 2016, restano da allora su livelli molto elevati e anzi nei mesi centrali del 2018 hanno ripreso ad aumentare. Una ragione strutturale resta la domanda asiatica, legata alla crescita economica e alle politiche cinesi di limitazione della produzione interna. In Europa, un altro evento importante del 2018 è la forte ripresa del prezzo dei permessi di emissione, pressoché triplicato a circa 15 €/t nel II trimestre dell'anno e giunto a oltre i 20 €/t ad

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Consumi di energia primaria in crescita significativa, in continuità con i primi tre mesi dell'anno

Secondo le stime ENEA nel II trimestre 2018 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 38 Mtep, in netta crescita rispetto al II trimestre 2017 (+3%, circa 1,2 Mtep in più; la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi Nota metodologica). Tale ripresa dei consumi risulta in linea con il trend del precedente trimestre, in cui si era registrata una crescita del 3% rispetto ai primi tre mesi del 2017. Complessivamente nel corso dei primi sei mesi si stima, pertanto, un aumento dei consumi di energia primaria del 3% in termini tendenziali, 2,5 Mtep in più rispetto al I semestre 2017. Come emerge dalla Figura 2.10, in un'ottica più di lungo periodo i consumi nei primi sei mesi 2018 sono tornati a crescere in maniera decisa dopo un 2017 sostanzialmente stabile sui livelli del 2016, successivo al lungo periodo 2009-2014 di riduzione costante (fanno eccezione soltanto il 2010, per effetti di "rimbalzo"). I valori di consumo del I semestre 2018 si mantengono in ogni caso ancora ben al di sotto dei livelli pre-crisi (-14% rispetto al I semestre 2008).

Rallenta il disaccoppiamento tra energia ed economia

Dalla Figura 2.11 emerge come nel primo semestre del 2018 la crescita dei consumi di energia (in figura i consumi finali) sia risultata maggiore di quella prevedibile sulla base dell'andamento delle variabili guida (crescita economica, produzione industriale, fattori climatici e prezzi dell'energia), la cui spinta è stimabile di circa in il 2%. Questo dato confermerebbe un rallentamento del processo di disaccoppiamento fra energia ed economia che sembra caratterizzare tutti gli anni successivi alla fine della recessione (vedi Analisi trimestrale n. 1/2018). Se infatti nel 2009, anno della profonda recessione, e poi nel 2010, anno del successivo rimbalzo, consumi di energia e superindice sono andati di pari passo, nei successivi quattro anni (2011-2014), caratterizzati da crescita economica bassa o negativa, i consumi di energia si sono invece ridotti in misura significativamente più marcata rispetto a quanto spiegabile sulla base dell'andamento delle variabili guida. A partire dal 2015 il parallelismo tra consumi energetici e superindice è poi tornato a intensificarsi, con la forse momentanea eccezione della seconda metà del 2017, quando un parziale segnale di disaccoppiamento era venuto dal settore dei trasporti. I dati della prima metà del 2018, per quanto in parte ancora provvisori, sembrano però non confermare quanto osservato l'anno passato, vista la significativa ripresa dei consumi di energia del settore trasporti.

In ripresa fonti rinnovabili e petrolio, giù i consumi di gas

In termini di fonti energetiche primarie (Figura 2.12), nel II trimestre 2018 il petrolio ha invertito il trend di riduzione iniziato nella prima metà del 2016, facendo registrare un aumento dei consumi di circa l'8%, oltre 1 Mtep in più rispetto allo stesso periodo 2017; tale dato risulta in linea con le stime dei primi tre mesi dell'anno, in cui tuttavia

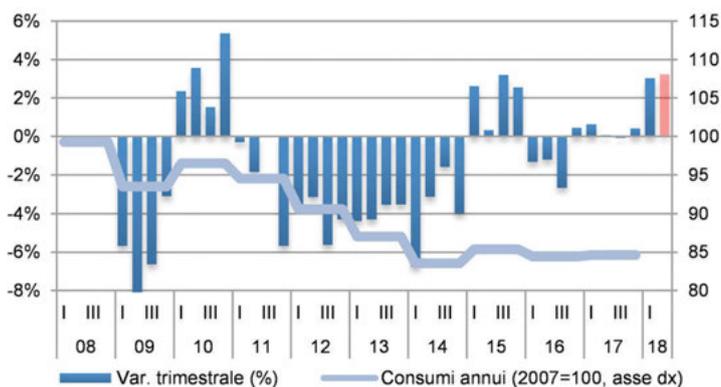


Figura 2.10 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

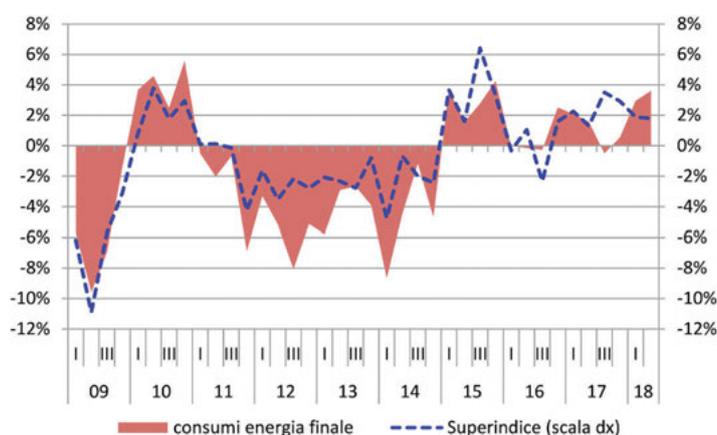


Figura 2.11 - Variazioni tendenziali della domanda di energia finale (asse dx) e superindice ENEA (%)

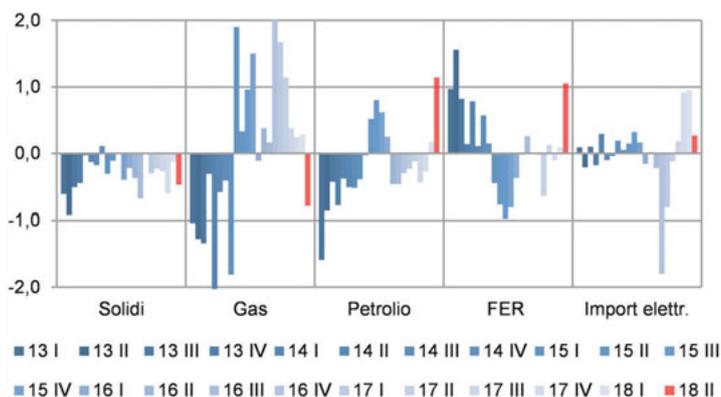


Figura 2.12 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

la crescita tendenziale era risultata assai più modesta, pari all'1% di consumi petroliferi. Complessivamente nel I semestre 2018 l'aumento in termini tendenziali è pari al 4,7%. I consumi di prodotti petroliferi nel trimestre in analisi sono stati trainati dalla petrolchimica, carboturbo e soprattutto dal gasolio motori, risultato in aumento di circa mezzo Mtep dopo quattro trimestri consecutivi di riduzione. In controtendenza rispetto al trend di crescita pressoché costante osservato dall'inizio del 2015, nel trimestre di analisi i consumi di gas si sono invece ridotti del 7% (circa 0,8 Mtep) rispetto allo stesso periodo 2017 (-1,6% la variazione tendenziale nei primi sei mesi). La riduzione è imputabile alla minore produzione termica legata in primis all'aumento della produzione idroelettrica, oltre che al ritorno alla normalità dell'import di energia elettrica dalla Francia (+0,27 Mtep la variazione tendenziale).

Le fonti energetiche rinnovabili (escluse biomasse per usi termici), in continuità rispetto ai primi tre mesi dell'anno in corso, risultano in crescita del 15%, 1 Mtep in più rispetto al II trimestre 2017, grazie soprattutto alla ripresa della generazione idroelettrica (+53% rispetto al II trimestre 2017, che è risultato il peggiore II trimestre dal 2010). In termini cumulati, nei primi sei mesi dell'anno le FER sono cresciute del 9% rispetto allo stesso periodo del 2017. Ancora in contrazione i combustibili solidi, di oltre il 10% nel semestre rispetto ai primi sei mesi del 2017. In una ottica di più lungo periodo (Figura 2.13), le FER sono tornate su una traiettoria moderatamente ascendente dopo lo stop del triennio 2015-2017 dovuto alla ridotta idraulicità ed al rallentamento delle FER intermittenti. Il gas naturale, che dall'inizio del 2017 rappresenta la prima fonte primaria italiana (in termini di consumi medi annui), nel corso dell'ultimo trimestre è tornato a scendere, interrompendo la fase di crescita degli anni 2015-2017. Il petrolio nel corso del I semestre 2018 ha invece invertito il trend di riduzione costante dell'ultimo decennio (con l'eccezione del 2015). Infine, il carbone prosegue la traiettoria di riduzione iniziata nel 2012.

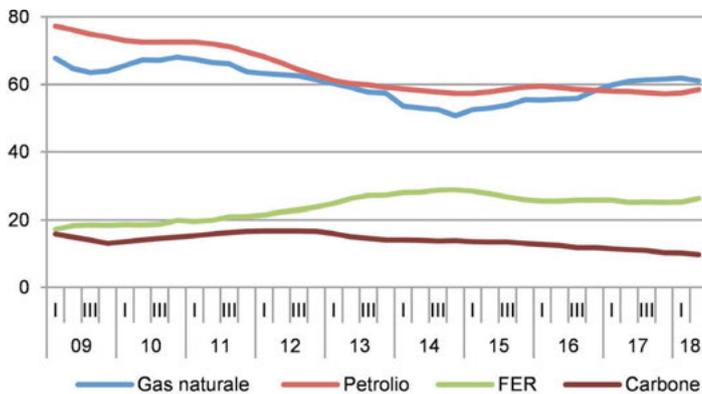


Figura 2.13 - Consumi annuali di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)

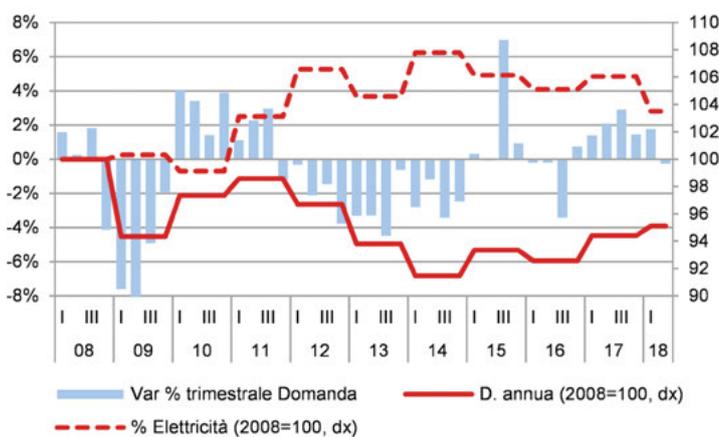


Figura 2.14 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)

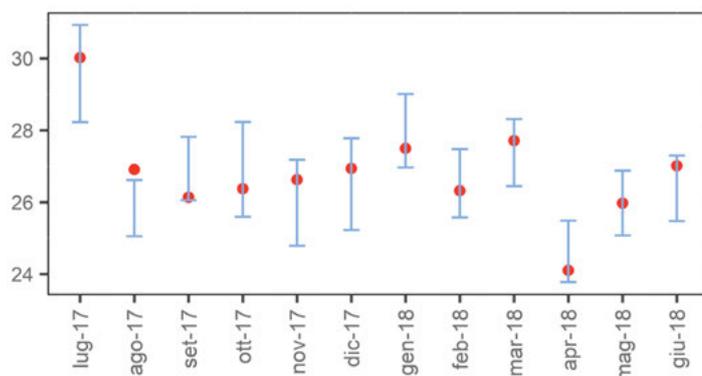


Figura 2.15 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)

Si interrompe la ripresa dei consumi elettrici

Nel II trimestre 2018 i consumi

di energia elettrica si sono attestati a 77,1 TWh, in lievissimo calo rispetto allo stesso periodo dell'anno 2017 (-0,3%). In riferimento ai primi sei mesi dell'anno, tuttavia, la domanda elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo 2017, di circa 1,2 TWh (+0,8%). Il risultato del II trimestre 2018 in ogni caso interrompe la serie di variazioni positive dei precedenti sei trimestri (Figura 2.14), seguita alla stagnazione degli anni 2015-2016 (al netto di episodiche variazioni legate a fattori climatici) ed al precedente lungo periodo di contrazione degli anni 2012-2014. Una parziale conferma viene dalla depurazione del dato grezzo, per tener conto del numero di giorni lavorativi e del clima (Figura 2.15). Negli ultimi tre mesi di analisi, infatti, la richiesta di energia elettrica si è collocata mediamente al centro dell'intervallo di previsione al 95%: in particolare sull'estremo inferiore per il mese di aprile, al centro per il mese di maggio, sull'estremo superiore per giugno. Tale elaborazione indica pertanto che i consumi effettivi sono da ritenere in linea (almeno mediamente) col valore atteso derivante da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale. In riferimento ai primi sei mesi dell'anno, alla luce del tasso di crescita dei consumi finali particolarmente elevato (+3% la variazione tendenziale) rispetto a quello della sola domanda di energia elettrica (+0,8%), la elettrificazione del sistema energetico risulta in riduzione (Figura 2.14). L'au-

mento dei consumi del primo semestre è infatti in larga misura imputabile all'incremento del gas naturale per usi riscaldamento (nel corso del I trimestre) ed alla ripresa dei consumi di prodotti petroliferi per i trasporti (nel corso del II trimestre).

In riduzione la produzione elettrica nazionale

Nel II trimestre 2018 la produzione elettrica nazionale si è attestata a circa 67,4 TWh, in riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2017 di 1,4 TWh (-2%). Tale dato risulta in linea con i primi tre mesi dell'anno, in cui si era registrata una contrazione del 4%. Pertanto, nel corso dei primi sei mesi la riduzione complessiva è pari al 3%, 4,3 TWh in meno rispetto al allo stesso semestre 2017. Nel trimestre di analisi, a fronte di una domanda sostanzialmente stabile sui livelli 2017 (-0,2 TWh), il saldo import-export è infatti aumentato di circa 1,2 TWh (+13%) rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. A risentirne è stata la produzione termoelettrica, in riduzione di oltre 15% rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale dato risulta in linea con i due trimestri precedenti, in cui si erano infatti registrate variazioni negative, seppur di minore entità (-7% nel I trim 2018, -4% nel IV 2017 in termini tendenziali), a confermare l'inversione di tendenza rispetto al lungo periodo di crescita dal 2015-2017 (+6% la variazione tendenziale su base trimestrale in media del periodo).

In ripresa la generazione elettrica da FER, spinta dall'idroelettrico, forte riduzione per il gas

Nel mix di generazione in forte contrazione il gas naturale, circa 0,8 Mtep la variazione tendenziale (Figura 2.16), che amplifica i risultati degli ultimi due trimestri: -18% nel trimestre di analisi, -10% nel I trimestre 2018, -2,5% nel IV 2017. La diminuzione, oltre che alla importante ripresa dell'import dopo lo stop del nucleare francese, è imputabile al forte aumento della generazione da FER (+22% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). L'incremento della produzione da FER, complessivamente di 5,5 TWh, è da ricercare esclusivamente nella ripresa dell'idroelettrico (+6,1 TWh la variazione tendenziale rispetto al II trimestre 2017, risultato il secondo trimestre meno performante degli ultimi dieci anni, Figura 2.17). In una ottica più di lungo periodo, la produzione idroelettrica è tornata al di sopra della media degli ultimi dieci anni; non accadeva dalla prima metà del 2015.

La produzione da FER intermittenti risulta invece in contrazione (-0,5 TWh), per la minore produzione solare (circa -6%), mentre è sostanzialmente stabile la produzione eolica (-0,3%). Il dato della produzione solare conferma il calo osservato nel I trimestre 2018, invertendo la tendenza di crescita dei precedenti 4 trimestri. La prima metà del 2018 ha inoltre confermato la tendenza registrata negli ultimi tre anni riguardo i dati sulla nuova potenza installata, in deciso calo rispetto allo stesso periodo del 2017 (vedi oltre).

Ulteriori cali, marginali in termini assoluti, hanno riguardato la generazione elettrica da solidi, giunta ormai all'undicesimo trimestre di contrazione consecutivo. Si interrompe invece la ripresa della generazione da prodotti petroliferi osservata nei precedenti tre trimestri, riprendendo il trend di riduzione iniziato nel 2016 fino a metà 2017 (modesti comunque i valori assoluti).

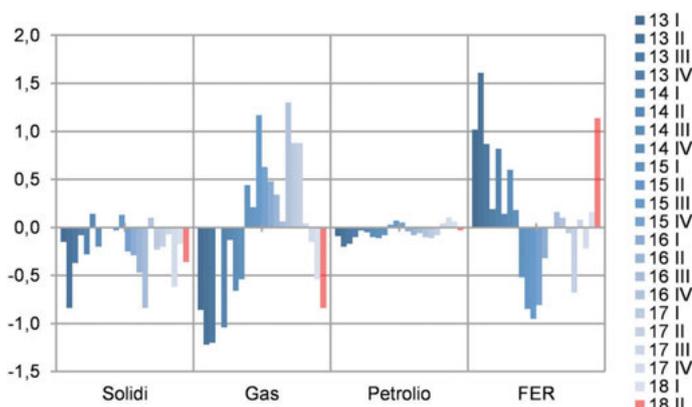


Figura 2.16 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

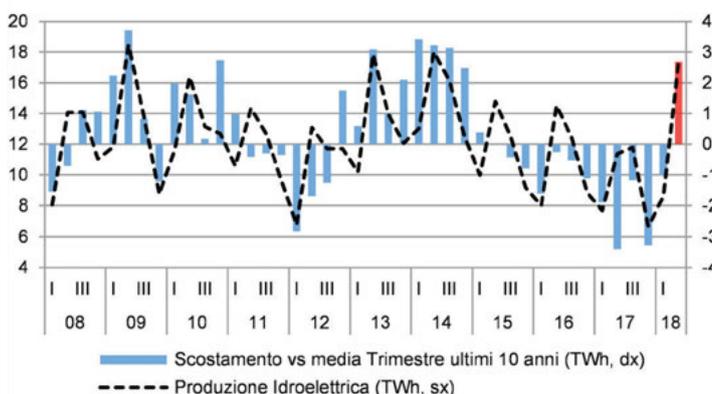


Figura 2.17 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)

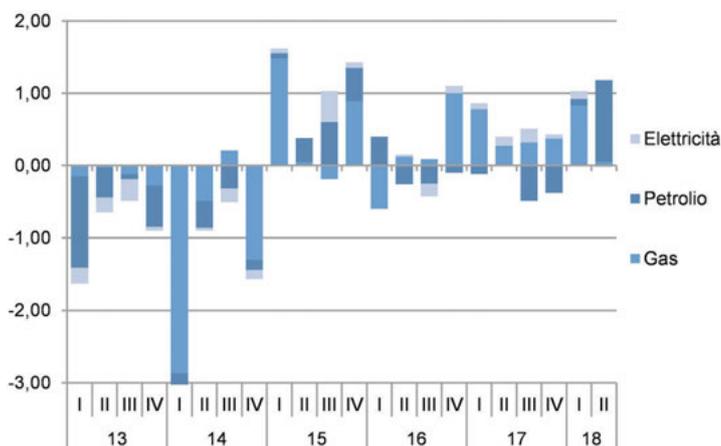


Figura 2.18 - Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)

In aumento i consumi in tutti i settori di impiego finale, trainati dal settore trasporti

I consumi finali di energia stimati per il II trimestre 2018 attestano a circa 27,2 Mtep, in aumento del 3,5%, circa un Mtep in più rispetto al corrispondente trimestre del 2017. Il dato conferma le stime ENEA dei primi tre mesi dell'anno, in cui si era osservata una variazione tendenziale pari a circa il 3%; nei primi sei mesi si stima pertanto un aumento complessivo del 3,2% dei consumi finali rispetto allo stesso periodo del 2017 (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Si sottolinea come tale aumento sia in linea con un trend di crescita costante iniziato da fine 2016, a cui fa eccezione il solo III trimestre 2017 (sostanzialmente stabile in termini tendenziali, Figura 2.18). L'aumento dei consumi risulta in larghissima parte imputabile alla ripresa dei prodotti petroliferi, cresciuti di oltre 1 Mtep su base trimestrale (+8%), in controtendenza rispetto alla riduzione del 2017 e alla sostanziale stagnazione dei primi tre mesi del 2018. In lieve aumento anche i consumi di gas naturale, circa l'1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, per ragioni sia climatiche che di ripresa delle attività industriali (in termini cumulati si registra un incremento dei consumi di gas del 4% nei primi sei mesi, rispetto allo stesso periodo del 2017). Tale incremento, se pur di lieve entità, risulta in linea con il trend di crescita dei consumi di gas dei precedenti otto trimestri (dal II trimestre 2016). In contrazione, invece, i consumi elettrici, come già segnalato in precedenza. Come emerge dalla Figura 2.19, in termini di andamenti settoriali è in primis il settore dei trasporti a trainare l'incremento complessivo dei consumi finali, con una variazione tendenziale trimestrale superiore al +4%; in crescita anche i consumi in tutti gli altri settori di impiego finale, industria in primis.

In ripresa i consumi nei trasporti

Nel II trimestre 2018 i consumi totali del settore trasporti sono stati pari a circa 10,3 Mtep, in netta ripresa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+4%). Tale dato pare confermare l'arresto del trend di riduzione osservato nella seconda metà del 2017. I primi tre mesi del 2018 avevano infatti visto consumi sostanzialmente sugli stessi livelli di quelli del I trimestre 2017. In termini cumulati, nei primi sei mesi dell'anno in corso la crescita complessiva dei consumi rispetto allo stesso semestre del 2017 è stata quindi di circa il 2%. La ripresa dei consumi è da ricercare nell'incremento dei consumi del trasporto stradale, tornati ad una variazione positiva (di quasi mezzo Mtep, circa il 5%), dopo quattro trimestri di contrazione consecutivi; se si esclude il I trimestre 2017, in cui i consumi erano risultati sostanzialmente stabili, l'inizio del trend di riduzione risaliva addirittura al II trimestre 2016.

Come emerge dalla Figura 2.20, sono state le vendite di gasolio motori a trainare il settore, con aumenti tendenziali di circa 0,4 Mtep (+7,5%), ad invertire un trend di riduzione costante dei quattro trimestri precedenti (-1,4% di variazione media tendenziale nel periodo). Sostanzialmente stabili i consumi di benzina rispetto allo stesso trimestre del 2017, a frenare la costante riduzione iniziata dal II trimestre 2016 (otto le variazioni negative). Ancora in riduzione invece le vendite di GPL per autotrazione (5% in termini tendenziali), così come nei precedenti due trimestri. Nel corso del II trimestre 2018 il dato sui consumi di energia per trasporto stradale sembra solo parzialmente in linea con gli indicatori di traffico veicolare. I dati relativi al traffico autostradale merci mostrano variazioni positive significative, pari al 3% rispetto allo stesso periodo del 2017, in linea quindi con la ripresa economica e con l'aumento dei

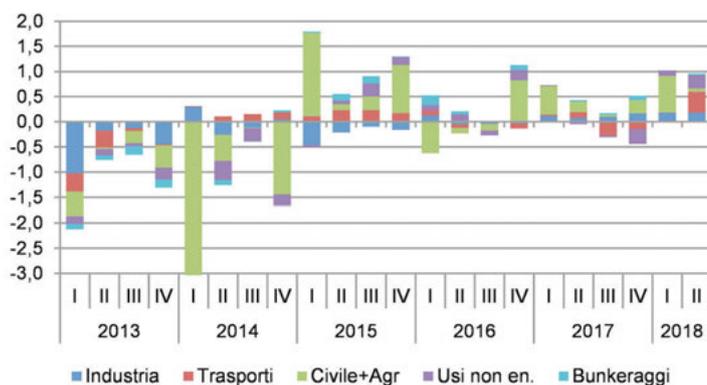


Figura 2.19 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

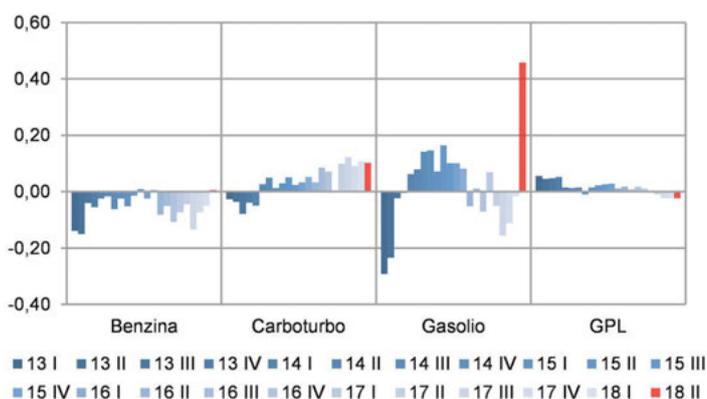


Figura 2.20 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)

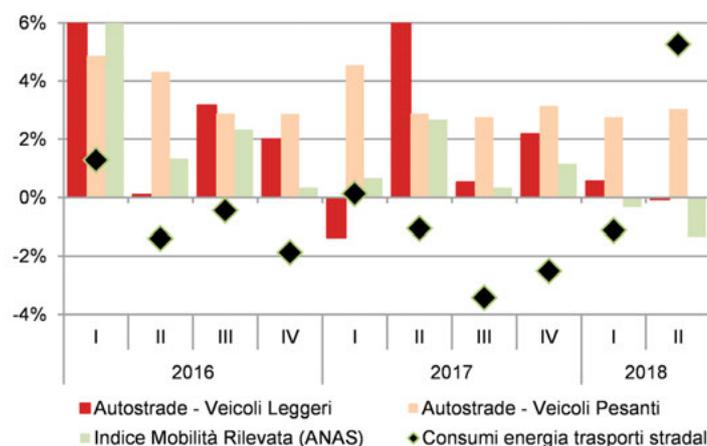


Figura 2.21 - Consumi di energia trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)

consumi energetici del settore. Il traffico autostradale dei veicoli leggeri risulta invece sostanzialmente stabile sui livelli del II trimestre 2017. L'Indice di Mobilità Rilevata elaborato dall'ANAS (IMR), risulta nell'ultimo trimestre in riduzione, in controtendenza quindi con l'andamento dei consumi del settore (-1,3%, Figura 2.21).

Continua la ripresa dei consumi industriali, in linea con la ripresa economica

Secondo la stima preliminare ENEA i consumi dell'industria per il II trimestre 2018 si sono attestati a circa 6,7 Mtep, in aumento di oltre due punti e mezzo percentuali rispetto ai livelli dello stesso trimestre dell'anno precedente. Questo dato consolida la fase di ripresa dei consumi del settore, ormai giunti alla sesta variazione trimestrale consecutiva, che segue la lunga fase di continue riduzioni del periodo 2012-2016. In riferimento ai primi sei mesi dell'anno, complessivamente l'aumento dei consumi del settore è pari a circa il 2,5%. La Figura 2.22 mostra come questa fase di ripresa sia in linea con l'andamento del principale driver dei consumi energetici del settore, la produzione industriale. Negli ultimi sei trimestri consumi energetici e driver hanno proceduto appaiati. Anche se in misura minima, la crescita dei consumi settoriali rimane leggermente inferiore a quella dell'indice di produzione industriale.

La Figura 2.23 evidenzia l'andamento dei consumi settoriali e dei due driver, indice di produzione industriale e produzione beni intermedi 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 aperta nel corso del 2016, andato via via riducendosi nel corso del 2017. Nel 2017 la variazione annua dei consumi è stata infatti pari all'1,7%, a fronte di una variazione dell'indice di produzione del 2,7%, mentre nel 2016 i consumi settoriali erano risultati sostanzialmente stabili sui livelli dell'anno precedente, a fronte di un aumento dell'1,9% della produzione di beni intermedi. Nel corso dei primi sei mesi dell'anno si osserva tuttavia un sostanziale riallineamento dell'andamento dei consumi di energia e della produzione industriale totale.

In leggero aumento i consumi del settore civile, spinti da fattori climatici e dalla crescita del settore dei servizi

Nel II trimestre 2018 i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una leggera crescita, di circa un punto percentuale rispetto al dato dello stesso periodo del 2017, raggiungendo i 7,5 Mtep. Anche in questo caso gli ultimi dati sembrano confermare la recente fase di ripresa dei consumi, giunta al settimo trimestre consecutivo di variazione di segno positivo (dal IV trim. 2016). In riferimento ai primi sei mesi dell'anno, complessivamente la crescita è stata superiore al 3% rispetto allo stesso periodo 2017.

L'andamento, come emerge dalla Figura 2.24, risulta in linea con l'evoluzione delle variabili guida. In particolare, la spinta ai consumi nel trimestre di analisi è da imputare ai consumi per riscaldamento, dovuti ad una prima metà del mese di aprile caratterizzata da temperature più rigide rispetto alla media.

Anche la crescita economica del settore terziario ha fatto registrare un aumento del +1% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, spingendo dunque i consumi del settore.

Secondo la stima preliminare ENEA i consumi dell'industria per il II trimestre

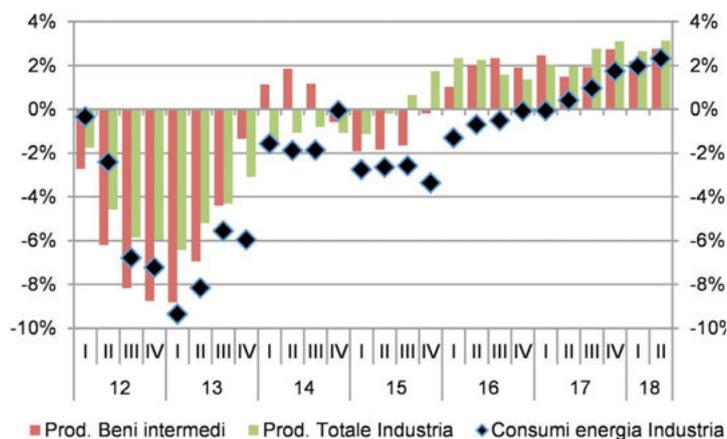


Figura 2.22 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %)

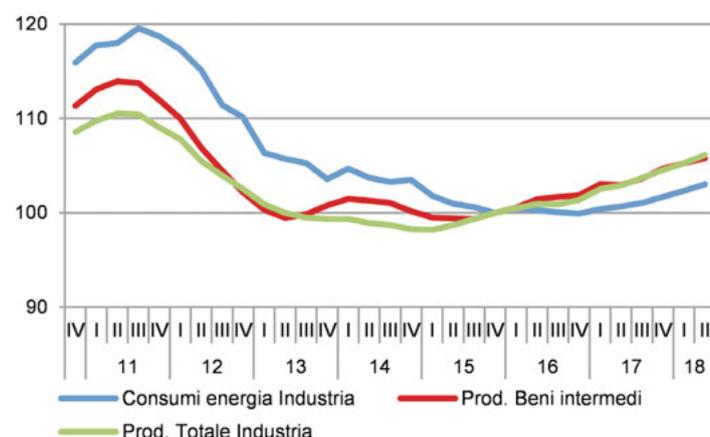


Figura 2.23 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)

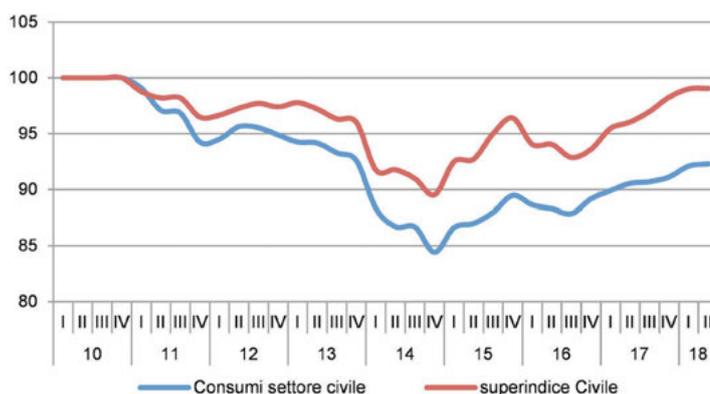


Figura 2.24 - Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)

3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Nel I semestre 2018 si ridimensiona la forte riduzione delle emissioni della seconda metà del 2017

Secondo le stime ENEA, nel corso del II trimestre 2018 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano risultano in calo rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2017 di oltre un punto e mezzo percentuale, in controtendenza quindi rispetto a quanto osservato nel corso del I trimestre 2018, in cui erano risultate sostanzialmente stabili sui livelli del I trimestre 2017. Complessivamente nel corso dei primi sei mesi dell'anno in corso le emissioni di CO₂ sarebbero pertanto in leggera diminuzione (-0,7% rispetto al I semestre 2017). Alla luce del notevole aumento dei consumi di energia registrato nella prima metà dell'anno si riscontra dunque un significativo disaccoppiamento tra emissioni e consumi di energia (aiutato da fattori congiunturali, come il rimbalzo della produzione idroelettrica). La modesta riduzione delle emissioni registrata anche nel primo semestre dell'anno in corso delinea però un trend sempre meno in linea con gli obiettivi di lungo periodo, che inoltre potrebbero presto essere rivisti al rialzo.

Il dato dei primi sei mesi dell'anno sembra quindi interrompere la forte riduzione registrata nel corso della seconda metà del 2017, quando nel III e IV trimestre si erano registrate riduzioni tendenziali superiori al 2% (Figura 3.1; N.B.: vedi Nota metodologica).

Le riduzioni nella generazione elettrica compensate dai settori ESD, in primis i trasporti

La riduzione delle emissioni di CO₂ registrata nel II trimestre è il risultato di due componenti opposte: ad una forte contrazione delle emissioni del settore rientranti nell'Emission Trading System (ETS), pari al -10% tendenziale, si è infatti contrapposto un aumento in quelli non-ETS (i settori disciplinati dalla Effort Sharing Decision, ESD, le cui emissioni sono cresciute del 4% tendenziale (Figura 3.2). La riduzione dei settori ETS nel I trimestre è in linea con il trend di riduzione dei due trimestri precedenti, accentuandolo ulteriormente (la riduzione era stata del 6% nel IV trimestre 2017, del 4% nel I trimestre 2018). Complessivamente nel corso del I semestre dell'anno le emissioni del settore ETS si sono quindi ridotte del 7% rispetto allo stesso periodo 2017. La contrazione del II trimestre 2017 è spiegabile, come per i due trimestri precedenti, con il superamento dei fattori congiunturali che avevano spinto all'aumento delle emissioni nel corso del 2015-2016: crisi del nucleare francese e scarsa idraulicità. Il ritorno della produzione nucleare francese sui livelli standard, insieme alla inevitabile risalita della produzione idroelettrica dai minimi decennali, hanno infatti determinato una sostanziale riduzione della generazione termoelettrica, contribuendo in maniera decisiva alla riduzione delle emissioni nel trimestre.

L'incremento delle emissioni dei settori ESD risulta invece in linea con la ripresa dei consumi finali, anche a ritmi più ra-

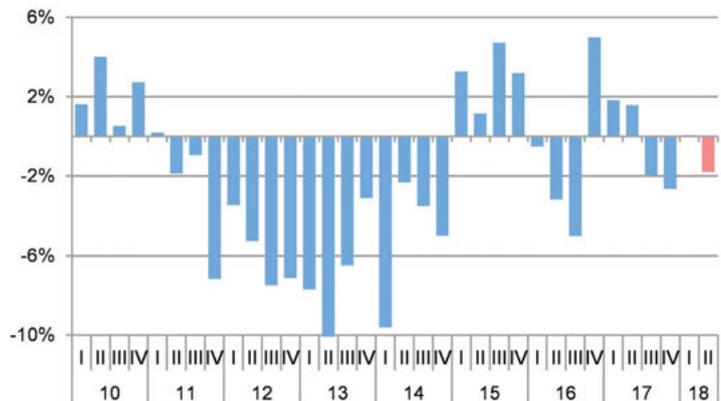


Figura 3.1 - Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

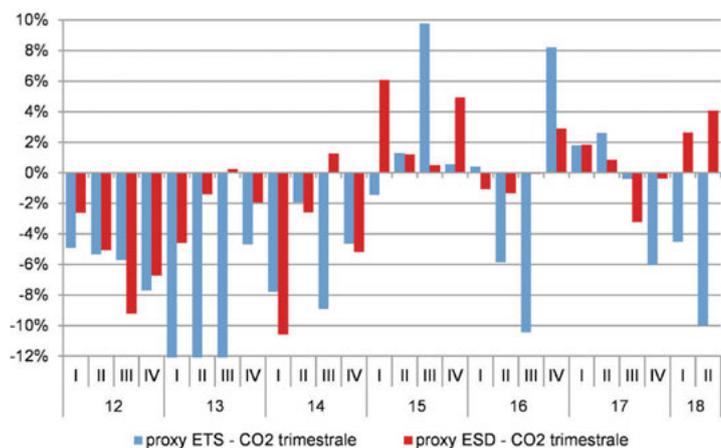


Figura 3.2 - Emissioni di CO₂ dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

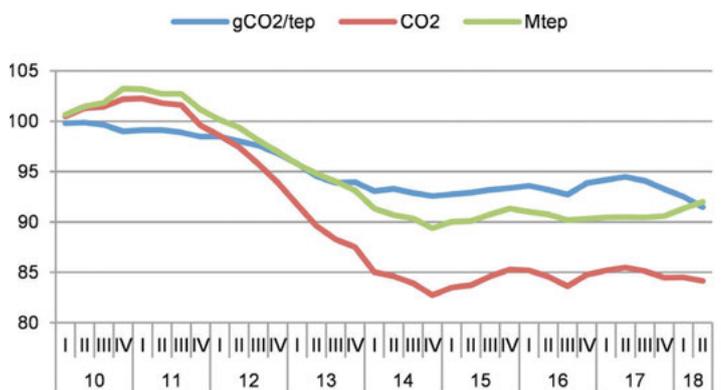


Figura 3.3 - Emissioni di CO₂, energia primaria ed emissioni specifiche (num. indice 2009=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

pidi: +4% l'incremento tendenziale nel trimestre delle emissioni nei settori ESD a fronte di una crescita dei consumi di circa il 3%. La ragione è imputabile al fatto che, nel trimestre in analisi, a crescere sono stati soprattutto i consumi di prodotti petroliferi per usi trasporti, caratterizzati da un elevato coefficiente di emissione di CO₂. Nel corso dei primi tre mesi dell'anno emissioni e consumi erano invece aumentati di pari passo (+2,5% circa rispetto al I trimestre 2017), per i maggiori consumi di gas naturale per riscaldamento per ragioni climatiche. Nei primi sei mesi del 2018 complessivamente le emissioni dei settori ESD sono quindi aumentate di oltre il 3% rispetto allo stesso periodo del 2017. In termini di contributi settoriali, oltre ai trasporti sono in aumento anche le emissioni del settore industriale (Figura 3.4).

Forte riduzione delle emissioni del settore della generazione elettrica, -18% rispetto allo stesso periodo del 2017

In linea con il trend dei tre precedenti trimestri, nel corso del II trimestre 2018 le

emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica risultano in forte riduzione, -18% rispetto allo stesso periodo del 2017. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno le emissioni del settore si sono quindi ridotte del 12% rispetto allo stesso periodo 2017. In Figura 3.5 la variazione tendenziale su base trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Ne emerge come nell'ultimo trimestre, in continuità con il trimestre immediatamente precedente, la forte contrazione delle emissioni sia il risultato di riduzioni di tutte e tre le componenti.

- Nel II trimestre 2018 la produzione totale netta si è ridotta del 2% in termini tendenziali, in continuità con i due trimestri precedenti (-4% in media), dopo quattro variazioni positive, dal IV trimestre 2016 al III 2017 (+6% in media). Negli ultimi due trimestri la produzione nazionale è infatti diminuita, nonostante i consumi sono risultati sostanzialmente stabili sui livelli del 2017, per la ripresa dell'import dalla Francia.
- Dopo una lunga fase durata circa tre anni, dal 2015 al 2017, di variazioni positive o in alcuni casi nulle, la quota di produzione termica sul totale nel trimestre in esame si è fortemente ridotta; tale riduzione, pari al 15% in termini tendenziali, risulta in linea con i primi tre mesi del 2018 (circa -3,5%). Nonostante la produzione da FER intermittenti si sia ridotta rispetto ai livelli dell'anno precedente, la ripresa della produzione idroelettrica ha infatti fortemente ridimensionato il peso della produzione termoelettrica nel mix di generazione nazionale (Figura 3.6).

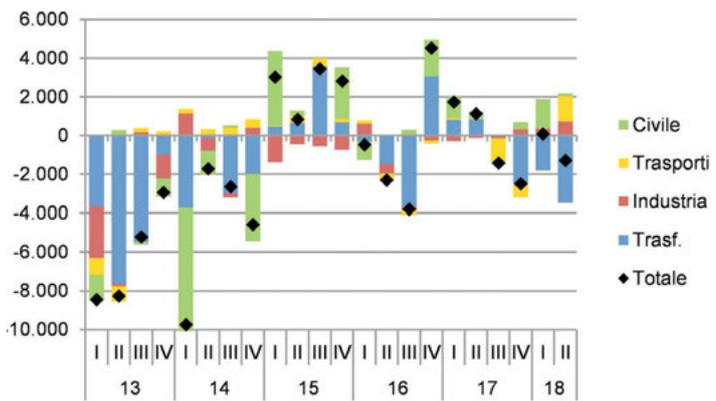


Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ dei settori (variazioni tendenziali, kt CO₂)

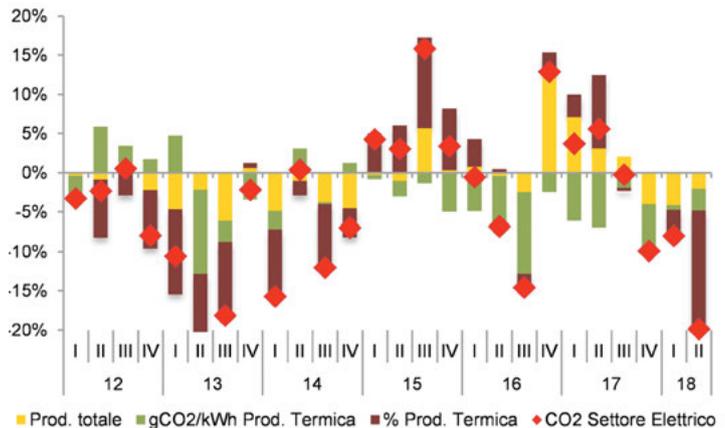


Figura 3.5 - Emissioni di CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

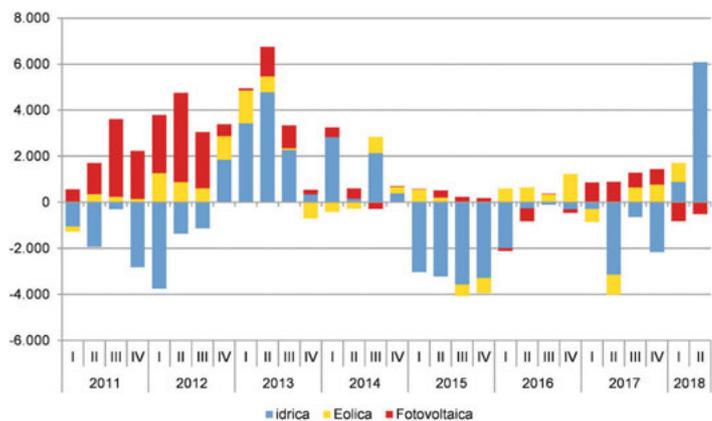


Figura 3.6 - Produzione elettrica da solare, eolico e idro (var. tendenziale, somma quattro trimestri, GWh)

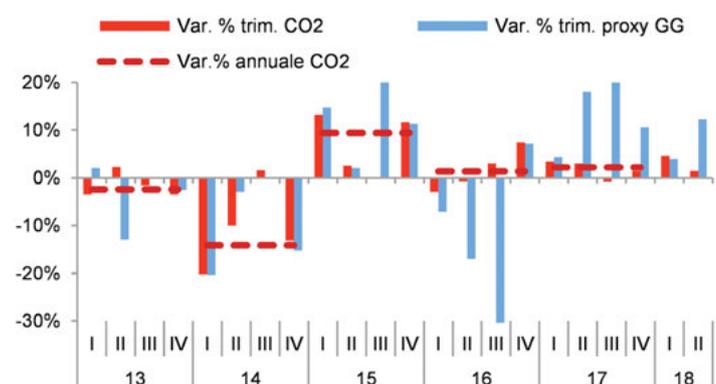


Figura 3.7 - Emissioni di CO₂ del settore civile e proxy gradi giorno (var. % trimestre su trim. anno prec.)

- Infine l'intensità carbonica della produzione termica (cioè le emissioni di CO₂ per kilowattora prodotto) è scesa nel corso del II trimestre 2018 di oltre il 2,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre nei primi tre mesi dell'anno la riduzione era risultata marginale (circa -0,6% rispetto al I trimestre 2017); il dato del II trimestre è in linea con il trend di lungo periodo, ma decisamente inferiore rispetto al biennio 2016-2017 (quando la variazione tendenziale era stata pari in media al -5,5%).

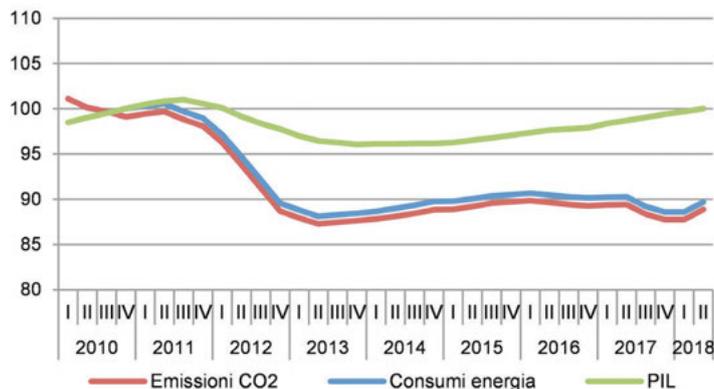


Figura 3.8 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

Emissioni dei settori ESD in forte aumento a causa della ripresa dei consumi nel settore trasporti

Nel II trimestre 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 a -33% al 2030 rispetto al 2005), sono risultate in aumento rispetto al I trimestre 2017, di circa il 4%. Tale aumento è da imputare sostanzialmente all'incremento dei consumi di energia nel settore dei trasporti, oltre che al settore civile. Nel corso dei primi sei mesi, complessivamente le emissioni dei settori ESD sono aumentate del 3% rispetto allo stesso periodo del 2017: nel I trimestre l'incremento di emissioni era infatti dovuto ai consumi di gas per riscaldamento, per ragioni di natura climatica (Figura 3.7).

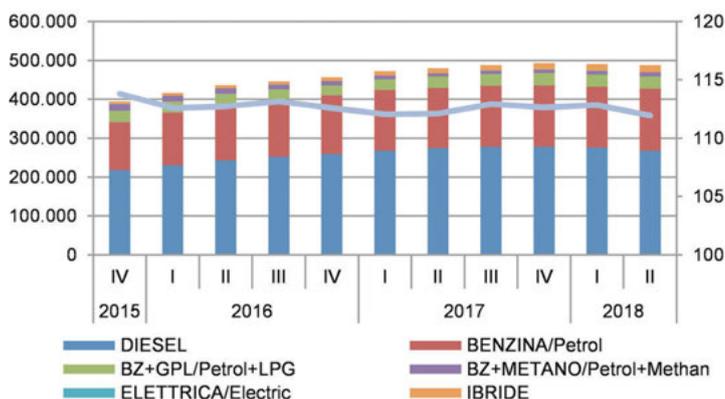


Figura 3.9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei veicoli immatricolati (gCO₂/km, asse dx)

In aumento le emissioni di CO₂ del settore trasporti, in riduzione le emissioni medie dei nuovi veicoli immatricolati

Le emissioni di CO₂ dell'intero settore trasporti, che nei primi tre mesi dell'anno erano risultate stabili sui livelli 2017, nel II trimestre 2018 sono cresciute in maniera importante, circa cinque punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno le emissioni risultano pertanto aumentate di circa il 2,5% in termini tendenziali. Come emerge dalla Figura 3.8, l'andamento delle emissioni anche nel corso del secondo trimestre di analisi è in linea con quello dei consumi del settore; la ragione sta nel mix di combustibili del settore, quasi esclusivamente costituito da prodotti petroliferi.

Rispetto all'andamento del PIL, consumi energetici ed emissioni, seppur su un trend di crescita, risultano evolvere a ritmi differenti nel trimestre in analisi: +1,4% la variazione tendenziale del PIL, +5% quella di emissioni e consumi dei settori si uso finale (esclusi bunkeraggi ed aviazione internazionale). Allargando lo sguardo ad un orizzonte di più lungo periodo l'andamento di consumi ed emissioni su base annua risulta invece in divaricazione rispetto all'andamento del PIL (Figura 3.8), sebbene a fasi alterne.

È poi di particolare interesse il dato relativo alle emissioni medie dei nuovi autoveicoli, in riduzione di quasi un punto percentuale rispetto ai primi tre mesi dell'anno, dopo che i precedenti quattro trimestri erano stati caratterizzati da incrementi positivi (+0,17% l'aumento medio in ogni trimestre rispetto al precedente). Il dato delle emissioni del nuovo immatricolato si è portato quindi a 112 gCO₂/km. Tale risultato, imputabile anche al forte incremento delle auto ad "alimentazione alternativa", reindirizza la traiettoria delle immatricolazioni verso il target di 95 CO₂/km del 2021. Quest'ultimo resta in ogni caso molto sfidante, così come i nuovi obiettivi stabiliti dal pacchetto di misure presentato nel novembre 2017 dalla UE per favorire lo sviluppo del settore dei veicoli a bassa emissione. Il pacchetto prevede entro il 2025 una riduzione delle emissioni medie del 15% rispetto al 2021, per arrivare al 30% nel 2030.

La divaricazione fra PIL e consumi sembra indicare la possibilità di una traiettoria di riduzione delle emissioni del settore legata a incrementi di efficienza del parco veicoli. Ma in controtendenza rispetto al trend di forte crescita registrato nel biennio 2016-2017 (mediamente +15% di variazione tendenziale trimestrale nel 2016, +7,5% nel corso del 2017), nel II trimestre 2018 il mercato dell'auto ha confermato il dato negativo dei primi tre mesi dell'anno, con una leggera contrazione al II trimestre del 2017 (-1,4%). La Figura 3.9 mostra tuttavia come i livelli di nuovo immatricolato restino ben al di sopra degli anni della "crisi" degli anni 2008-2013. I dati preliminari del III trimestre segnalano inoltre un forte calo delle nuove immatricolazioni, che porterebbe la variazione annuale in territorio negativo.

Riguardo alla composizione delle nuove auto immatricolate (Figura 3.10) si segnala in particolare la forte discesa delle vendite di alimentazioni diesel (-10%), circa 33 mila vetture in meno nel solo trimestre di analisi, che divengono oltre 40 mila in meno nei primi sei mesi dell'anno (oltre il 6,3%). Anche in questo caso i dati preliminari del III trimestre indicano un'accentuazione di questa tendenza. I forti cali del diesel risultano particolarmente se collocati in un orizzonte temporale di medio periodo. La tendenza al calo degli incrementi non è nuova, ma il passaggio a variazioni negative è certamente un fatto nuovo e di rilievo.

È invece in continuità con i primi tre mesi dell'anno il numero rilevante di auto elettriche ed ibride, che hanno fatto registrare importanti aumenti, rispettivamente +177% (1311 nuove auto elettriche) e +28% di auto ibride (circa 23 mila vetture), rispetto allo stesso del periodo 2017.

Trend ultimi tre anni: aumenta il peso dell'energia fossile nel mix, riduzioni contenute dell'intensità energetica del PIL

La Figura 3.11 mostra i risultati di una scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ negli ultimi cinque anni (ottenuta mediante la cosiddetta identità di Kaya, vedi Nota metodologica). Ogni istogramma mostra la variazione percentuale media annua delle cinque variabili di Kaya nei precedenti tre anni (NB: la somma delle variazioni delle cinque variabili corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂ negli stessi tre anni).

Il trimestre in analisi conferma il quadro degli ultimi sei trimestri. La variazione media annua delle emissioni positiva, sebbene il tasso medio annuo calcolato a metà 2018 sui tre anni precedenti risulta ridimensionato rispetto allo stesso tasso calcolato nei trimestri passati: ora è pari al +0,2%, a fine 2017 si era avvicinato al +1%.

In termini di componenti, una costante dell'ultimo anno e mezzo è la spinta alle emissioni che viene dal PIL pro-capite e dall'incremento della quota di fonti fossili sull'energia primaria, riflesso della ripresa del gas nella termoelettrica che ha caratterizzato gli ultimi tre anni. Altra costante è la spinta negativa proveniente invece dall'intensità energetica del PIL e dall'intensità carbonica delle fonti fossili (per la riduzione del carbone nella termoelettrica), che non sono però sufficienti a compensare le spinte positive delle altre componenti (Figura 3.12).

È interessante "depurare" le variazioni delle emissioni di CO₂ dalla spinta che viene dalla crescita economica (PIL/cap): azzerando il contributo della crescita economica nel II trimestre 2018 la riduzione media annua delle emissioni (sempre calcolata sui tre anni precedenti) sarebbe in riduzione dell'1,2%, invece che dello 0,2%. Ma si tratta comunque di una variazione molto inferiore a quella che si sarebbe registrata negli anni 2013-2015, gli anni della recessione: in quel caso, sempre nell'ipotesi di crescita economica nulla, la riduzione media annua delle emissioni sarebbero stata superiore al 3%. La Figura 3.11 mostra infatti come la riduzione delle emissioni abbia raggiunto il massimo a metà 2014, per poi progressivamente rallentare, fino ad arrivare a variazioni positive. A partire dal I trimestre 2017 le variazioni medie annue delle emissioni di CO₂ (calcolate sui precedenti tre anni) risultano infatti sempre positive, pur se su livelli contenuti (compresi tra il +0,1% e il +0,7%). Nel nuovo quadro di relativa crescita economica un ritorno alle forti riduzioni delle emissioni di CO₂ registrate intorno al 2014 pare pertanto problematico, e con esso anche il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine.

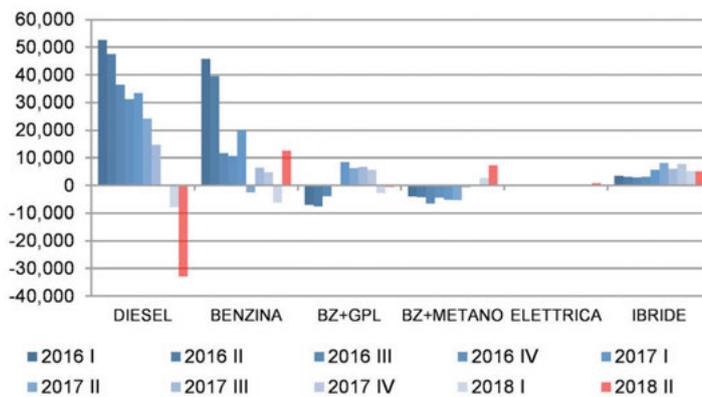


Figura 3.10 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)

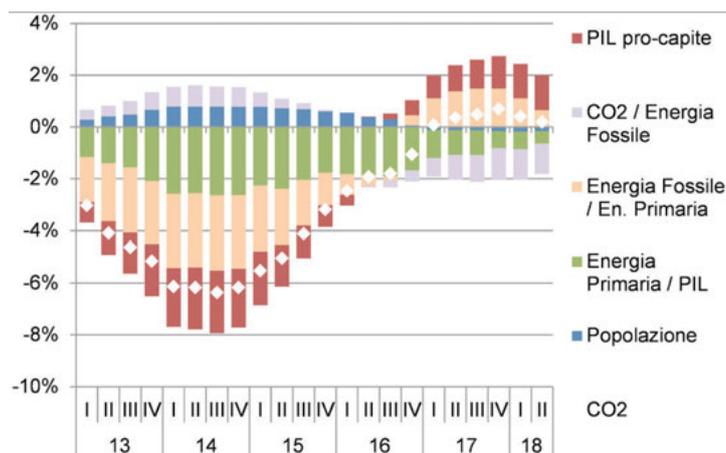


Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

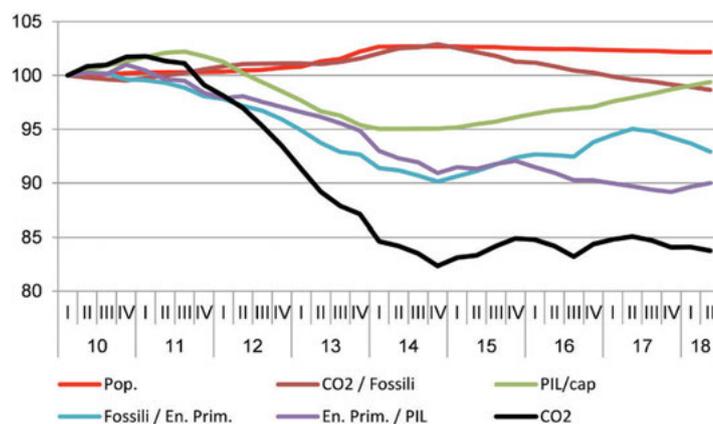


Figura 3.12 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

In forte calo la nuova potenza da fonti rinnovabili

La prima metà del 2018 ha confermato la tendenza registrata negli ultimi tre anni riguardo all'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili. In particolare, sono rimaste su valori molto contenuti le nuove installazioni di impianti di generazione elettrica da rinnovabili. Secondo le elaborazioni dell'osservatorio FER (su dati Terna) la nuova potenza eolica, fotovoltaica e idroelettrica connessa nei primi sei mesi del 2018 è stata pari a 334 MW, una variazione inferiore del 39% rispetto ai 551 MW installati nella prima metà del 2017. Nel caso del fotovoltaico e dell'eolico, le tecnologie da cui sono attesi i maggiori contributi per il raggiungimento degli obiettivi 2030, si tratta di incrementi della capacità installata compresi tra lo 0,5% e il 2%. Una conseguenza di ciò è che la proiezione della quota di FER sui consumi finali lordi per fine 2018, effettuata sulla base dei dati della prima metà dell'anno, indica la possibilità di un leggero calo di tale quota, perché la domanda di energia sembra aumentare più della produzione da fonti rinnovabili (Figura 3.13). Al di là del dato effettivo di fine anno è comunque rilevante che per il quarto anno consecutivo è probabile che questa quota registrerà variazioni minime, continuando ad oscillare intorno allo 17,5% raggiunto nel 2015.

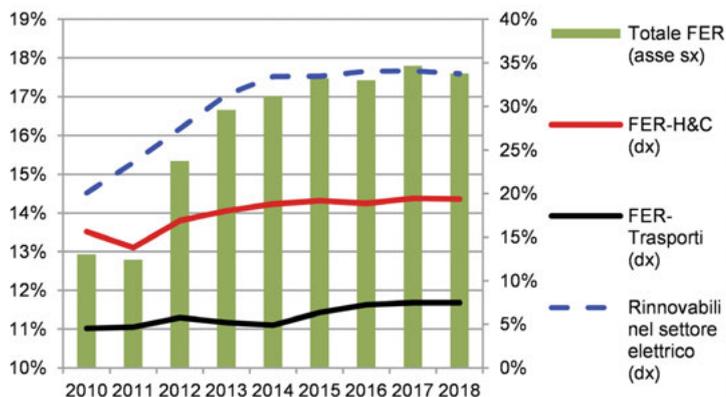


Figura 3.13 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sui consumi finali (%)

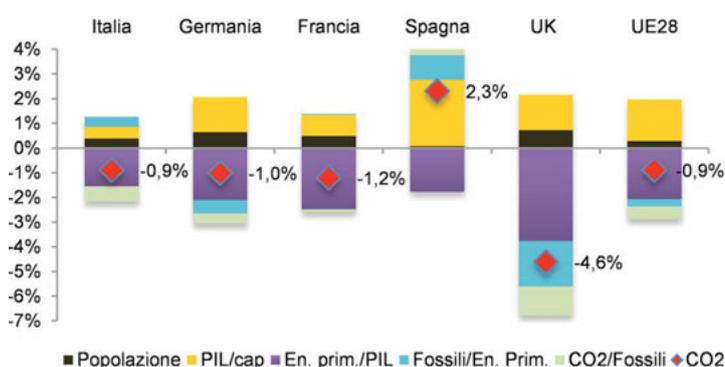


Figura 3.14 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE - Scomposizione (var. % m.a. 2017-2013)

Nel corso del 2017, le riduzioni di CO₂ in Italia in linea con la media UE28, ma a fronte di una ripresa economica più modesta

Per una valutazione della traiettoria delle emissioni di CO₂ italiane è interessante un confronto con le altre principali realtà economiche europee, possibile fino al 2017 grazie ai dati recentemente pubblicati nella BP Statistical Review of World Energy 2018. La Figura 3.14 mostra la variazione media annua delle emissioni di CO₂, con la relativa scomposizione effettuata secondo l'identità di Kaya, per i principali Paesi UE e per la media UE28, nel periodo 2014-2017. Ne emerge come l'Italia abbia ottenuto riduzioni medie annue delle emissioni di circa un punto percentuale, in linea quindi con la media UE, seppur a fronte di una ripresa economica più modesta; Germania e Francia, ad esempio, hanno ottenuto riduzioni anche più significative, pur in presenza di una crescita economica più sostenuta (componente PIL/cap). In Italia una spinta all'aumento delle emissioni nel periodo è venuta, oltre che dalla su citata ripresa economica, anche dalla componente "quota di fossili nel mix di energia primaria", per la ripresa del gas e la bassa idraulicità che ha caratterizzato l'ultimo triennio. La stessa componente ha invece spinto verso una diminuzione delle emissioni in Germania, Francia, Gran Bretagna e nella media UE. Un dato importante che emerge dal confronto internazionale è che in tutti i Paesi il contributo maggiore alla riduzione delle emissioni viene dalla componente intensità energetica del PIL. In Italia questo contributo è però, in valore assoluto, inferiore a quello che si registra in Germania, Francia, Gran Bretagna e nella media UE. La riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (CO₂/Fossili) risulta invece più importante in Italia che nel resto d'Europa, con l'eccezione della Gran Bretagna, per il costante ridimensionamento del ruolo del carbone nel nostro sistema energetico.

4 Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Leggero calo l'import di greggio, compensato dalla ripresa della produzione interna

Anche nel secondo trimestre 2018 le importazioni nette di greggio sono diminuite rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 4.1), attestandosi a circa 15.000 kt (-6%). Complessivamente, nella prima metà dell'anno l'import netto italiano si è ridotto del 4%. Il calo dell'import è legato all'aumento della produzione interna, che con un incremento di circa 600 kt, nell'intero primo semestre dell'anno, ha in buona parte compensato le minori importazioni nette. La produzione è aumentata in particolare nel II trimestre dell'anno, quando le quantità di greggio estratte sono più che raddoppiate (1249 kt) rispetto al corrispondente periodo del 2017, quando il Centro Oli Val d'Agri di Viggiano (PZ) fu fermato per 90 giorni fra aprile e luglio (Figura 4.2). 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.

Nella prima metà dell'anno la produzione interna ha coperto poco meno del 9% del consumo interno lordo di petrolio.

Guardando agli altri principali Paesi europei, nel primo semestre del 2018 le importazioni nette sono diminuite in Francia, Germania e Regno Unito, mentre nell'insieme dell'Unione Europea sono rimaste pressoché costanti. La produzione di petrolio europea si mantiene invece nel suo trend decrescente di lungo periodo, sebbene negli ultimi cinque anni la riduzione sia stata fortemente rallentata. Nel primo semestre del 2018 la produzione dell'UE a 28 ha perso circa 100 kt, nonostante la ripresa della produzione in Gran Bretagna (+300 kt), che da alcuni anni riesce a mantenersi quasi costantemente al di sopra delle 11 Mt trimestrali. Continua invece il calo costante della produzione in Germania (-1%).

In forte aumento le importazioni di greggio libico e saudita, scendono quelle dal Medio Oriente e dall'Asia centrale

La Figura 4.3 mostra la ripartizione della provenienza del greggio da diverse aree geografiche. Nel secondo trimestre 2018 il greggio mediorientale (Iran, Irak e Kuwait) si conferma quello che copre la quota più elevata delle importazioni, pari al 28,5% del totale. Nella prima metà del 2018 questa quota è risultata in flessione, perché nel primo semestre 2017 il greggio mediorientale aveva coperto circa il 32% del totale, ma resta comunque su valori più alti del decennio. Sono invece in forte crescita per il secondo trimestre consecutivo le importazioni di greggio saudita. Nell'intero primo semestre sono più che raddoppiate, attestandosi a 3,7 Mt e salendo da una quota del 9% a circa il 12,6% del totale.

Ancora in forte aumento le importazioni dalla Libia, che pure soffrono dei perduranti disordini nel Paese. Nella prima

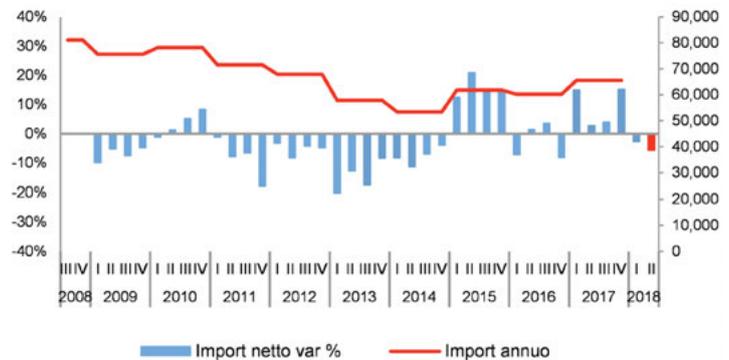


Figura 4.1 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx)

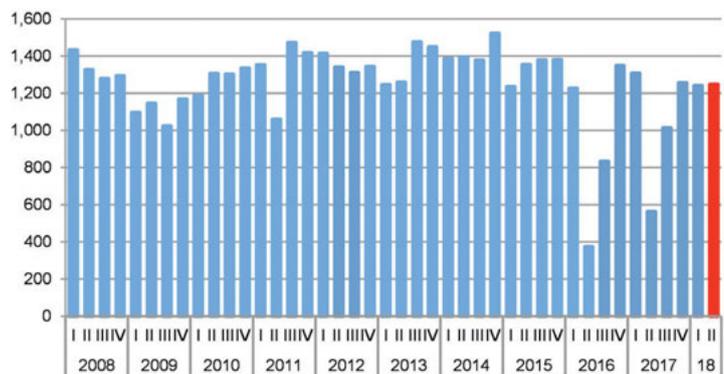


Figura 4.2 - Produzione interna di greggio (kt)

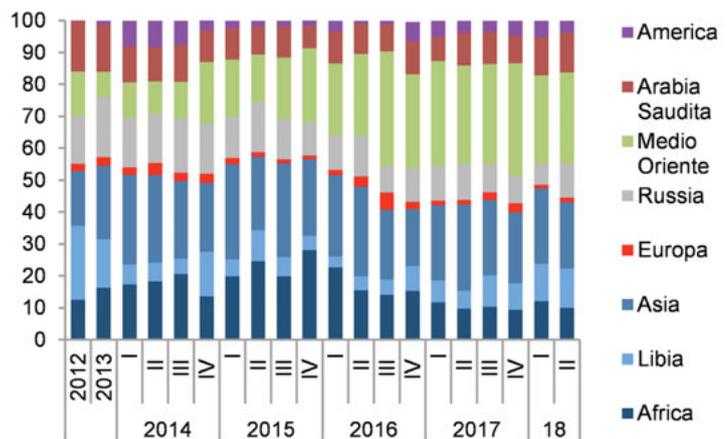


Figura 4.3 - Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

metà del 2018 il greggio libico entrato in Italia è stato pari a circa 3,7 Mt, un valore quasi triplo rispetto al corrispondente periodo del 2017. Il greggio libico è così arrivato a rappresentare il 12% dei volumi in entrata, quasi il doppio rispetto a un anno fa.

Il petrolio proveniente dalle regioni asiatiche (Azerbaijan e Kazakhstan) è in forte calo: nella prima metà del 2017 copriva il 25% delle importazioni italiane, nella prima metà del 2018 questa percentuale è scesa al 22%. L'Azerbaijan resta comunque di gran lunga il primo Paese fornitore di greggio per l'Italia, coprendo circa il 18% delle importazioni totali, pari a più di 5 Mt.

In forte calo anche il greggio russo, i cui volumi si sono ridotti di circa 880 kt (-24%), in linea con la tendenza di lungo periodo: cinque anni fa le importazioni dalla Russia rappresentavano poco meno del 20% del totale, nella prima metà del 2018 sono scese al di sotto del 10%.

Infine, non si registrano invece variazioni significative per il petrolio africano e quello americano, le cui quote sono rimaste (nel primo semestre) rispettivamente ferme all'11% e al 4,5% dei volumi importati.

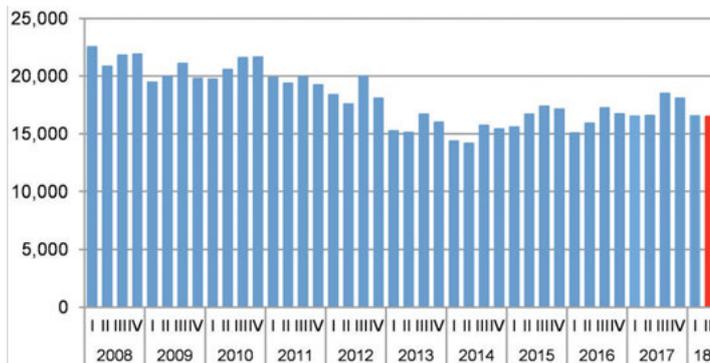


Figura 4.4 - Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

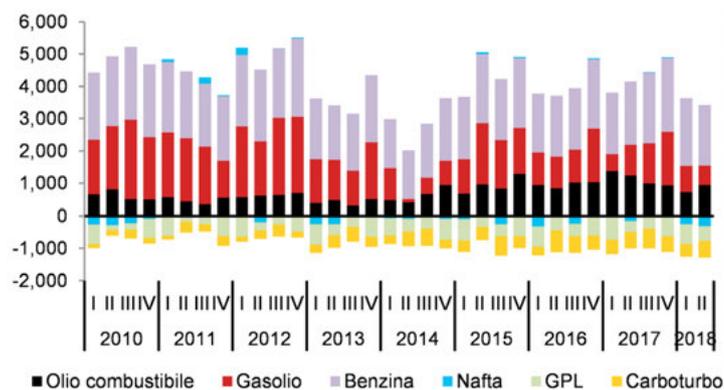


Figura 4.5 - Export netto prodotti petroliferi (kt)

Lavorazioni di greggio sui livelli del 2017 Nel secondo trimestre 2018 le lavorazioni di

greggio hanno mostrato un leggero calo (-0,5%). Nelle raffinerie nazionali sono state lavorate 16.492 kt di prodotto (Figura 4.4). Nell'intero primo semestre dell'anno le lavorazioni di greggio sono invece rimaste sui livelli del 2017 (-0,2%), che era stato un anno di notevole ripresa (+7% rispetto al 2016). È interessante notare che questa sostanziale invarianza delle lavorazioni si è registrata pur in presenza di consumi di prodotti petroliferi in significativo aumento (vedi cap. 2.2).

Il confronto con le altre realtà europee mostra la sostanziale stabilità delle lavorazioni dell'insieme delle raffinerie dell'UE28 (pari a 286 Mt nell'intero primo semestre, +0,3%). Variazioni significative si registrano in Spagna (+3%) e in Francia (-7%).

Marcata riduzione delle esportazioni nette italiane

nel primo trimestre, -13% nel secondo (Figura 4.5).

Nei primi sei mesi dell'anno le esportazioni nette italiane si sono pertanto ridotte da circa 7 Mt a meno di 6 Mt. Sono infatti diminuite del 7% (-1,1 Mt) le esportazioni, mentre sono aumentate del 3% (+0,2 Mt) le importazioni, che proseguono un trend iniziato nella seconda metà del 2016.

In particolare, cali significativi hanno riguardato le esportazioni di nafta (a fronte di importazioni invariate), olio combustibile (compensate da un aumento anche maggiore delle importazioni) e gasolio (-500 kt), che ha fatto invece registrare una riduzione pressoché equivalente delle importazioni (-450 kt). In aumento infine le esportazioni di benzina (+200 kt), circa il doppio dell'aumento delle importazioni.

L'aumento delle importazioni nette ha permesso di soddisfare il forte incremento della domanda di nafta, legata alla forte ripresa della petrolchimica, mentre l'aumento dei consumi di gasolio, pari a quasi 300 kt nel solo secondo trimestre, è stato soddisfatto con un calo pressoché equivalente delle esportazioni nette nello stesso trimestre.

Infine, prosegue il trend di lento ma costante aumento dei consumi di carboturbo (+11% nel semestre, pari a circa 200 kt in più), soddisfatto da un aumento delle importazioni che si protrae ormai da più di un decennio.

Rapporto produzione/consumo di gasolio verso la parità?

te spostarsi verso l'equilibrio tra produzione e consumo interno. Nella prima metà del 2018 il rapporto medio tra produzione e consumo è infatti sceso al di sotto del valore di 1,1, contro la media di 1,17 del I semestre 2017 (Figura

I dati del II trimestre del 2018 confermano quella che sembra una variazione significativa nel bilancio import-export di prodotti petroliferi italiani. In entrambi i primi due trimestri dell'anno l'export netto di prodotti petroliferi è risultato in forte calo: -5%

nel primo trimestre, -13% nel secondo (Figura 4.5).

Nei primi sei mesi dell'anno le esportazioni nette italiane si sono pertanto ridotte da circa 7 Mt a meno di 6 Mt. Sono infatti diminuite del 7% (-1,1 Mt) le esportazioni, mentre sono aumentate del 3% (+0,2 Mt) le importazioni, che proseguono un trend iniziato nella seconda metà del 2016.

In particolare, cali significativi hanno riguardato le esportazioni di nafta (a fronte di importazioni invariate), olio combustibile (compensate da un aumento anche maggiore delle importazioni) e gasolio (-500 kt), che ha fatto invece registrare una riduzione pressoché equivalente delle importazioni (-450 kt). In aumento infine le esportazioni di benzina (+200 kt), circa il doppio dell'aumento delle importazioni.

L'aumento delle importazioni nette ha permesso di soddisfare il forte incremento della domanda di nafta, legata alla forte ripresa della petrolchimica, mentre l'aumento dei consumi di gasolio, pari a quasi 300 kt nel solo secondo trimestre, è stato soddisfatto con un calo pressoché equivalente delle esportazioni nette nello stesso trimestre.

Infine, prosegue il trend di lento ma costante aumento dei consumi di carboturbo (+11% nel semestre, pari a circa 200 kt in più), soddisfatto da un aumento delle importazioni che si protrae ormai da più di un decennio.

Nell'ambito dei principali Paesi europei anche nella prima metà del 2018 l'Italia è risultato l'unico Paese con un eccesso di produzione di gasolio rispetto ai consumi interni (rapporto produzione/consumi>1). D'altra parte, inizia a essere significativa la tendenza che sembra consolidarsi negli ultimi trimestri: il sistema sembra lentamente spostarsi verso l'equilibrio tra produzione e consumo interno. Nella prima metà del 2018 il rapporto medio tra produzione e consumo è infatti sceso al di sotto del valore di 1,1, contro la media di 1,17 del I semestre 2017 (Figura

4.6). In una prospettiva di lungo periodo il valore raggiunto a metà 2018 è significativo. A partire dal 2013 vi erano stati diversi trimestri in cui il rapporto produzione/consumo è sceso al di sotto di 1,2, ma nell'ultimo decennio non era mai sceso al di sotto di 1,1.

Tendenze simili si riscontrano negli altri principali Paesi europei, che pure presentano storicamente una produzione di gasolio inferiore ai consumi. Negli ultimi tre anni il rapporto produzione/consumi in tutti i Paesi europei si è ridotto di una percentuale compresa tra l'8% (Spagna e Gran Bretagna) e il 16% (Germania).

Invariato su livelli elevati l'eccesso di produzione di benzina

Tendenze in parte simili si riscontrano per la benzina, per la quale tutti i Paesi europei sono invece accomunati da un rapporto produzione/consumo ben superiore della parità. Nel confronto con l'anno precedente nel II trimestre si registrano riduzioni significative del rapporto produzione/consumi in Francia e in Germania, dove il rapporto in questione si colloca ormai sulla parità (Figura 4.7). In Italia il valore medio del rapporto nel primo semestre è stato pari a 1,7, il secondo più alto dopo la Spagna, un valore pressoché identico a quello del primo semestre 2017.

Margini in calo, ma in linea con il Nord Europa

I margini di raffinazione presentano variazioni differenziate tra le diverse aree geografiche. In particolare, sono in netto calo i margini delle raffinerie del Mediterraneo (Figura 4.8), che in entrambi i due primi trimestri dell'anno si sono attestate a circa 2 \$/bbl (-44% rispetto alla media del primo semestre 2017). In valore assoluto i margini restano positivi e ben al di sopra di quelli

In calo, ma meno pronunciato, anche i margini della raffinazione per l'area nord-europea, che sono stimati a 4,7 \$/bbl nel II trimestre (-15%), a circa 4 \$/bbl come media semestrale, in questo caso con un calo del 25% rispetto al primo semestre 2017.

Ancora più ridotto è il calo dei margini delle raffinerie asiatiche (4,6 \$/bbl nel II trimestre, -5,8% tendenziale, che come media semestrale risultano addirittura in aumento rispetto al primo semestre dell'anno scorso, collocandosi a 5,3 \$/bbl (+8%).

Infine, nel II trimestre i margini della raffinazione USA sono invece tornati a crescere notevolmente, attestandosi a 9,6 \$/bbl (+9%). I margini delle raffinerie della Costa del Golfo statunitense continuano a collocarsi ben al di sopra dei margini europei, grazie alla disponibilità di un greggio (il WTI) che è caratterizzato da un basso contenuto di zolfo e il cui prezzo rispetto al Brent è quotato con uno sconto oggi sui massimi degli ultimi tre anni (Figura 4.9).

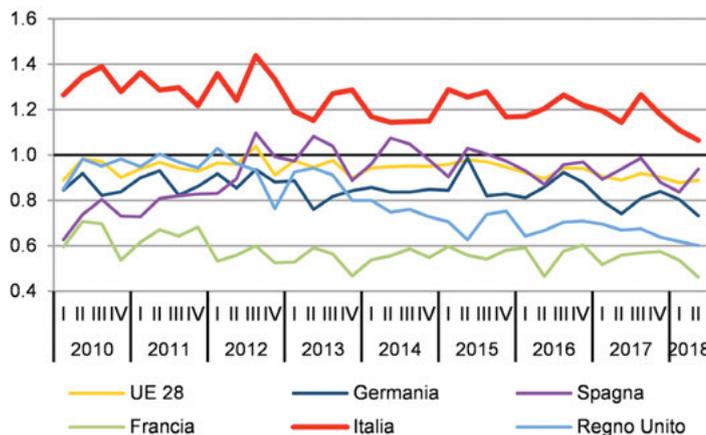


Figura 4.6 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

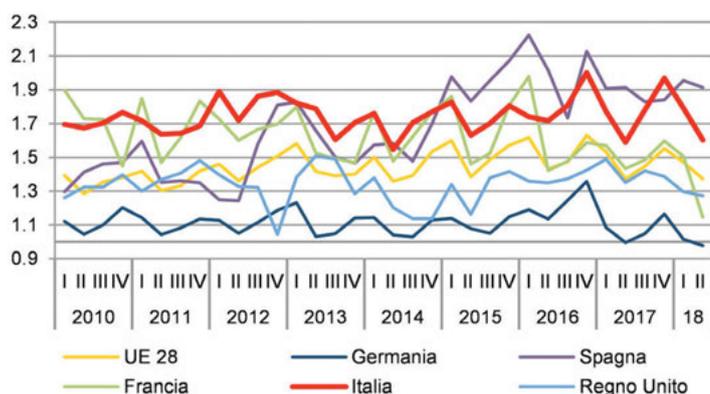


Figura 4.7 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina

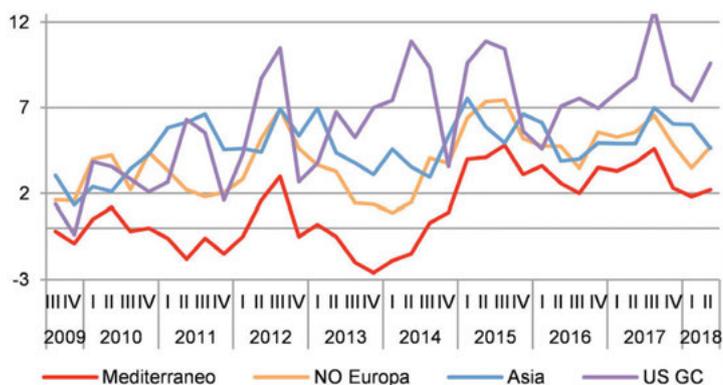


Figura 4.8 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

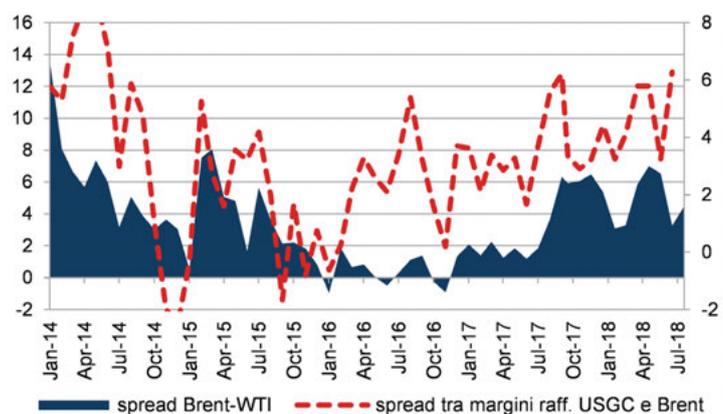


Figura 4.9 - Differenziale tra Brent e WTI e tra i margini di raffinazione in USA e in Europa (\$/bbl)

Stabile l'utilizzo degli impianti

Nonostante l'aumento della domanda, in Italia nella prima metà dell'anno il tasso di utilizzo degli impianti, calcolato sulla sola lavorazione di greggio, si è attestato al 77% della capacità produttiva, sugli stessi livelli dell'anno passato, sebbene sia in calo significativo rispetto alla seconda metà del 2017 (Figura 4.10).

Negli altri principali Paesi UE si segnalano le variazioni negative di Francia e Gran Bretagna, (-7% in entrambi i casi), l'incremento della Spagna (+7%, con capacità utilizzata al 94%) e in misura minore della Germania (+2% e con capacità utilizzata al 93%).

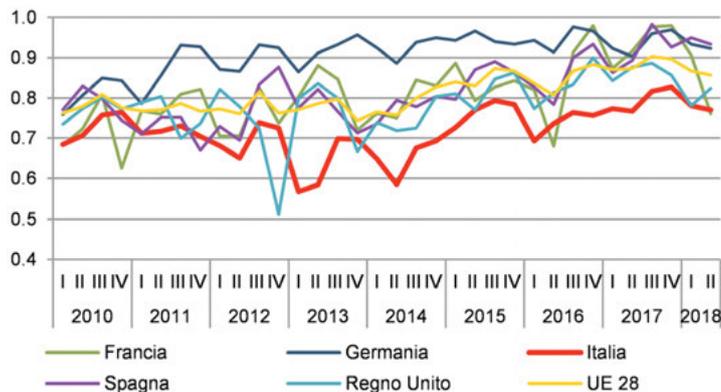


Figura 4.10 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

Una valutazione delle prospettive delle raffinerie europee e italiane

In Europa sono oggi presenti 85 raffinerie, con una capacità produttiva pari a 14,5 Mbbl/g, di poco superiore alla domanda totale di prodotti raffinati (circa 13 Mbbl/g). Vi sono però differenze tra la produzione e la domanda in termini di composizione dei diversi prodotti raffinati, differenze che determinano inevitabilmente flussi di scambi tra le diverse aree geografiche, interne ed esterne al continente europeo. Negli ultimi anni la raffinazione europea si è trovata però a dover fronteggiare delle dinamiche che sono portatrici di potenziali criticità. In primo luogo, lo sviluppo di nuovi centri di raffinazione in aree geografiche (Asia, Russia, Medio Oriente) che possono beneficiare di bassi costi operativi e vincoli ambientali meno stringenti. A questo si aggiungono la stagnazione della domanda interna, gli imminenti nuovi vincoli sui combustibili per uso marino (IMO 2020 marine fuel regulation), l'invecchiamento della capacità produttiva. Un recente studio del Clingendael International Energy Programme (CIEP, *The European Refining Sector: a diversity of markets*) ha analizzato il diverso grado di resilienza alla potenziale concorrenza dei nuovi centri di raffinazione.

Secondo l'analisi del CIEP tutti gli 85 impianti di raffinazione europei sono in qualche modo minacciati dalla concorrenza globale, ma 23 di questi possono essere considerati "resilienti alla concorrenza", in forza di un vantaggio competitivo legato alla integrazione nelle catene del valore locali, per la presenza di domanda "captive", di poli petrolchimici, di connessione con un settore upstream, oppure alla maggiore complessità del processo produttivo, che consente sfruttare tutte le potenzialità del greggio ottenendo prodotti di elevata qualità.

Nell'area del Mediterraneo, dove le aree costiere sono facilmente accessibili dall'esterno, solo tre raffinerie sono state considerate *resilienti*. Tra le raffinerie italiane solo il relativamente piccolo impianto di Taranto (120 kb/g) viene definito *resiliente*, grazie alla possibilità di approvvigionamento con il greggio estratto dalla Val D'Agri (che copre il 50% del prodotto lavorato) e alla partecipazione dello Stato nella società, che viene considerato un vincolo alla concorrenza. La raffineria di Sannazzaro, che pure è più grande (200 kb/g) e che l'Eni giudica essere la più complessa del gruppo, è però localizzata in un'area (il triangolo Milano-Torino-Genova) caratterizzato da ampia disponibilità di opzioni alternative. Le raffinerie siciliane di Milazzo e Augusta, pur essendo esposte all'import, mostrano fattori di competitività legati soprattutto alla partecipazione statale e all'impiego di forza lavoro locale. La raffineria di Livorno, destinata alla conversione in deposito, anch'essa a partecipazione statale, è considerata relativamente semplice ed esposta alla concorrenza di importazioni alternative. La raffineria di Sarroch è un impianto abbastanza complesso, ma manca di integrazione con un polo chimico e di una robusta domanda locale. Un fattore di competitività della raffineria sarda è che essa produce energia elettrica per circa il 30% dei consumi regionali. Infine le raffinerie di Trecate, Busalla e Falconara, tutte piuttosto piccole, sono considerate esposte alla concorrenza per la relativa semplicità impiantistica e per la posizione in area costiera o per il collegamento con aree portuali attraverso pipeline.

4.2 Sistema del gas naturale

Si è arrestata la ripresa dei consumi europei di gas, in calo in particolare nella termoelettrica

Dopo che nei negli ultimi due anni i consumi di gas europei erano aumentati in modo pressoché ininterrotto, le tensioni crescenti sui mercati internazionali del gas (vedi cap. 2.1) hanno iniziato a produrre effetti sulla domanda europea, che dopo una crescita ancora significativa nel I trimestre dell'anno, nel II trimestre è tornata a diminuire in termini tendenziali (-9,5% rispetto al II trimestre 2017). Complessivamente, nella prima metà dell'anno la domanda europea di gas è stata pari a circa 253 miliardi di m³, in riduzione dello 0,9%. Se dunque nel 2017 la domanda europea di gas era stata costantemente sui massimi degli ultimi quattro anni, a metà del 2018 è invece tornata più vicina ai minimi (Figura 4.11).

Nel I trimestre del 2018 i consumi erano stati aiutati dalle basse temperature di febbraio e marzo, perché l'uso del gas nella termoelettrica risultava già in calo significativo. Nel II trimestre, quando i consumi per riscaldamento sono poco rilevanti, il proseguimento della tendenza discendente dei consumi di gas nella termoelettrica ha determinato la riduzione dei consumi complessivi di gas (Figura 4.12).

L'aumento dei prezzi, iniziato nella seconda metà del 2017, ha infatti penalizzato fortemente la profittabilità della generazione a gas: in Germania il *clean spark spread* è tornato in territorio negativo (EC Quarterly Report on European gas markets, vol. 11), in Italia è tornato vicino ai livelli minimi raggiunti nel 2014 (vedi cap. 4.3). L'unica eccezione è rappresentata dalla Gran Bretagna, dove il meccanismo di supporto al prezzo del carbonio ha favorito una forte accelerazione dello switch carbone-gas. In effetti, anche la domanda europea di gas per la generazione elettrica, che nel 2017 era stata costantemente sui massimi degli ultimi quattro anni, a metà del 2018 è tornata invece sui minimi (Figura 4.13).

È dunque difficile che la crescita della domanda di gas per la generazione elettrica degli ultimi anni possa continuare, quanto meno nel breve termine (IEA, Gas 2018, Analysis and Forecasts to 2023).

Negli ultimi tre anni questa crescita è stata infatti favorita da fattori congiunturali, più che da un cambiamento dei fondamentali del mercato, come il passaggio dal carbone al gas in Gran Bretagna, i problemi del nucleare francese, la scarsa idraulicità nel sud Europa. La situazione potrebbe invece cambiare dopo il 2020, grazie in particolare al programma di phase-out del nucleare in Germania, perché la produzione di energia elettrica dei 10 GW di capacità nucleare è superiore al previsto incremento di produzione da fonti rinnovabili. Ulteriori impulsi al gas potranno poi venire più avanti dai piani nazionali di phase out del carbone (Austria, Irlanda e Italia hanno già annunciato questo obiettivo per il 2025, Danimarca, Finlandia, Paesi Bassi e Portogallo per il 2030) o del nucleare (su cui però l'incertezza è decisamente maggiore).

Ancora in calo le importazioni europee di GNL, restano sui massimi le importazioni di gas russo

Dal lato dell'offerta, le importazioni europee sono stimate stabili rispetto all'anno precedente, ma con alcune variazioni anche significative nelle fonti di approvvigionamento. Si segnala in particolare la forte riduzione delle importazioni di GNL, che nell'intero primo semestre dell'anno in corso si sono ridotte di quasi il 9% (rispetto al I semestre 2017). La ragione sta nelle dinamiche del mercato

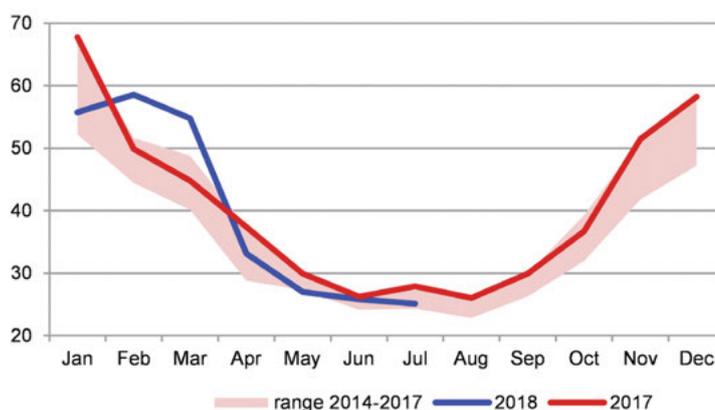


Figura 4.11 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³)



Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (variazione tendenziale %)

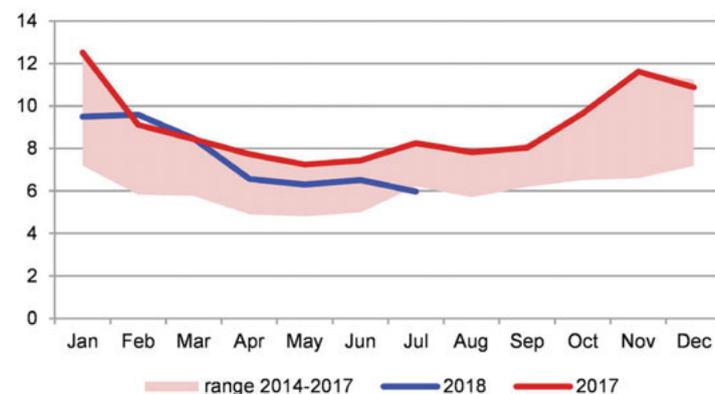


Figura 4.13 - Consumi di gas naturale per la generazione elettrica in Europa (miliardi di m³)

internazionale del gas, che vede il mercato asiatico molto più attrattivo per il GNL, grazie a prezzi molto più elevati rispetto ai prezzi europei. L'aumento della domanda in Asia, in Cina in particolare, continua infatti a procedere a ritmi più elevati rispetto alle attese, tanto che già entro il 2019 la Cina è prevista divenire il più grande importatore di gas naturale del mondo, in gran parte gas naturale liquefatto. Dunque, nonostante l'elevato e crescente prezzo del gas al TTF, lo spread tra il prezzo del gas in Asia e il TTF è rimasto positivo ed elevato anche nel II trimestre, un'anomalia rispetto alla consueta stagionalità che vede questo spread ridursi nei mesi centrali dell'anno.

Il gas russo è invece rimasto sui valori del 2017, ma si tratta di valori molto elevati anche in un'ottica di lungo periodo. Nel primo semestre del 2018 le importazioni di gas russo in Europa sono state superiori del 20% rispetto alla media 2010-2017, mentre le importazioni di GNL sono state inferiori di circa il 16% (negli ultimi cinque anni sono tornate sopra la media decennale solo nel terzo trimestre 2017, quando lo spread tra prezzo asiatico e TTF si è pressoché azzerato). Il gas russo mantiene infatti ormai da due anni una competitività molto elevata per le forniture europee: lo spread con il prezzo al TTF oscilla intorno allo zero, mentre il prezzo medio del gas importato in Germania, in parte significativa riconducibile al gas russo, ha mostrato per tutto il 2018 uno sconto notevole rispetto al TTF (vedi cap. 2.1). Mentre il ritorno dei prezzi dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio al di sopra del prezzo al TTF ha probabilmente avuto un effetto limitato, confermando le valutazioni dell'Oxford Institute for Energy Studies, secondo cui una parte perfino maggioritaria delle vendite di Gazprom "are under some kind of spot gas pricing".

La minore competitività dei contratti di lungo termine ha invece probabilmente in qualche misura penalizzato le importazioni dal Nord Africa, che dopo due trimestri sono tornate al di sotto della media di lungo periodo (Figura 4.14).

Nord Stream utilizzato a pieno regime, in riduzione il gas russo via Ucraina

È interessante notare come la quotazione a sconto del gas

importato in Germania rispetto ai prezzi spot, unita alla forte competitività del gas russo e a strategie di matrice geopolitica, trovi un chiaro riscontro nell'altissimo tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream, che Gazprom sembra aver intensificato a scapito delle rotte ucraine verso la Slovacchia e la Polonia. Dopo la cancellazione delle restrizioni all'accesso al gasdotto OPAL (che collega il Nord Stream con il confine tra Germania e Repubblica Ceca), da ormai tre trimestri il Nord Stream risulta utilizzato pressoché senza interruzioni al 100% della sua capacità (Figura 4.15).

Al contrario, i flussi verso Slovacchia e Polonia via Ucraina mostrano una variabilità molto maggiore, spiegabile con il fatto che queste rotte vengono ora utilizzate per seguire la flessibilità della domanda europea.

Anche in Italia la domanda di gas torna a scendere, in particolare nella termoelettrica

Nel II trimestre 2018 la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a circa 12,5 miliardi di m³, in calo di circa 1 miliardo di m³ rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-7,5%, Figura 4.16). Si tratta della prima significativa variazione tendenziale negativa dal I trimestre del 2015. Anche nel complesso del primo semestre i con-

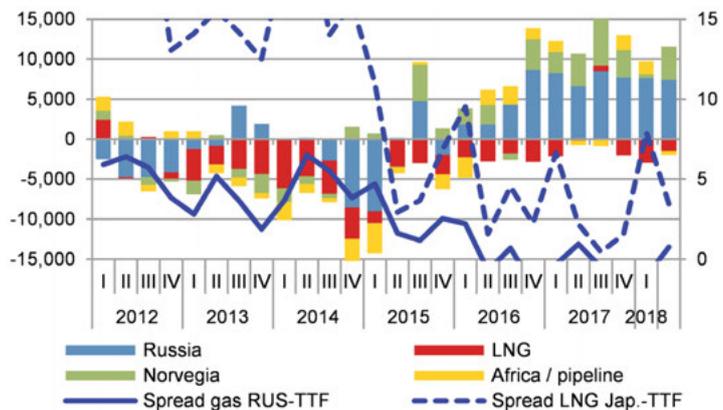


Figura 4.14 - Import di gas in Europa per origine (scostamento vs media 2010-17, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo GNL in Giappone e TTF (€/MWh, asse dx)

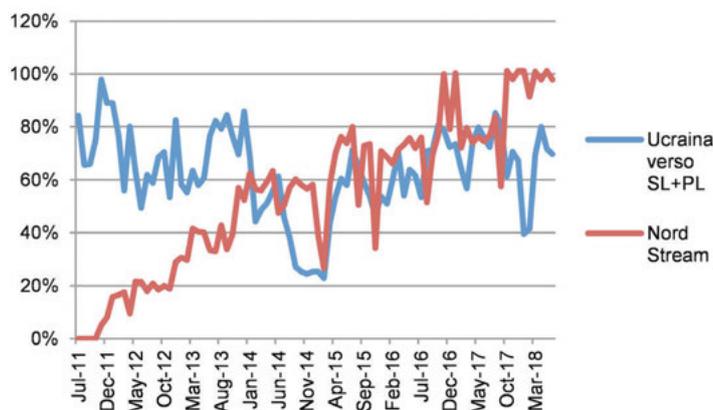


Figura 4.15 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia

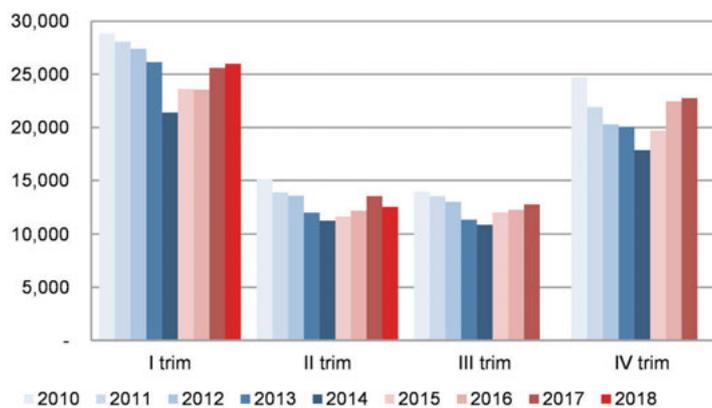


Figura 4.16 - Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

sumi italiani di gas risultano in calo tendenziale (-1,6%, circa 600 milioni di m³ in meno), nonostante la spinta venuta dal clima rigido dei mesi di febbraio e marzo.

Come già argomentato nell'Analisi trimestrale n. 1/2018, non si tratta però di un dato inatteso, perché erano già emersi i segnali che preannunciavano la fine della fase di forte ripresa dei consumi di gas seguiti al minimo del 2014. Come per gli altri Paesi europei la ripresa degli ultimi anni è stata infatti aiutata da fattori congiunturali, ormai superati, che avevano spinto i consumi di gas in particolare nella termoelettrica. Nel II trimestre del 2018 la domanda di gas della termoelettrica è infatti diminuita di un significativo 19% (circa 1 miliardo di m³), e per il terzo trimestre consecutivo. Anche le prospettive di breve periodo della domanda di gas italiana non sono molto diverse da quelle delineate per la domanda di gas europea: la continuazione della fase di forte ripresa dei consumi sembra difficile, ma i (timidi) incrementi della domanda elettrica, uniti alla crescita lenta delle installazioni di nuovi impianti di generazione da rinnovabili e alla costante riduzione della produzione da carbone (penalizzato anche dagli alti prezzi dei permessi di emissione), rendono d'altra parte difficile il ritorno su una traiettoria discendente. Restano inoltre su un trend di moderata crescita i consumi di gas dell'industria, giunti all'undicesimo trimestre consecutivo di aumento tendenziale (in linea con la produzione industriale, vedi cap. 2.1), sebbene con un impatto modesto sulla domanda totale. La Figura 4.17 mostra come negli ultimi mesi i consumi mensili della termoelettrica siano di nuovo scesi al di sotto dei valori medi decennali, ma con una tendenza a oscillare intorno a quei valori, mentre quelli dell'industria restino ben al di sopra, sebbene il trend di progressivo allontanamento di questi ultimi dalle medie decennali sembra essersi arrestato.

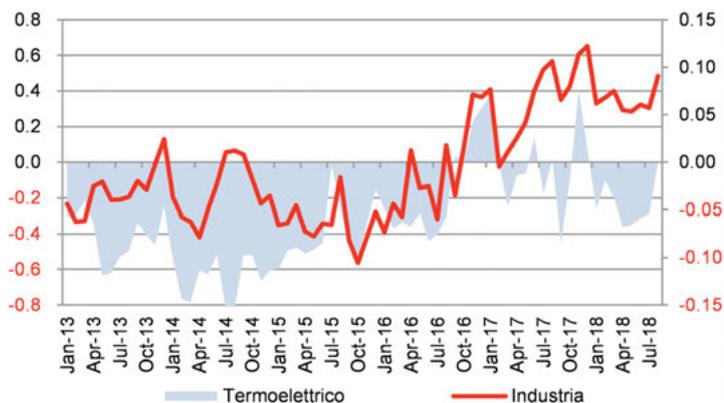


Figura 4.17 - Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

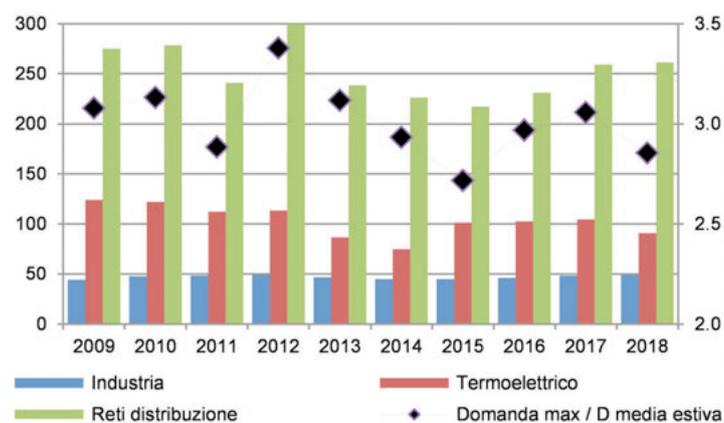


Figura 4.18 - Massimi giornalieri della domanda di gas naturale per settore in Italia (Msm³, asse sx) e rapporto tra picco di domanda invernale e domanda media estiva (asse dx)

Picco giornaliero di domanda lontano dai massimi storici

Anche i dati relativi alla domanda di punta giornaliera confermano l'inversione di tendenza rispetto agli aumenti degli ultimi due anni. Nel primo semestre del 2018 la domanda di punta si è fermata a 396 milioni di m³, 28 milioni di m³ in meno rispetto al massimo 2017 di 424 milioni di m³ (raggiunto nei giorni in cui al crollo delle esportazioni francesi di energia elettrica si aggiunsero giorni di freddo relativamente intenso).

Più nel dettaglio, il picco giornaliero della domanda di riscaldamento raggiunto nel 2018 è stato pressoché identico a quello raggiunto nel 2017, mentre la massima domanda giornaliera della termoelettrica è stata finora ben lontana dal massimo 2017 (91 milioni di metri cubi, contro i 104 del 2017 e i circa 113 milioni di metri cubi del 2012, l'anno dell'ultima situazione di seria criticità del sistema gas). Anche una prospettiva di più lungo periodo (l'ultimo decennio) conferma come il picco di domanda di gas per riscaldamento sia rimasto nel 2018 su valori relativamente elevati, perché il rapporto tra picco di domanda annuale e domanda media, un indice della severità climatica dell'anno, è risultato nel 2018 su valori contenuti (inferiore a 3, Figura 4.18).

Gas russo vicino ai massimi, forte calo del gas libico

Nel II trimestre le importazioni italiane si sono ridotte dello 0,6% in termini tendenziali, la stessa riduzione registrata nel I trimestre, equivalenti in entrambi i casi a poco più di 100 milioni di m³. Variazioni di rilievo si registrano nelle provenienze del gas importato (Figura 4.19). Considerando l'intero primo semestre dell'anno le importazioni

dalla Russia sono vicine ai massimi decennali del 2014, quando le importazioni dall'Algeria erano ai minimi. Complessivamente le importazioni di gas russo nel primo semestre sono state pari a 15,7 miliardi di m³ (+600 milioni di m³ sull'anno precedente, corrispondenti a un +4%). Sono invece in forte calo le importazioni dalla Libia, che restano fortemente legate alla difficile situazione politica del Paese: nel II trimestre si sono quasi dimezzate rispetto all'anno precedente (-550 milioni di m³, corrispondenti a un -24%). In riduzione anche le importazioni dall'Algeria (-3%), con un calo particolarmente accentuato nel II trimestre, e quelle di GNL, penalizzate dalla negativa performance di Livorno, che nei mesi centrali del 2017 aveva raggiunto livelli di utilizzo molto elevati grazie al servizio integrato di rigas-

sificazione e stoccaggio.

Gli ingressi da Passo Gries (gas del Nord Europa), pure fortemente penalizzati nel I trimestre dalle manutenzioni sulla linea di importazione, sono invece in forte aumento: nonostante il ritorno alla piena disponibilità della linea sia previsto per il 2019, nel II trimestre il gas nord-europeo è aumentato del 50% rispetto all'anno prima, mentre nel complesso del primo semestre è cresciuto di quasi il 20%.

Gas russo molto al di sopra della media decennale, il gas libico molto al di sotto

A metà 2018 la Russia resta ampiamente il primo fornitore di gas italiano,

con una quota che nel II trimestre ha sfiorato il 50% del totale, un valore perfino superato nei dati parziali del III trimestre. Anche in una prospettiva di lungo periodo gli 82 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia risultano ben al di sopra dei valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni (Figura 4.20). Il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta inoltre di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il tasso di utilizzo medio giornaliero più elevato (75%), e per di più con una variabilità relativamente ridotta (deviazione standard pari a meno del 17,5%). Nei primi sei mesi dell'anno il tasso di utilizzo del TAG è stato superiore al 90% in ben 35 giorni (il 20% del totale).

Il gas algerino è sui livelli del 2017 e anch'esso sopra la media decennale (inficiata però dai livelli particolarmente bassi degli anni 2014-2015), rappresentando il 26% delle importazioni. Il gas del Nord Europa, penalizzato dalle già citate manutenzioni, è comunque su livelli superiori alla media decennale, e nel II trimestre ha rappresentato poco meno del 20% delle importazioni. Infine la quota del GNL, pur ancora superiore alla media decennale, risulta però inferiore all'anno precedente. Restano invece sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo le importazioni dalla Libia, caratterizzate inoltre da elevatissima variabilità di utilizzo (nel II trimestre l'utilizzo medio è stato pari al 18%, la deviazione standard pari al 17%, con un coefficiente di variazione pari praticamente a 1).

Gas russo sempre il più competitivo

Il mix di fonti di importazione italiano che ha caratterizzato il primo semestre 2018 riflette per un verso il contesto attuale dei mercati internazionali del gas, per un altro verso la forte competitività del gas russo, già discussa nel cap. 2.1 e nell'analisi del mercato del gas europeo. La Figura 4.21 mostra la correlazione inversa fra i flussi di gas al punto di entrata di Tarvisio e lo spread tra prezzo del gas russo e TTF. Da ormai due anni lo spread spesso negativo fra il prezzo del gas russo e il prezzo sul principale mercato continentale (il TTF) ha offerto un costante supporto alle importazioni russe. Come per il resto dei Paesi europei le importazioni di GNL sono invece state penalizzate dalla maggiore attrattività del mercato asiatico, dove la forte domanda ha spinto i prezzi a livelli molto maggiori dei già elevati livelli europei (vedi Figura 4.14). La buona performance delle importazioni di gas nord-europeo si spiega con la loro correlazione con lo spread TTF-PSV, rimasto costantemente su livelli elevati. Mentre le importazioni dal Nord Africa sono state in qualche misura penalizzate dal ritorno dei prezzi dei contratti di lungo termine indicizzati al petrolio al di sopra del prezzo al TTF (Figura 2.9).

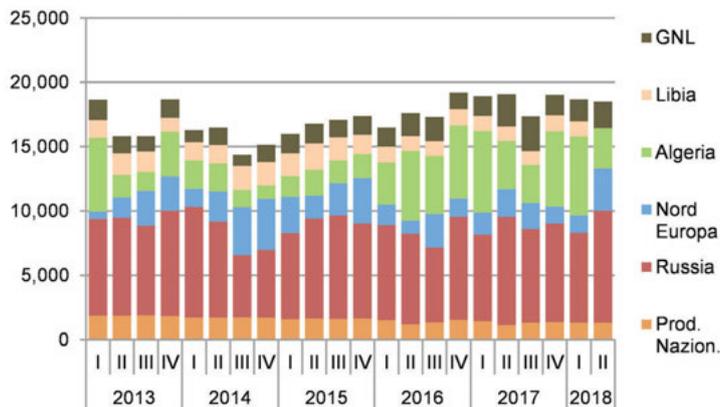


Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata - Valori trimestrali (MSm³)

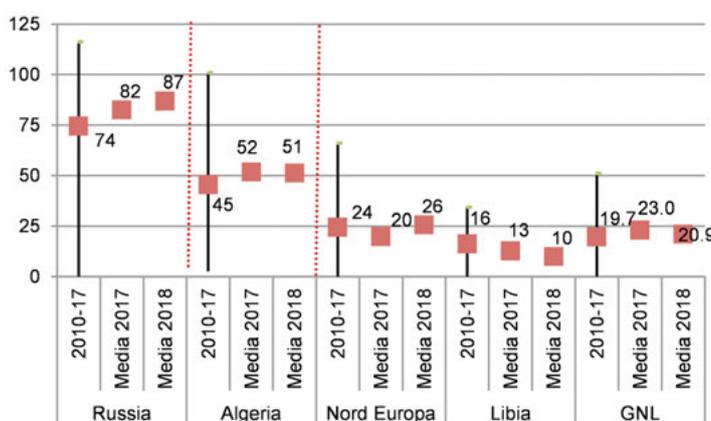


Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata - Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)

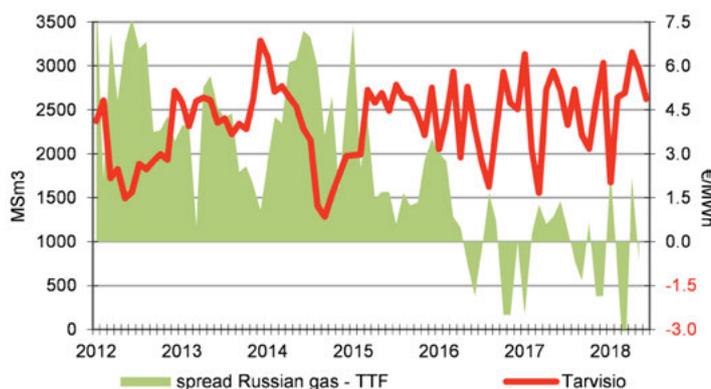


Figura 4.21 - Import mensile di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo gas russo in UE e TTF (dx)

Una implicazione significativa del mix di fonti di approvvigionamento del 2018 è che l'ulteriore rafforzamento della fonte già dominante, cioè il gas russo, ha portato a una riduzione del grado di diversificazione. Il sistema del gas italiano resta caratterizzato da un livello di diversificazione maggiore di quello di molti altri Paesi europei, ma a metà 2018 l'indice che lo misura è salito sui massimi dell'ultimo decennio (Figura 4.22): nei giorni di minore diversificazione la quota del gas russo sul totale delle importazioni italiane è arrivata a superare il 60% del totale.

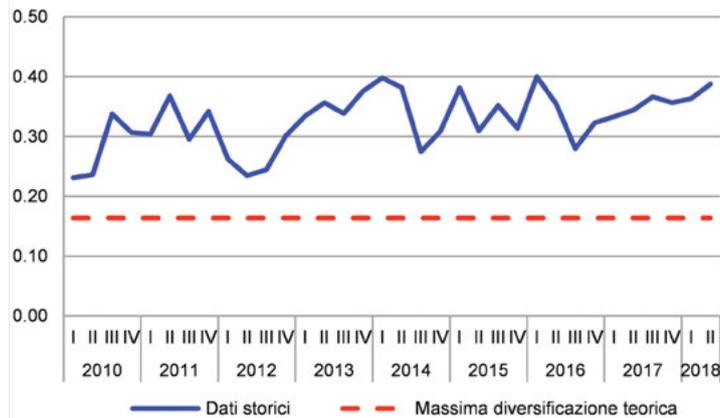


Figura 4.22 - Indice di diversificazione delle importazioni di gas italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale

Spread PSV-TTF costantemente sopra i 2 €/MWh

Nel secondo trimestre dell'anno il differenziale tra il

prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano in Italia e il prezzo sul principale mercato europeo (il Title Transfer Facility olandese) è rimasto poco al di sopra dei livelli del primo trimestre, e lontano dai picchi di dicembre 2017 e di febbraio 2018, raggiunti in occasione delle due ultime situazioni di criticità verificatesi nel mercato europeo (incidente a Baumgarten e picco di freddo).

Lo spread medio del II trimestre è comunque rimasto costantemente al di sopra dei 2 €/MWh (Figura 4.23), un valore comunque "ben più elevato rispetto al solo costo variabile di trasporto (pari a circa 0,5 €/MWh)" (SEN 2017, p. 94).

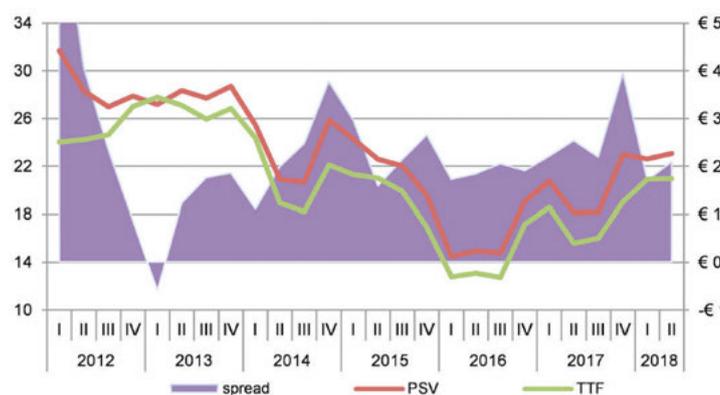


Figura 4.23 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

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, nella prima metà del 2018 il PSV è stato invece l'unico mercato dell'Europa continentale (insieme a Zeebrugge) a non aumentare il volume di scambi, pari nel semestre 485 TWh, sugli stessi livelli del primo semestre 2017 (Figura 4.24).

Gli scambi sono invece aumentati (sempre su base semestrale), in alcuni casi anche in modo rilevante, nel resto dell'Europa continentale, con incrementi superiori al 30% al PEG francese e al VTP austriaco, del 17% al GasPool tedesco.

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 il trimestre.

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, nella prima metà del 2018 la quota degli scambi effettuati presso il TTF ha ormai raggiunto il 60% del totale, mentre quella del NBP è ormai scesa vicina al 20%.

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.

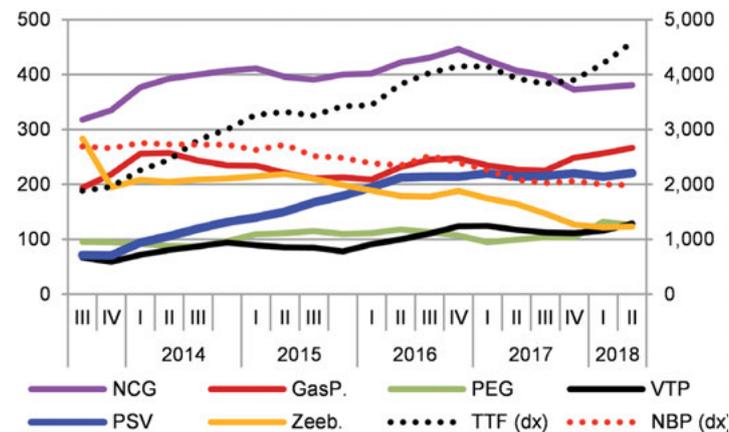


Figura 4.24 - Liquidità dei principali mercati europei – Volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

4.3 Sistema elettrico

Lieve calo trimestrale della domanda, ma il trend di lungo periodo resta sostanzialmente stazionario

La richiesta di energia elettrica nel secondo trimestre è stata pari a 77,1 TWh, con un calo di poco inferiore allo 0,3% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. Tale flessione è stata causata da un decremento della domanda nel mese di giugno (-3,3% rispetto al 2017). Nei mesi di aprile e maggio, infatti, si sono registrati lievi aumenti della richiesta rispetto agli stessi mesi dell'anno passato, ma ciò può essere spiegato dalla presenza ad aprile di un giorno lavorativo in più. La causa del calo della domanda nel mese di giugno può invece essere ricercata nel fattore climatico, perché il confronto con lo scorso anno risente del fatto che il mese di giugno del 2017 era stato il secondo giugno più caldo dall'inizio delle registrazioni moderne (ben 4,79 gradi in più rispetto alla media). Osservando la Figura 4.25, infatti, si nota come in realtà il valore di giugno 2018 sia ampiamente nella media.

Una visione più ampia, allargata all'intero semestre, mostra poi come la domanda abbia subito un incremento dello 0,7% rispetto ai primi sei mesi del 2017.

La Figura 4.26 rappresenta l'analisi della serie storica decennale e conferma l'andamento sostanzialmente stazionario del trend di lungo periodo, come già riscontrato nel trimestre scorso. Nei primi sei mesi del 2018 la domanda del trend di lungo periodo presenta comunque un leggerissimo incremento (+0,2%), in linea con gli ultimi due anni: da gennaio 2016 la domanda del trend di lungo periodo presenta un aumento dello 0,7%.

Il dato relativo alla punta di domanda in potenza (Figura 4.27) rispecchia perfettamente gli andamenti mensili della domanda. I valori di massima potenza ad aprile e maggio, osservati rispettivamente mercoledì 4 e mercoledì 30, sono superiori ai corrispettivi valori del 2017 ma nella media decennale. Il mese di giugno ha registrato una punta di domanda pari a 51.748 MW nel giorno mercoledì 20, valore inferiore a quello raggiunto nel giugno 2017 ma identico al valore medio degli ultimi dieci anni.

In forte aumento la produzione idroelettrica

Il secondo trimestre 2018 è stato caratterizzato da una diminuzione della produzione termoelettrica (-7 TWh, pari al 15% in meno rispetto allo stesso trimestre del 2017), con un calo costante nei tre mesi ma particolarmente accentuato nel mese di giugno, quando la riduzione è stata del 20%. Questo fenomeno è spiegato dal nuovo aumento dell'import dovuto alla ripresa della produzione nucleare francese e alla maggiore penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) che hanno contribuito alla copertura del fabbisogno di energia per il 45%, decisamente maggiore del 37,5% dello stesso periodo 2017. In particolare, l'aspetto più rilevante di questo trimestre è il forte aumento della produzione idroelettrica, che rispetto allo stesso periodo del 2017 presenta un incremento del 53% (+6 TWh) e che in aprile e maggio è aumentata del 70% in confronto agli stessi mesi del 2017, che d'altra parte erano stati mesi di record minimi decennali. Risulta in calo invece la generazione da fotovoltaico (-0,5 TWh) mentre è costante quella eolica, per cui la quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) si è fermata al 14,5% (contro il 15,2% del II trimestre 2017, Figura 4.28).

La richiesta di energia elettrica nel secondo trimestre è stata pari a 77,1 TWh, con un calo di poco inferiore allo 0,3% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente. Tale flessione è stata causata da un decremento della domanda nel mese di giugno (-3,3% rispetto al 2017). Nei mesi di aprile e maggio, infatti, si sono registrati lievi aumenti della richiesta rispetto agli stessi mesi dell'anno passato, ma ciò può essere spiegato dalla presenza ad aprile di un giorno lavorativo in più. La causa del calo della domanda nel mese di giugno può invece essere ricercata nel fattore climatico, perché il confronto con lo scorso anno risente del fatto che il mese di giugno del 2017 era stato il secondo giugno più caldo dall'inizio delle registrazioni moderne (ben 4,79 gradi in più rispetto alla media). Osservando la Figura 4.25, infatti, si nota come in realtà il valore di giugno 2018 sia ampiamente nella media.

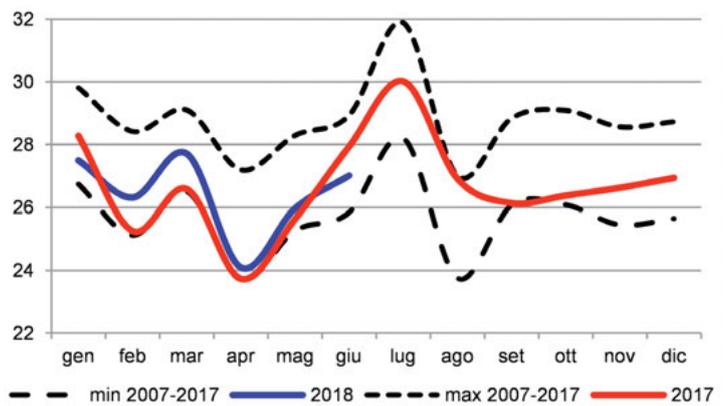


Figura 4.25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

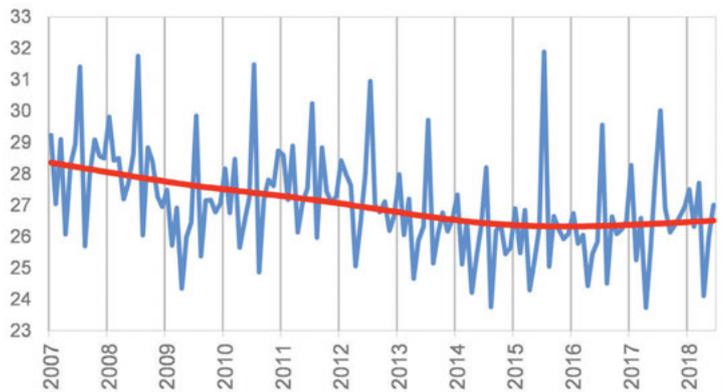


Figura 4.26 - Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

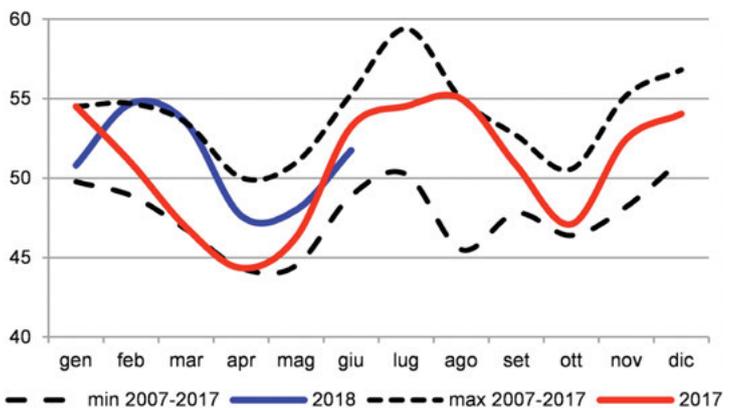


Figura 4.27 - Punta di domanda in potenza (GW)

Queste tendenze si estendono anche all'intero semestre, in cui si assiste ad un calo delle FRNP del 2,4% (13,3% la quota sulla domanda totale rispetto al 13,8% di un anno fa), ma ad un aumento complessivo della produzione da FER (+12% rispetto al I semestre 2017), che hanno coperto il 37% della richiesta, rispetto al 33,4% di un anno fa.

Nel II trimestre la penetrazione oraria delle fonti rinnovabili ha raggiunto il suo massimo il primo aprile e il 20 maggio alle ore 13, quando hanno superato l'80% della domanda (stima ENEA su dati parziali). Tale valore risulta inferiore a quello raggiunto nel 2017 che aveva rappresentato un massimo storico. La massima quota di copertura della domanda con le FRNP è rimasta poco al di sotto del 60% della domanda, una quota significativamente inferiore a quella registrata nel II trimestre 2017 (Figura 4.29). È interessante notare che il giorno di massima penetrazione delle FRNP ha coinciso con il giorno di Pasqua negli ultimi due anni, dunque un giorno festivo caratterizzato da bassa domanda.

La riduzione della produzione da fotovoltaico sembra aver avuto una conseguenza su una variabile di rilievo per la gestione in sicurezza del sistema elettrico: nel 2018 si stima infatti in riduzione la massima variazione oraria delle fonti intermittenti, calcolata in percentuale del carico, come evidenziato dalla Figura 4.30. Data la maggiore variabilità della produzione da fotovoltaico rispetto alla produzione eolica, il calo della prima spiegherebbe la diminuzione della variabilità delle fonti intermittenti.

In riduzione i rischi di problemi di adeguatezza nel sistema

Nel II trimestre 2018 si assiste ad un ulteriore aumento del margine di riserva (vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA), sia rispetto al trimestre precedente, sia in confronto allo stesso periodo di un anno fa, grazie all'aumento della disponibilità di importazioni e della produzione idroelettrica. Secondo le stime ENEA, infatti, nell'1% delle ore più critiche la capacità di immissione di energia elettrica oltre a quella necessaria a coprire la domanda è stata pari al 54% della domanda, in crescita rispetto al 44% dello stesso periodo del 2017 (Figura 4.31). Un andamento simile si è riscontrato anche nella zona Nord, dove tale margine ha superato il 30% (era al 28% nel 2017). Questi dati confermano le simulazioni effettuate da ENTSO-E (l'associazione dei Transmission System Operator europei) sia nel Winter Outlook 2017-2018 sia nel Summer Outlook 2018, che per il 2018 tendevano ad escludere problemi rilevanti di adeguatezza del sistema sia in condizioni "normali" sia in condizioni "severe".

Prezzi sulla borsa elettrica in aumento tendenziale, stabili sui livelli del trimestre precedente

Nel II trimestre 2018 si nota un'inversione di tendenza nell'andamento del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica (PUN) sulla borsa elettrica rispetto ai primi tre mesi dell'anno. In questo trimestre, infatti, il PUN ha registrato un valore medio pari a 53,4 €/MWh, con un incremento di poco inferiore al 19% se confrontato con lo stesso periodo del 2017, stabili sui livelli del trimestre precedente (contrariamente alla normale stagionalità che vede prezzi in calo nel II trimestre dell'anno). In particolare, nel mese di giugno il prezzo medio dell'energia elettrica ha raggiunto il suo picco semestrale, arrivando a 57,25 €/MWh. La spiegazione può es-

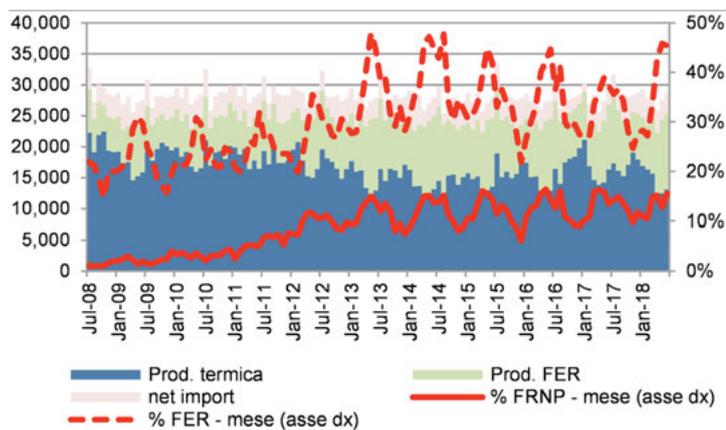


Figura 4.28 - Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

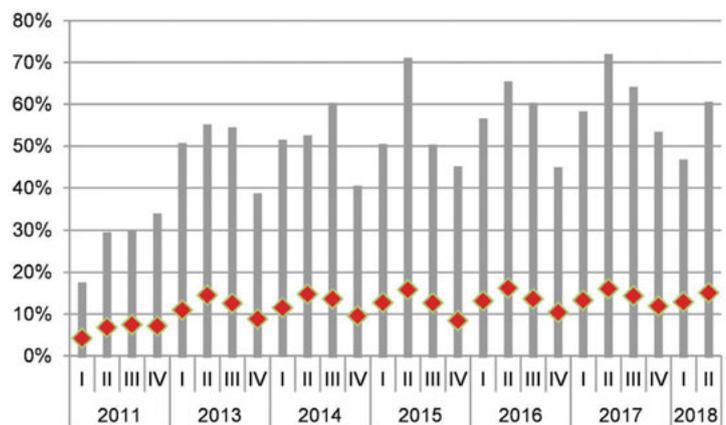


Figura 4.29 - Massima penetrazione delle FRNP (%)

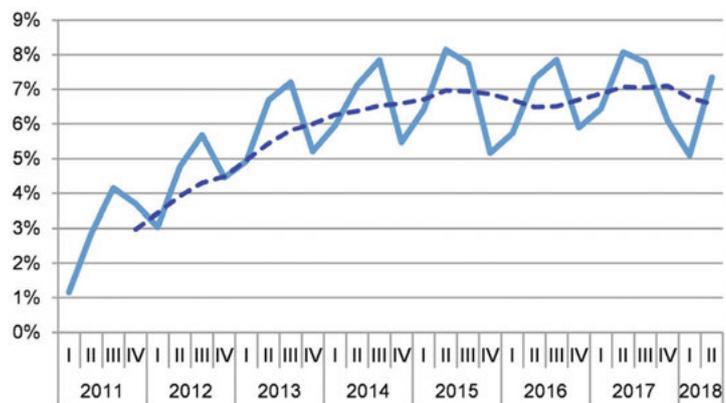


Figura 4.30 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)

sera ricercata nell' aumento di circa il 27% del prezzo medio del gas al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) rispetto al II trimestre scorso (Figura 4.32). Osservando le vendite medie orarie sul Mercato del Giorno Prima, mostrate nella Figura 4.33, si nota che l'aumento delle fonti rinnovabili e in particolare l'idroelettrica, come anche dell'import, è riuscito ad attenuare solo parzialmente l'impatto del rincaro del prezzo del gas. Più nello specifico, le vendite degli impianti a fonti rinnovabili hanno rappresentato il 49% del totale, in forte aumento rispetto al 40% del II trimestre 2017, uguagliando la quota di quelle tradizionali, che un anno fa rappresentavano invece il 59% delle vendite. Inoltre, un altro fattore da considerare è l'aumento del prezzo dei permessi di emissione, giunti a un valore medio trimestrale pari a 14,5 €/tCO₂, triplicati rispetto ai 4,5 €/tCO₂ del 2017.

Prezzi in aumento anche in Germania, ma lo spread italiano resta a circa il 50%

Il confronto della curva media oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica italiana e tedesca conferma ancora una volta come in Italia il prezzo dell'energia sia significativamente maggiore.

Anche nel II trimestre 2018 il prezzo medio italiano è stato superiore di circa il 50%. La Figura 4.34 tuttavia, evidenzia un'analogia nell'andamento dei prezzi nei due Paesi che si manifesta nell'innalzamento di entrambe le curve rispetto al II trimestre 2017. Anche in Germania tale aumento riflette la crescita del prezzo medio del gas registrata sul principale mercato dell'Europa continentale (TTF), il cui valore resta comunque inferiore rispetto a quello registrato al PSV. Questa nuova tendenza al rialzo del prezzo del gas è il riflesso di un insieme di fattori riconducibili a fondamentali di mercato e elementi congiunturali (vedi cap. 2.1). Il prezzo medio in Germania nel II trimestre è stato pari a 36 €/MWh, in aumento di circa il 20% rispetto a un anno prima.

In rialzo il rapporto tra i prezzi in F1 e i prezzi nelle altre fasce orarie

Nei mesi aprile-giugno 2018 il rapporto tra le fasce di prezzo

F1 e F2 e quello tra F1 e F3 torna ad aumentare rispetto ad un anno fa. La riduzione della massima quota di penetrazione oraria delle FRNP e in particolare del fotovoltaico ha contribuito alla crescita più marcata del costo dell'energia nelle ore di picco F1, pari a circa il 22% in più rispetto al 2017. Le altre due fasce presentano invece un incremento di circa il 17% e ciò è alla base dell'aumento dei rapporti F1/F2 e F1/F3, come mostrato nella Figura 4.35.

Il confronto con la Germania fa emergere come in quel mercato, pur aumentando i prezzi

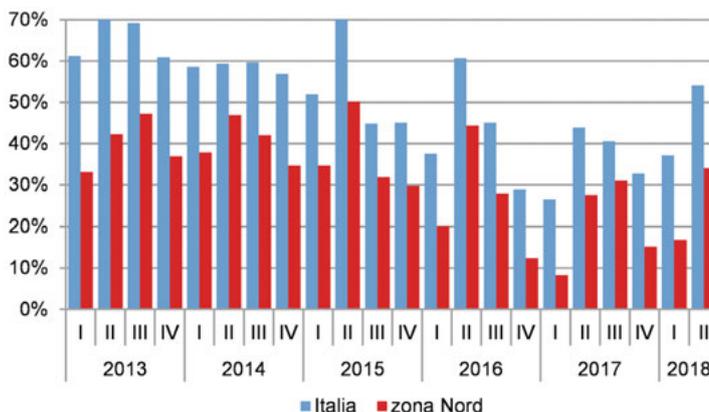


Figura 4.31 - Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

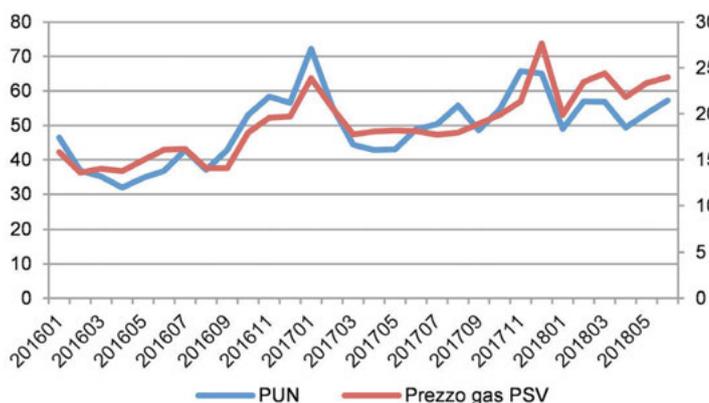


Figura 4.32 - Prezzo Unico Nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV nel II trimestre 2018 (€/MWh)

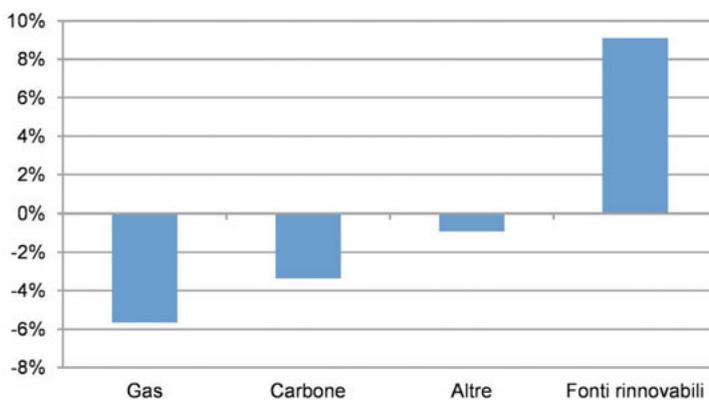


Figura 4.33 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima-II trimestre 2017 vs II trimestre 2018

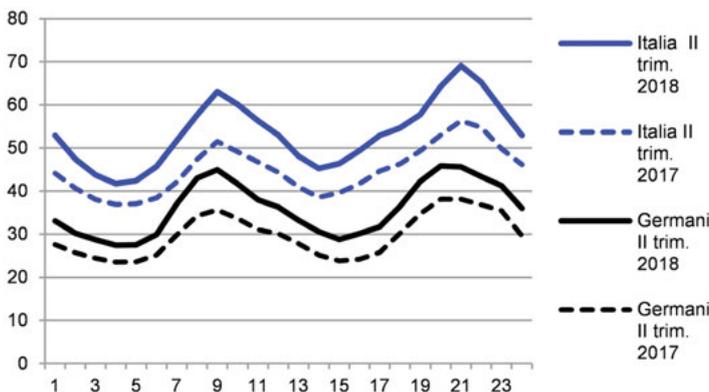


Figura 4.34 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel II trimestre 2018 (€/MWh)

in tutte le tre fasce orarie rispetto al II trimestre 2017, l'incremento del prezzo nelle ore di picco (F1) sia risultato inferiore rispetto all'aumento registrato nella fascia F2 ma maggiore rispetto a quello registrato in F3 (grazie all'aumento del fotovoltaico e al contemporaneo innalzamento dei prezzi del gas e del carbone), causando dunque una diminuzione del rapporto F1/F2 e un incremento di F1/F3.

Diminuzione drastica del clean spark spread

L'anno era iniziato con la diminuzione dello *spark spread*, diminuzione che continua anche in questo trimestre, come conseguenza del forte aumento del prezzo medio del gas al PSV e della riduzione della generazione termoelettrica, che su base trimestrale ha coperto meno del 50% della richiesta (circa il 48%), laddove nello stesso trimestre di un anno fa aveva coperto il 58%. Analizzando l'intero semestre, si passa da una media dello spread di 12,3 €/MWh nel 2017 a una di 8,2 €/MWh nel 2018.

Una riduzione ancora maggiore ha riguardato il clean spark spread che, come mostra la Figura 4.36, nell'ultimo trimestre è sceso fino a 1,3 €/MWh rispetto al valore di 6,7 €/MWh assunto nel 2017. Nell'intero primo semestre il clean spark spread ha subito un decremento del 70% rispetto al primo semestre dell'anno precedente, fino a scendere ad assumere un valore appena superiore allo zero nel mese di aprile (per poi risalire leggermente a maggio e giugno), valore più basso tra quelli registrati dal 2016.

Si conferma l'anomalia dei prezzi della zona Sicilia

Sicilia e i prezzi delle zone del continente e della Sardegna.

La Figura 4.37 evidenzia il maggiore picco della Sicilia nelle ore notturne, quando l'apporto da fonti rinnovabili si riduce e la fonte predominante diventa il gas, raggiungendo un valore orario medio pari a 90,6 €/MWh alle 21. Tale discrepanza di costi è in parte spiegata dal forte allargamento della forbice dei prezzi registrata a maggio, in concomitanza con la riduzione del traffico con il continente. Il valore medio minimo è raggiunto dalla zona Nord, in cui è risultato predominante l'idroelettrico, che si attesta a 51,8 €/MWh, unica zona con il Centro Nord ad assumere un valore orario medio inferiore al PUN.

L'anno era iniziato con la diminuzione dello *spark spread*, diminuzione che continua anche in questo trimestre, come conseguenza del forte aumento del prezzo medio del gas al PSV e della riduzione della generazione termoelettrica, che su base trimestrale ha coperto meno del 50% della richiesta (circa il 48%), laddove nello stesso trimestre di un anno fa aveva coperto il 58%. Analizzando l'intero semestre, si passa da una media dello spread di 12,3 €/MWh nel 2017 a una di 8,2 €/MWh nel 2018.

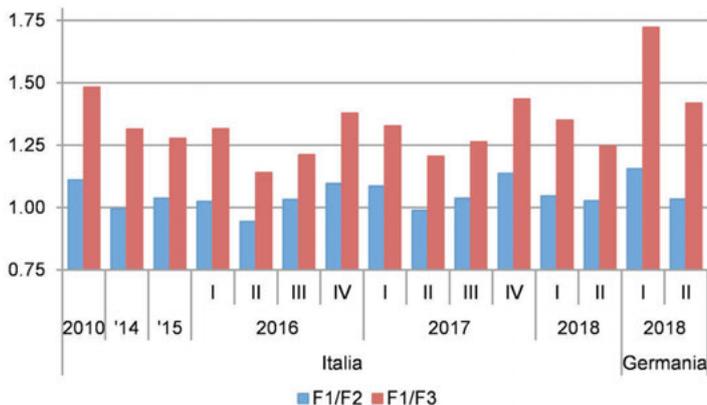


Figura 4.35 - Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

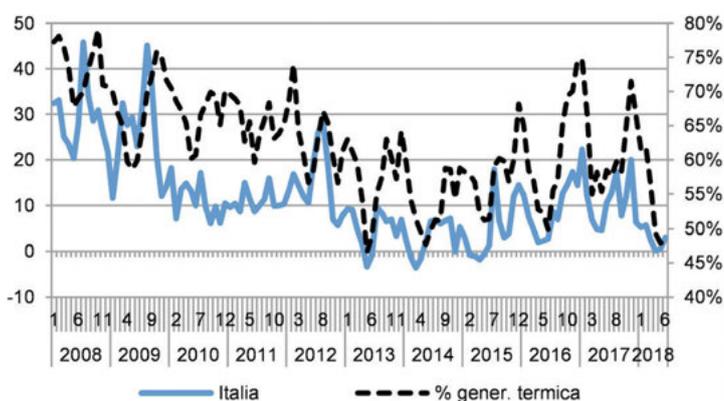


Figura 4.36 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

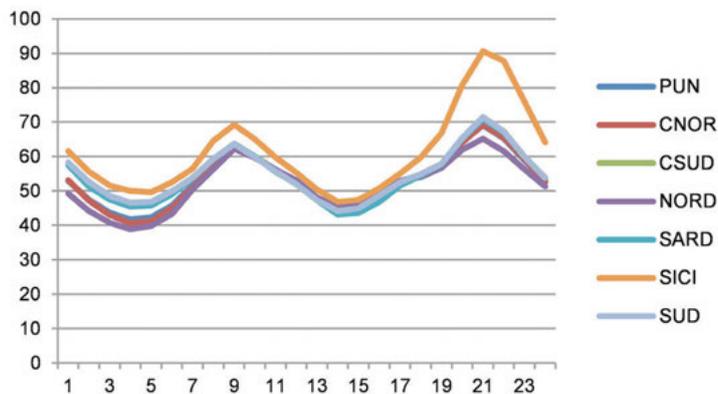


Figura 4.37 - Prezzo medio orario nella borsa elettrica, II trimestre 2018 (€/MWh)

5 Prezzi dell'energia

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi in calo nel II trimestre, complessivamente in aumento nei primi sei mesi dell'anno

Le tensioni sui prezzi all'ingrosso ancora non si sono pienamente riversate sui prezzi al dettaglio. Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica, nel secondo trimestre 2018 si è assistito a una diminuzione congiunturale (cioè rispetto al trimestre precedente) dei prezzi per gli utenti non domestici, in una misura compresa tra il 6% e l'11%. I prezzi dell'energia elettrica sono diminuiti in modo relativamente omogeneo (tra -8% e -11%) per tutte le tipologie di imprese considerate, grazie a un significativo calo dei costi di approvvigionamento, risultato della riduzione attesa dei prezzi nei mercati all'ingrosso. Come si è visto (v. cap 2.1) tale riduzione non si è poi verificata, per cui la crescita dei prezzi sui mercati all'ingrosso ha poi ripreso a trasferirsi sui prezzi al dettaglio a partire dal II trimestre dell'anno.

Tenendo comunque conto degli aumenti registrati nel I trimestre dell'anno, complessivamente nella prima metà del 2018 i piccoli consumatori sia domestici sia non domestici hanno già visto un aumento di circa il 5% (sempre rispetto al primo semestre 2017). I grandi consumatori industriali hanno invece beneficiato dei nuovi sgravi per gli energivori introdotti all'inizio del 2018, che hanno più che compensato i fattori di aumento, garantendo dunque una riduzione anche significativa dei prezzi.

Aumento dei prezzi nel III trimestre, in controtendenza rispetto al II

Diverso è il quadro che sembra aprirsi con il terzo trimestre, con variazioni in aumento rispetto al secondo (Figura 5.1), con valori tra l'11% e il 18% circa. Anche in termini di variazione tendenziale (III trimestre 2018 rispetto al III 2017), si deve parlare di una dinamica generalizzata di crescita dei prezzi praticati alle imprese. Il rialzo del prezzo dell'energia elettrica può essere il riflesso del trend determinato dalle tensioni internazionali e dal caro-petrolio in atto dal mese di maggio. Tale tendenza trova ulteriore conferma nell'andamento dei mercati a termine per il trimestre luglio-settembre 2018 (Comunicato ARERA 28 giugno 2018). In particolare, a determinare l'aumento sono stati i maggiori costi per l'approvvigionamento dell'energia (+48%), non compensati dalla avvenuta riduzione dei costi di dispacciamento (-10%) (Figura 5.2).

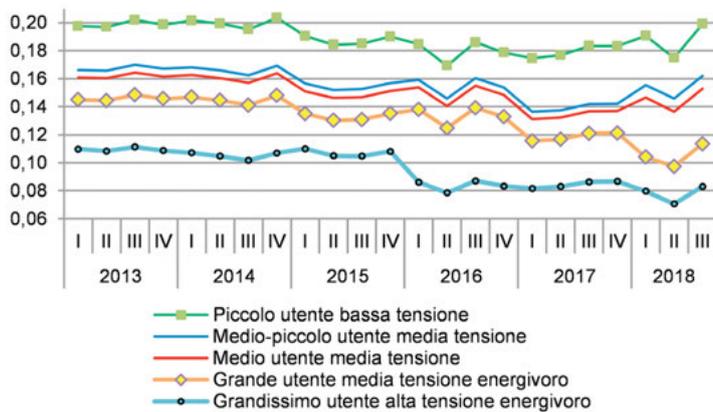


Figura 5.1 - Prezzi totali per diverse tipologie di imprese, incluse accise ed esclusa IVA (€/kWh)

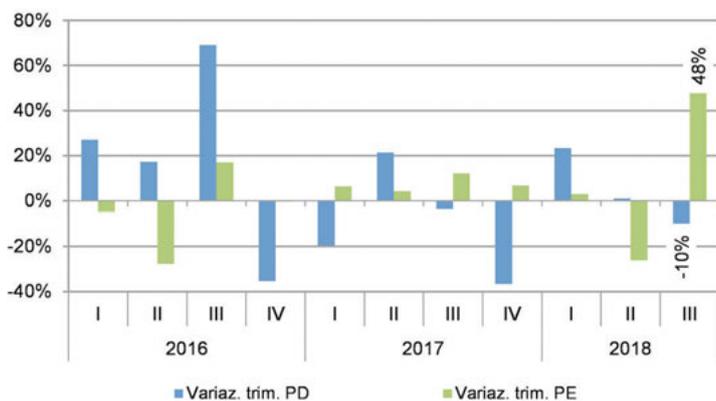


Figura 5.2 - Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche (potenza disp. >16,5 kW)

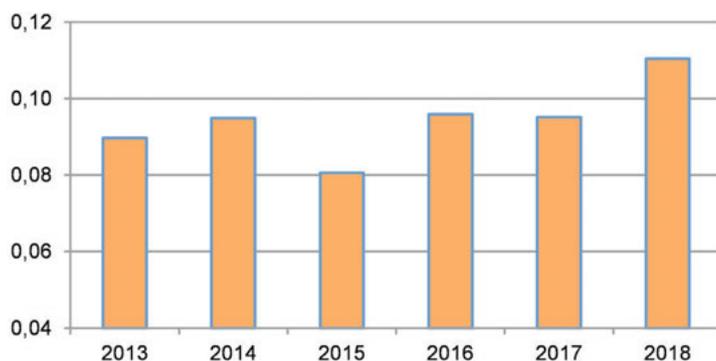


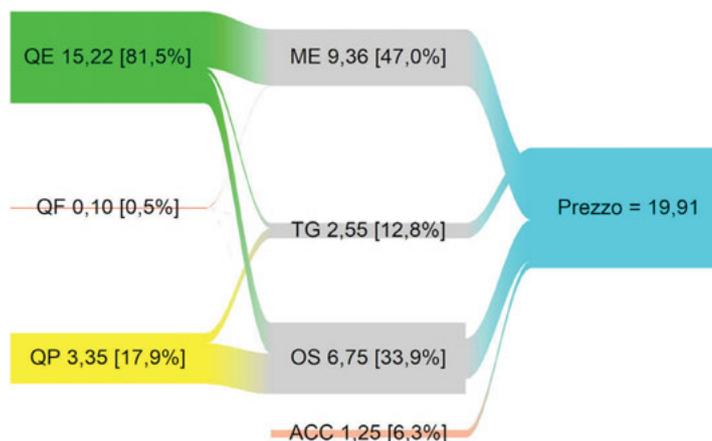
Figura 5.3 - Andamento delle medie annuali del differenziale di prezzo, al netto dei costi recuperabili, tra piccolo e grandissimo consumatore (€/kWh)

Situazione diversificata in ragione delle dimensioni delle imprese

Nei primi nove mesi del 2018 si è presentata una notevole diversificazione nella variazione dei prezzi in ragione della dimensione dell'impresa. Per l'insieme delle imprese con un consumo annuo superiore a 10 GWh (energivore e non), cioè i grandi e grandissimi utenti non domestici, una stima ENEA indica una diminuzione media compresa tra il 10% e il 13%, mentre per quelle inferiori a tale soglia si è prodotto altresì un aumento, compreso tra il 3% e il 9%. Lo scarto è massimo tra la piccola e la grande impresa, ma la condizione di relativo sfavore per la piccola impresa comincia a manifestarsi già a partire dal confronto con quella media (Figura 5.1). In dettaglio, nel 2018 il prezzo sostenuto dalla piccola impresa, al netto delle imposte recuperabili, è addirittura 11 centesimi di euro per kWh maggiore rispetto a quello sostenuto dalle imprese maggiori, dato in netto aumento rispetto alla tendenza degli anni passati (Figura 5.3)

Elevata incidenza della componente 'energia' sul prezzo per la piccola impresa

A concorrere maggiormente al differenziale tra la piccola e la grande impresa sono, da un lato, come di consueto, i differenti costi di approvvigionamento, e dall'altro quello che costituisce l'elemento di novità dell'anno in corso, ovvero l'introduzione del regime di sgravi fiscali in favore delle industrie energivore. Di quest'ultimo aspetto si discute più in dettaglio in seguito. Riguardo ai costi di approvvigionamento, invece, è noto come la grande impresa possa far leva sull'abbattimento degli stessi al crescere dei consumi e sulla possibilità di accedere al mercato libero in condizioni negoziali più favorevoli. Le Figure 5.4 e 5.5 che descrivono la composizione del costo di acquisizione dell'energia elettrica a carico delle imprese, rispettivamente per il piccolo e il grandissimo utente, confermano questo elemento di conoscenza. Risulta evidente come nel 2018 la componente 'energia' costi alle piccole imprese 9,4 c€ per kWh, contro i 4,8 c€ della grande impresa, più o meno il doppio. È chiaramente questa la componente che fa maggiormente la differenza. Va rilevato tuttavia come anche le altre voci, quali la componente 'trasporto e gestione del contatore', l' 'accisa media' (che comporta un'imposizione fiscale sostanzialmente regressiva), e gli 'oneri di sistema' (anche a seguito dell'applicazione nel 2018 della relativa riforma), pesino in misura più consistente sulla piccola impresa.



QP: quota potenza; QF: quota fissa; QE: quota energia; OS: oneri di sistema; TG: trasporto e gestione del contatore; ME: materia energia; ACC: accisa media.

Figura 5.4 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il piccolo consumatore non domestico in bassa tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. III trimestre 2018

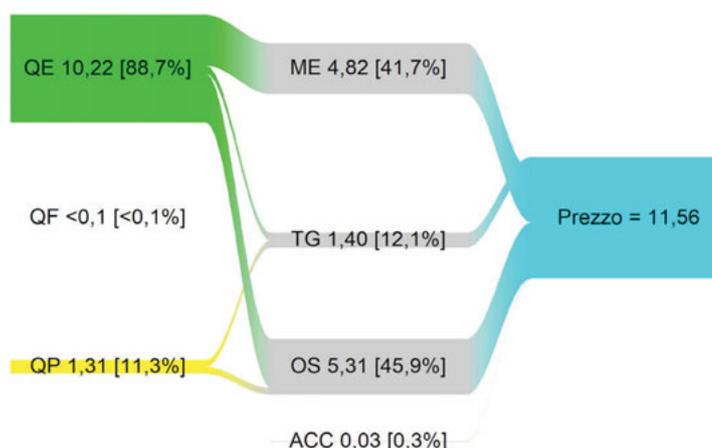


Figura 5.5 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il grande consumatore non domestico in alta tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. III trimestre 2018

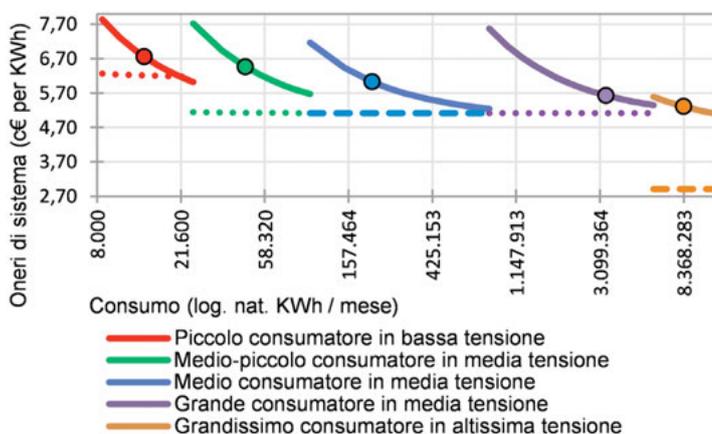


Figura 5.6 - Valore unitario degli oneri di sistema (al lordo di sgravi per industrie energivore) in funzione del livello di consumo per diverse tipologie d'impresa (c€/kWh) - Confronto tra vecchio regime (linee tratteggiate, situazione al III trimestre 2017) e nuovo regime (linee continue, situazione al III trimestre 2018)

Effetti della riforma degli oneri di sistema

Un cenno particolare merita l'analisi dell'applicazione della riforma della disciplina degli oneri di sistema. A nove mesi dall'entrata in vigore della riforma si può tentare una prima valutazione dei suoi effetti. La Figura 5.6 pone a raffronto la situazione antecedente la riforma e quella successiva. Le curve si riferiscono alla stima degli oneri di sistema al variare del consumo e non comprendono volutamente la stima della componente degli sgravi fiscali in favore delle industrie energivore. Lo *shift* che si verifica tra una curva e l'altra è naturalmente da imputare al concorso delle altre variabili in gioco (ad esempio i livelli di potenza impegnata per le diverse classi di consumo), ma è intuibile come l'entità degli oneri di sistema sia in funzione del livello di consumo. Se si considerano i profili mediani per ciascuna classe dimensionale (espressi in figura dai punti posti sulle rispettive curve), è possibile rilevare come la relazione sia di tipo esponenziale.

Il quadro relativo alla situazione che precede l'applicazione della riforma indica invece come gli oneri di sistema siano pressoché invariati al livello di consumo (le linee orizzontali tratteggiate sempre in Figura 5.6). In altre parole, ancor prima di considerare l'effetto di eventuali sgravi fiscali per le industrie energivore, sembra essersi verificata una situazione potenzialmente premiante nei confronti delle imprese con un livello di attività presumibilmente maggiore.

Effetti della riforma in favore delle industrie energivore

La stessa Figura 5.6 evidenzia peraltro l'aumento generalizzato della componente oneri di sistema che è conseguito all'applicazione della riforma, anche per effetto della necessità di compensare gli sconti in favore delle imprese energivore, l'altra importante variazione introdotta nel sistema nel 2018. Con riferimento a tale variazione, la Figura 5.7 fornisce una rappresentazione grafica dello sconto applicato rispetto alla media per la categoria dei grandi e grandissimi utenti. Nel 2018 si attesta intorno a 3 e intorno a 2 centesimi di euro per kWh, rispettivamente per il grandissimo consumatore in alta tensione e il grande consumatore in media tensione.

Il quadro internazionale, con differenziali di prezzo ancora a sfavore delle imprese italiane, nonostante un trend in miglioramento

Il confronto internazionale pone in luce le criticità incontrate dalle imprese italiane rispetto ai principali competitor esteri. La Figura 5.8 si riferisce ai differenziali tra Italia e media dell'Unione Europea a 28 Paesi in ordine al costo di acquisizione dell'energia elettrica per le imprese italiane, al netto delle imposte recuperabili e senza tenere conto degli sgravi fiscali per le industrie energivore. Un eventuale valore negativo rappresentato nella curva indicherebbe un prezzo medio per le imprese italiane inferiore a quello della generalità dei competitor dell'UE, e quindi un vantaggio di costo. Il grafico esplicita come in nessun caso si presentino valori negativi, nonostante un trend in relativo miglioramento a partire dal 2012. Occorre tuttavia segnalare come il divario sia quasi annullato per le imprese di

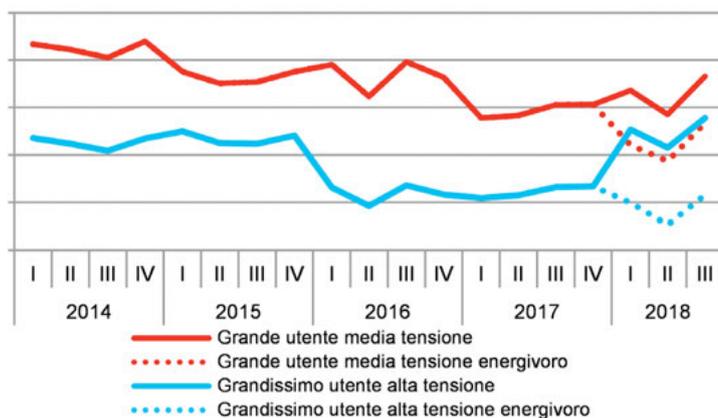


Figura 5.7 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per le imprese di maggiori dimensioni (€/kWh)

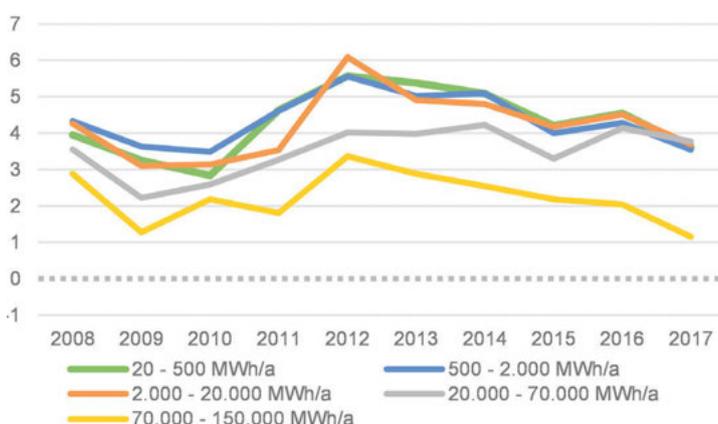


Figura 5.8 - Andamento dei differenziali di prezzo Italia-UE 28 per l'energia elettrica per le imprese italiane, nelle diverse fasce di consumo, al netto delle imposte recuperabili (c€/kWh in parità di potere d'acquisto)

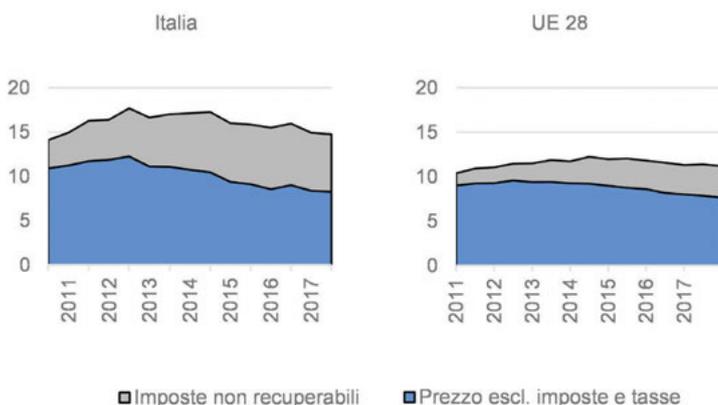


Figura 5.9 - Andamento delle principali componenti di prezzo dell'energia elettrica (c€ in parità di potere d'acquisto per kWh) per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno

dimensioni maggiori, vale a dire quelle con un consumo tra 70.000 e 150.000 MWh/anno, per le quali nel secondo semestre 2017 il *gap* è pari ad appena 1 centesimo di euro per kWh.

Forte peso della componente fiscale e parafiscale sul prezzo sostenuto dalle imprese italiane

Per approfondire le ragioni dei differenziali sfavorevoli si è voluto concentrare l'attenzione

sul segmento mediano, spesso preso come termine di riferimento nelle analisi, e cioè il numero delle imprese che si collocano nella fascia di consumo tra 500 e 2.000 MWh per anno. Analizzandone la serie storica dal 2011 al 2017 (Figura 5.9), risulta chiaro come i prezzi al netto delle imposte a carico delle imprese (l'area in blu, in buona approssimazione corrispondenti ai costi di generazione e di rete), partano da livelli alti all'inizio del periodo, ma tendano a scendere nel corso del tempo, fino ad attestarsi su un livello del tutto comparabile alla media dei Paesi dell'Unione. Nel secondo semestre 2017 i costi di generazione e di rete italiani sono infatti superiori alla media UE-28 dell'8%, ma tale valore è il risultato di un trend in chiara discesa (cinque anni prima il dato si attestava intorno al 30%). Ciò che invece sembra fare la differenza, e contribuire quindi alla struttura dei sempre sfavorevoli differenziali italiani, è la componente fiscale a carico delle imprese (l'area in grigio in Figura 5.9). Si segnala addirittura negli ultimi anni una tendenza all'aumento di tale componente.

La situazione in Europa al II semestre 2017

Per approfondire il confronto, per il secondo

semestre 2017, ancora per la classe di consumo 500 – 2.000 MWh/anno, sono riportati sotto forma di cartogramma i prezzi dell'energia elettrica al netto delle imposte recuperabili (Figura 5.10) e i valori relativi alle imposte non recuperabili (Figura 5.11).

Trova conferma quanto precedentemente osservato, la posizione di difficoltà relativa attraversata dalle imprese italiane rispetto alle omologhe europee. Il prezzo per le imprese italiane rispetto alla media UE-28 è più alto del 32% (14,8 c€ contro 11,2 c€), e colloca il nostro Paese nella penultima classe (Figura 5.10). Se invece si guarda al valore assoluto delle imposte (Figura 5.11), il nostro Paese è addirittura fanalino di coda, con un valore pari a 6,5 c€. Ciò equivale a sostenere che il 44% dell'intero costo per l'acquisizione di energia elettrica sostenuto dalle imprese, nel segmento 500 – 2.000 MWh/anno, è ascrivibile alla componente fiscale e parafiscale.

Naturalmente, diversi sono i punti di forza e quelli di debolezza per i Paesi europei in relazione alle tre principali componenti di costo (costi di rete, energia e imposte non recuperabili). La Svezia è il Paese che registra la miglior performance grazie soprattutto alla componente energia e al basso peso delle imposte. La Germania si presenta competitiva dal lato della componente energia ma decisamente penalizzata da quello dei costi di rete e, in particolar modo, delle imposte. Regno Unito e, in posizione complessivamente migliore, Francia mostrano una composizione relativamente equilibrata e competitiva. Infine, la Spagna, pur palesando costi imputabili alla componente energia

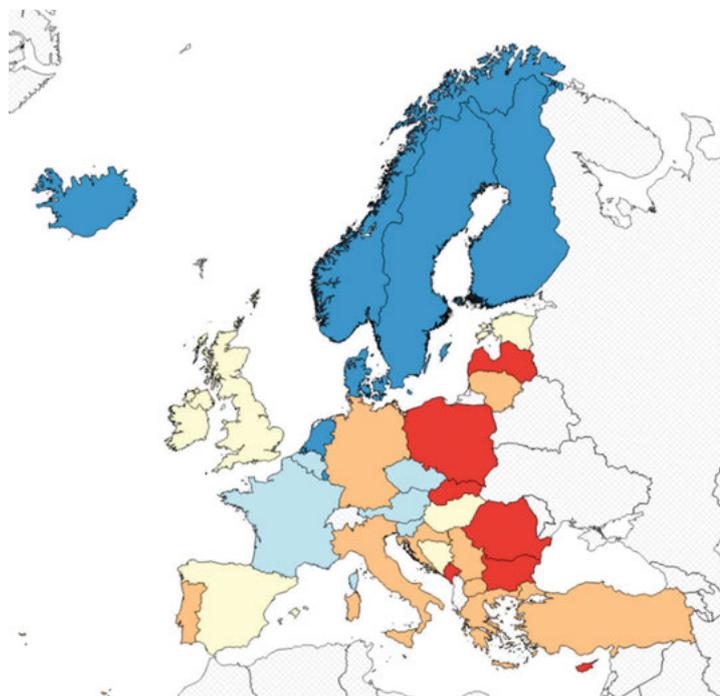


Figura 5.10 - Prezzi al netto delle imposte recuperabili per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno. II semestre 2017. Valori in c€ in parità di potere d'acquisto per kWh

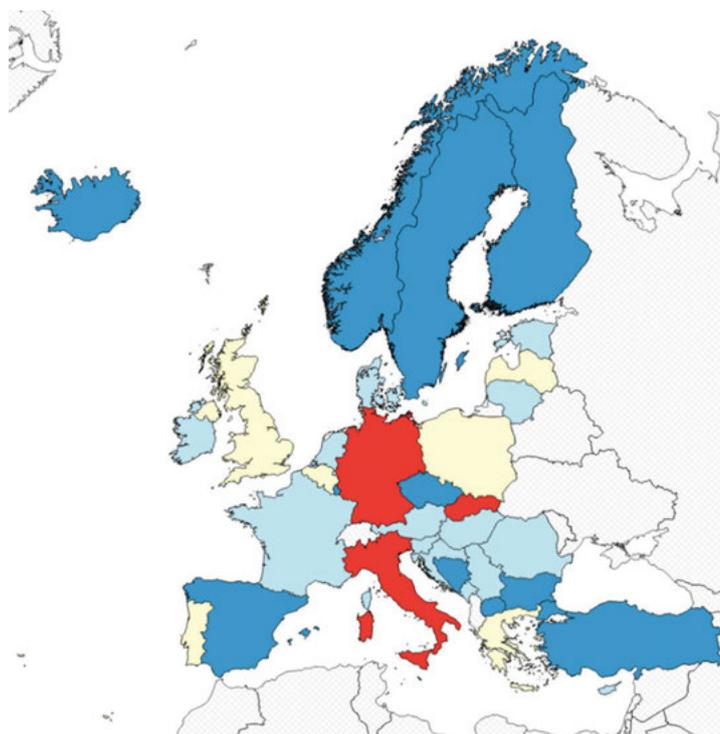


Figura 5.11 - Valore delle imposte non recuperabili per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno. II semestre 2017. Valori in c€ in parità di potere d'acquisto per kWh

più alti di quelli italiani, spicca per una politica di bassissima imposizione a carico delle imprese. In questo quadro l'Italia si caratterizza per una posizione di vantaggio nella componente relativa ai costi di rete. Tra l'altro, ha contribuito a questo risultato anche la riduzione dei costi di rete in atto dal 2016, a seguito della riforma delle tariffe elettriche (Rapporto annuale ARERA 2018). Questo relativo punto di forza non è sufficiente tuttavia a compensare una certa debolezza sul lato dei costi per l'energia e il netto svantaggio competitivo sul lato delle imposte. La scomposizione del prezzo nelle sue principali voci mostra quindi la peculiarità del caso italiano.

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Il prezzo del gasolio in Italia si conferma il più alto dell'UE28, anche se si riduce il divario dalla media UE

Nel corso del II 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 due trimestri precedenti (Figura 5.12). Per quanto attiene all'Italia, il prezzo medio nel trimestre è giunto a 1,49 €/litro, in aumento del +4% rispetto ai primi tre mesi del 2018, dell'8% rispetto al II trim. 2017. Sono cresciuti più rapidamente invece i prezzi della media UE per lo stesso periodo (arrivati a 1,33 €/litro): +5% rispetto al I trim. 2018 e +11% rispetto al II trim. 2017. Si registra pertanto un avvicinamento dei prezzi italiani alla media UE-28, passando da 14,3% di scostamento del 2012 all' 11,6% del trimestre di analisi; si sottolinea come tale avvicinamento sia un fenomeno che contraddistingue il primo semestre 2018: nel corso del 2017, infatti, lo scostamento medio percentuale tra prezzi nazionali e media UE-28 era ancora del 14%, come 5 anni prima. Tra i cinque Paesi esaminati l'Italia continua in ogni caso ad essere quello con il prezzo più elevato, seppur a poca distanza dal Regno Unito.

In una ottica di più lungo periodo (Figura 5.12), il prezzo medio del gasolio dell'Italia nel trimestre di analisi conferma il trend di ripresa quasi costante degli ultimi due anni (ad eccezione del II e III trim. 2017), dopo il minimo del I trim. 2016 (di 1,21 €/litro) e la riduzione costante dei quattro anni 2012-2015 dai valori massimi del 2012 (1,71 €/litro, +12% rispetto al dato del II trim. 2018).

Prezzo industriale in linea con la media UE-28

Nel corso del II trimestre 2018 nel nostro Paese il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è risultato in aumento dell'8% rispetto ai primi tre mesi del 2018, del 18% rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale dato, pari a 0,602 €/litro, risulta in linea con il trend di crescita dei due 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. Rispetto alla tendenza media UE (Figura 5.13), si evidenzia come nel trimestre di analisi il prezzo industriale nazionale sia tornato allineato ai valori della media UE-28, in controtendenza con i precedenti quattro trimestri (in media 1,3% più alto del prezzo EU). A livello europeo, infatti, i prezzi industriali nel II trimestre 2018 sono aumentati mediamente in maniera più sostenuta di quelli italiani: del 20% rispetto ai primi tre mesi dell'anno, del 9% rispetto allo stesso periodo del 2017.

In riferimento ai principali Paesi UE, il prezzo industriale che si registra nel Regno Unito si conferma significativamente al di sotto della media UE (-6,5%); anche in Francia i prezzi ancora sotto la media UE (-1,8%), anche se il gap si è di molto ridimensionato (-1,8% nel trimestre in analisi, -6,5% in media nel corso del 2017), per effetto del forte aumento registrato nel trimestre in analisi, giunto al settimo trim. consecutivo in crescita (+27% rispetto al II trim. 2017). In deciso aumento anche i prezzi industriali in Germania, +17% in termini tendenziali, dopo il crollo dello scorso trimestre; anche in questo caso ancora al di sotto della media UE (-3,6%).

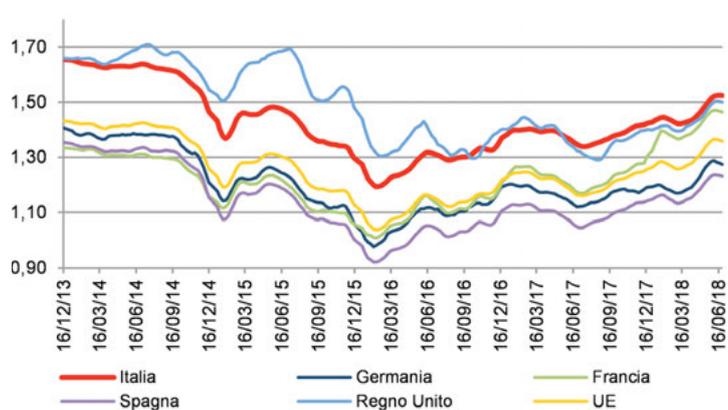


Figura 5.12 - Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

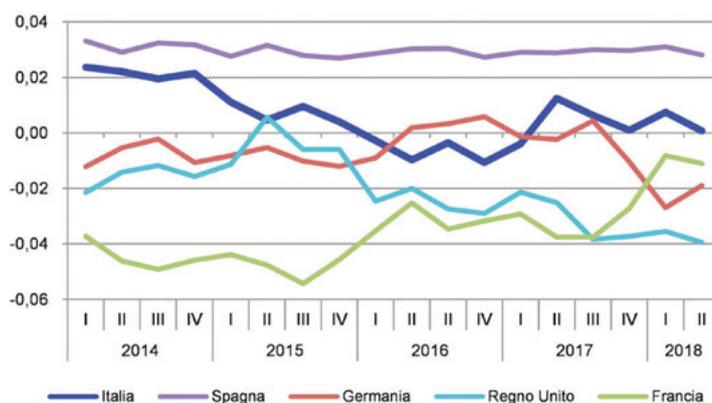


Figura 5.13 - Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali Paesi europei (€/litro)

Continua la riduzione dell'incidenza delle tasse sul prezzo del gasolio

In Italia nel corso del II trim. 2018 l'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio è scesa sotto la soglia del 60% (59,5% in media), riducendosi del 5% in termini tendenziali. Tale riduzione risulta in linea con la tendenza del 2017: nel nostro Paese la tassazione è passata dal 66,3% in media nel 2016, al 62,7% nel 2017, al 60,3% nel 2018. Come emerge dalla Figura 5.14, rispetto all'incidenza media UE, tuttavia la tassazione in Italia resta ancora di circa 5 punti percentuali al di sopra della media UE (54,5% nel trimestre di analisi), dal momento che l'incidenza della tassazione si è ridotta in media UE più rapidamente di quanto accaduto in Italia (-6% contro -5,2% dell'Italia in termini tendenziali). La riduzione ha infatti riguardato tutti i principali Paesi UE: in termini tendenziali in Germania del 5,8%, in Francia del 4,6%, in Spagna del 6,7%, in Gran Bretagna del 5,8%.

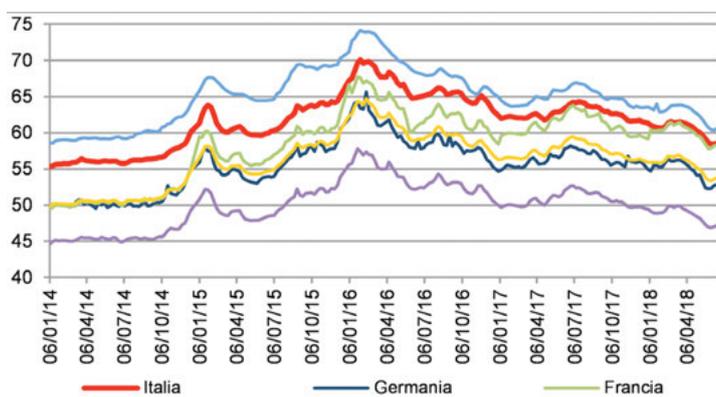


Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (media mobile 5 settimane, €/litro)

5.3 Prezzi del gas naturale

In riduzione i prezzi gas nel corso del II trimestre, -2,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente

Nel corso del II trimestre 2018 i prezzi medi del gas naturale al netto di tasse ed imposte recuperabili sono stati pari a circa 9,3 €/GJ per i clienti con fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno (si veda nota metodologica), in riduzione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente di circa 2,5% (-9% la var. congiunturale). Come emerge dalla Figura 5.15 tale dato risulta in controtendenza rispetto al trend dei due trimestri precedenti, in cui mediamente si è registrato un incremento tendenziale di circa 2,5 punti percentuali. La diminuzione dei prezzi del II trimestre è imputabile alla forte riduzione della materia energia, scesa di oltre sei punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 5.16). La riduzione della materia energia è risultata, nel trimestre II 2018, anche superiore a quella della componente materia prima gas (Cmem), ridottasi di 5 punti percentuali (in termini di var. tendenziale), grazie anche all'annullamento della componente oneri di gradualità (GRAD), prevista dall'Autorità già dai primi mesi dell'anno.

Nel confronto con il primo semestre del 2017 i prezzi medi registrati nel corso dei primi sei mesi 2018 risultano pertanto in marginale aumento per le fasce di consumo medio-piccole (+0,3% la variazione tendenziale su base semestrale).

Impennata dei prezzi nel III trimestre +17% su base tendenziale per la risalita della materia prima

I dati per il III trimestre 2018 modificano tuttavia in maniera netta il quadro descritto per il II trimestre. Secondo elaborazioni ENEA su dati ARERA, i prezzi medi del gas naturale al netto di tasse ed imposte recuperabili sarebbero infatti aumentati a circa 10,6 €/GJ per i clienti in fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/anno, in netta crescita sia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+17%), che rispetto al II trimestre 2018 (+14%). Tale dato è da attribuire alla importante ripresa della componente materia prima gas CMEM, cresciuta di circa il 30% rispetto al III trimestre 2017. Come emerge anche dalla Figura 5.17, il prezzo della materia dal minimo del II trimestre 2016 ha proceduto con un trend di sostanziale crescita.

Nei primi nove mesi dell'anno in aumento i prezzi di oltre cinque punti percentuali

In riferimento ai primi nove mesi dell'anno, il prezzo medio del gas al netto tasse e imposte detraibili (fascia di consumi 1.000-10.000 GJ/anno) è stato pertanto pari a circa 10 €/GJ, in aumento di oltre 5,5 punti percentuali rispetto ai primi nove mesi del 2017 (NB: per clienti industriali i consumi di gas risultano sostanzialmente costanti nel corso dell'anno solare). L'aumento è imputabile, oltre che alle componenti materia energia (+5,7%) e trasporto e gestione del contatore (+4,3%), cresciute in linea con il prezzo totale, anche alla ripresa degli oneri di sistema, aumentati ad un tasso più consistente, +10% rispetto allo stesso periodo 2017 (Figura 5.18).

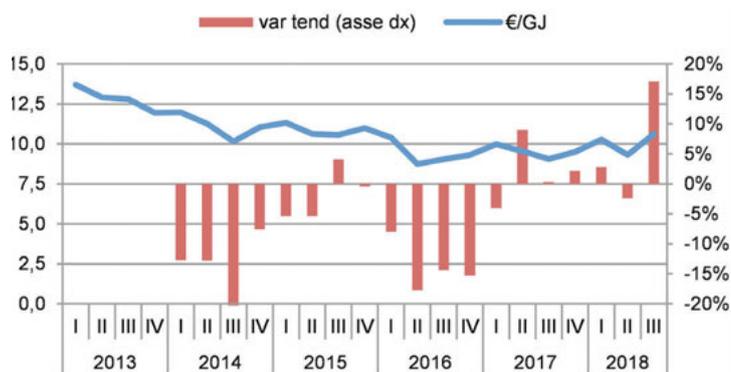


Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ a sin, var. % tendenziale a dx)

La diminuzione dei prezzi del II trimestre è imputabile alla forte riduzione della materia energia, scesa di oltre sei punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 5.16).

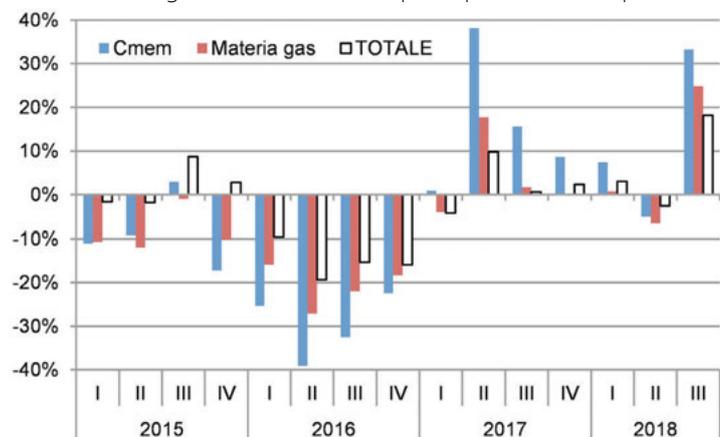


Figura 5.16 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, Materia energia e componente Cmem, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

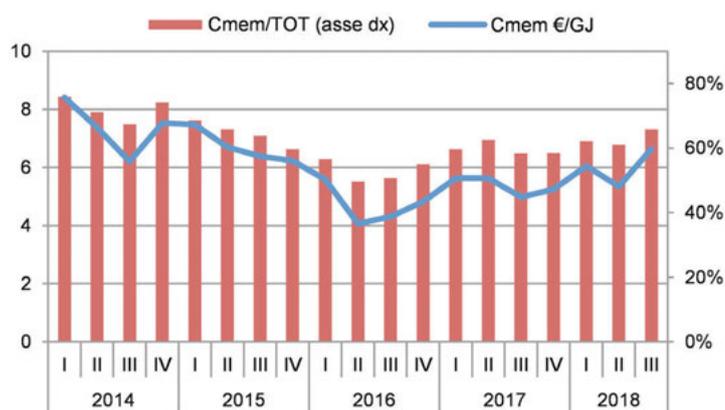


Figura 5.17 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ asse sin, % asse dx)

Nel III trimestre 2018 in aumento tutte le componenti

In riferimento alle componenti 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), trainati dall'aumento del costo della materia prima, sia cresciuto nel corso del terzo trimestre, arrivando a rappresentare il 72% della spesa totale.

Anche gli oneri di sistema (risparmio energetico, compensazione quota commercializzazione, recupero morosità), costanti dal IV trimestre 2017 al II 2018, risultano in aumento nel III trimestre 2018, di circa 2 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017. Sul totale del prezzo (al netto delle imposte) tale componente nel III trim arriva a pesare per il 6% circa.

In aumento i costi delle infrastrutture per la piccola utenza, ma si ridimensiona in parte il divario Nord-Sud

In riferimento ai servizi per infrastrutture (trasporto, distribuzione e misura), la Figura 5.20 mostra come nel corso del III trimestre 2018 i prezzi siano in aumento per tutti gli ambiti territoriali, rispetto al trimestre immediatamente precedente (in media +3% la variazione congiunturale). In termini tendenziali, tuttavia, tale aumento risulta più contenuto, pari ad 1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. (Figura 5.20).

Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e isole si riflette sui costi dei relativi servizi che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. In Figura 5.21 sono riportate le variazioni tendenziali dei costi per i servizi di distribuzione nelle zone nord-orientale e sud (Calabria e Sicilia); ne emerge come complessivamente nei primi nove mesi dell'anno i costi per servizi di infrastrutture siano aumentati meno rapidamente al Sud rispetto al Nord orientale (+3% e +4% rispettivamente). A questo segue un leggero ridimensionarsi del gap tra i costi infrastrutture gas tra i diversi ambiti territoriali: in riferimento alle zone nord-orientale e sud, la differenza si riduce di 2 punti % nel corso dei primi nove mesi dell'anno, rispetto allo stesso periodo del 2017.

In riferimento ai servizi per infrastrutture (trasporto, distribuzione e misura), la Figura 5.20 mostra come nel corso del III trimestre 2018 i prezzi siano in aumento per tutti gli ambiti territoriali, rispetto al trimestre immediatamente precedente (in media +3% la variazione congiunturale). In termini tendenziali, tuttavia, tale aumento risulta più contenuto, pari ad 1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. (Figura 5.20).

In riferimento ai servizi per infrastrutture (trasporto, distribuzione e misura), la Figura 5.20 mostra come nel corso del III trimestre 2018 i prezzi siano in aumento per tutti gli ambiti territoriali, rispetto al trimestre immediatamente precedente (in media +3% la variazione congiunturale). In termini tendenziali, tuttavia, tale aumento risulta più contenuto, pari ad 1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. (Figura 5.20).

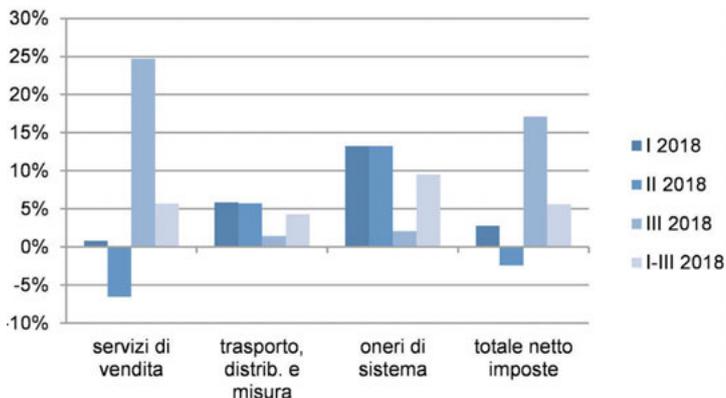


Figura 5.18 - Andamento delle componenti del prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (var. % tendenziale)

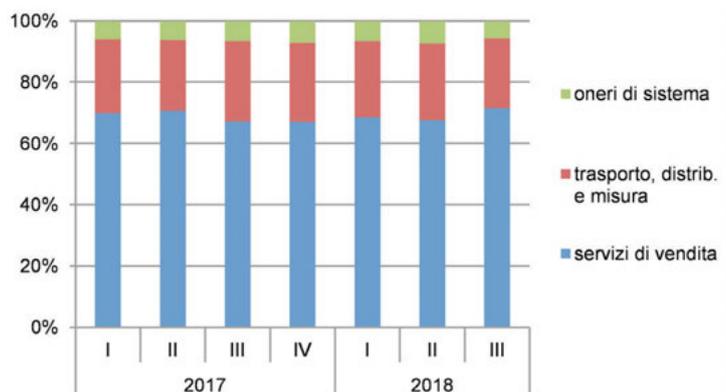


Figura 5.19 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (%)



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

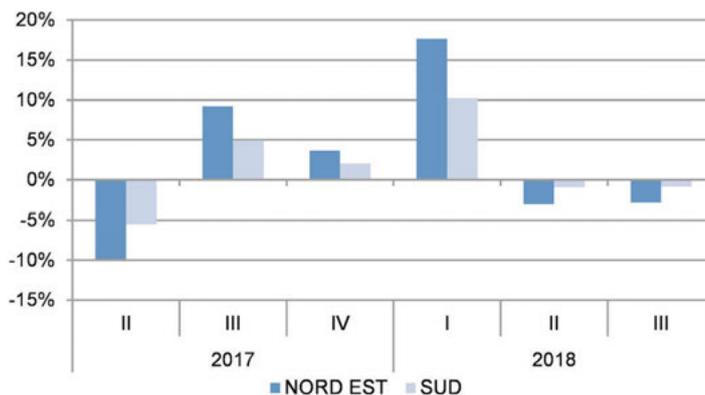


Figura 5.21 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a, Nord est e Sud (var. % tendenziale)

6 I fatti dell'energia nella comunicazione

6.1 L'energia nella stampa generalista nel II trimestre 2018

Al fine di analizzare la presenza dei temi dell'energia e della sostenibilità nella stampa generalista, nel corso del secondo trimestre 2018 sono stati esaminati 666 articoli, pubblicati sulle quattro principali testate giornalistiche italiane (vedi nota metodologica).

Come di consueto, il *mercato internazionale dell'energia* è stato uno dei temi più trattati. In particolare, sono state esaminate le vicende legate alle quotazioni del *prezzo del petrolio*, i cui livelli relativamente elevati sono prevalentemente riconducibili alle tensioni internazionali, costantemente descritte, quali le sanzioni minacciate dagli Stati Uniti contro l'Iran o la crisi economica del Venezuela, grande esportatore di greggio. Tutte le testate hanno, inoltre, riportato gli esiti del *Vertice OPEC* svoltosi a Vienna il 22 giugno 2018 e conclusosi con un'intesa per l'aumento della produzione di petrolio fino a circa un milione di barili al giorno.

Un'attenzione molto consistente è stata rivolta alla *finanza sostenibile* e, particolarmente, alla forte crescita del mercato dei *green bonds*, che sembrano ricevere una considerazione generalmente positiva.

Durante i tre mesi, la stampa ha costantemente monitorato il processo che ha portato l'*ENEL* ad aggiudicarsi la gara per il controllo della società brasiliana di distribuzione di energia elettrica Eletropaulo.

Con riferimento al *mercato e alla politica dell'energia nazionali*, anche in questo periodo, il tema che ha avuto maggior rilievo è stato quello delle novità in materia di *incentivi fiscali per interventi di efficienza energetica negli edifici*. In prevalenza, sono state fornite precisazioni sia sulla cessione del credito fiscale sia sulle modalità di presentazione delle richieste di agevolazione all'ENEA.

Inoltre, in questo trimestre, sono state di nuovo descritte le questioni relative alla realizzazione della tratta italiana del gasdotto *TAP (Trans Adriatic Pipeline)*. In particolare, sono state poste in evidenza le posizioni degli esponenti della nuova maggioranza di governo.

A proposito di *prezzi dell'energia in Italia*, tutte le testate esaminate se ne sono occupate specialmente in due occasioni: nel mese di maggio, in concomitanza con una nuova fiammata di prezzi del petrolio che ha portato il Brent a superare la quota di 80 dollari al barile (il massimo dal 2014) sono stati annunciati *rincari del prezzo dei carburanti*, riprendendo le previsioni contenute nel bollettino settimanale dei gestori di impianti di distribuzione aderenti a Confindustria; a fine giugno, sono stati segnalati *gli aumenti dei prezzi di luce e gas* a partire dal mese di luglio 2018, stabiliti dall'Autorità per l'Energia. Tali aumenti, secondo l'ARERA, erano ascrivibili alle tensioni internazionali e alla forte accelerazione delle quotazioni del petrolio che ne è seguita.

Anche stavolta, si segnala una consistente presenza di articoli sulla *mobilità sostenibile*, la maggior parte dei quali ha riguardato l'auto elettrica e lo sviluppo delle nuove tecnologie ad essa collegate, quali le batterie, le colonnine per la ricarica e i sistemi "vehicle to grid"; altri testi hanno raccontato i piani di imprese e governi per la sua diffusione. Alcuni quotidiani hanno ripreso la notizia che nell'ex impianto termoelettrico di Leri Cavour a Trino - per la cui vendita Enel ha firmato il preliminare con la Galileo Ferraris Srl - sarà realizzato un parco tematico dedicato all'*automotive*, con laboratori di ricerca sull'auto elettrica e un'area attrezzata con stazioni di ricarica.

Nel mese di giugno, hanno avuto un certo rilievo le posizioni espresse dal nuovo *Ministro dell'Ambiente Sergio Costa* circa le politiche europee per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica prodotte dalle automobili e l'incentivazione di investimenti per agevolare il trasporto pubblico, tramite l'utilizzo di mezzi ibridi o totalmente elettrici, al fine di contrastare il problema dello smog. A questo proposito, come spesso registrato negli ultimi trimestri, hanno ricevuto attenzione le iniziative che alcune città stanno mettendo in campo per combattere *l'inquinamento dell'aria*. Infine, anche in questo periodo, le trattative per la chiusura della vendita dell'*Ilva di Taranto* sono state trattate con una certa frequenza, pure in seguito all'esito delle elezioni politiche di quest'anno.

Frequenza degli articoli per classi di argomento

Nel trimestre, la categoria di articoli che è ricorsa con frequenza maggiore è stata quella degli Operatori dell'energia" (31%; vedi Figura 6.1), seguita da "Tecnologie energetiche" (13%) e da "Mercato nazionale energia e politica energetica nazionale" (12%).

Per quello che riguarda la distribuzione degli articoli per fonti di energia (Figura 6.2), le prime tre frequenze sono: "Tutte le fonti" (22%) , "Petrolio e prodotti petroliferi" (21%), "Efficienza energetica e risparmio energetico" (17%).

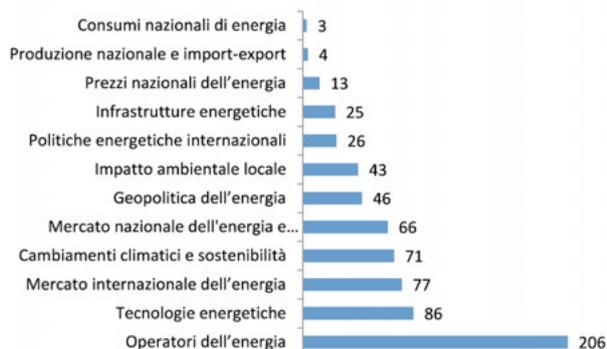


Figura 6.1 - Numerosità degli articoli per argomenti trattati, II trimestre 2018, stampa generalista

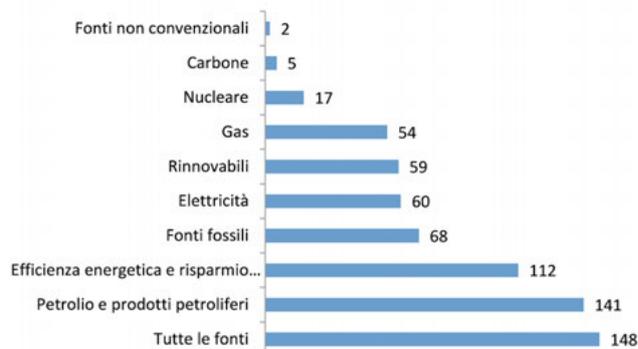


Figura 6.2 - Numerosità degli articoli per fonte energetica, II trimestre 2018, stampa generalista

È interessante anche provare a classificare gli articoli secondo le voci del cosiddetto "Trilemma energetico" (Figura 6.3). Tra quelli classificabili (meno della metà del totale), il numero più cospicuo afferisce alla voce "Decarbonizzazione" (16%), seguita da "Prezzi dell'energia" (15%) e "Sicurezza energetica" (6%).

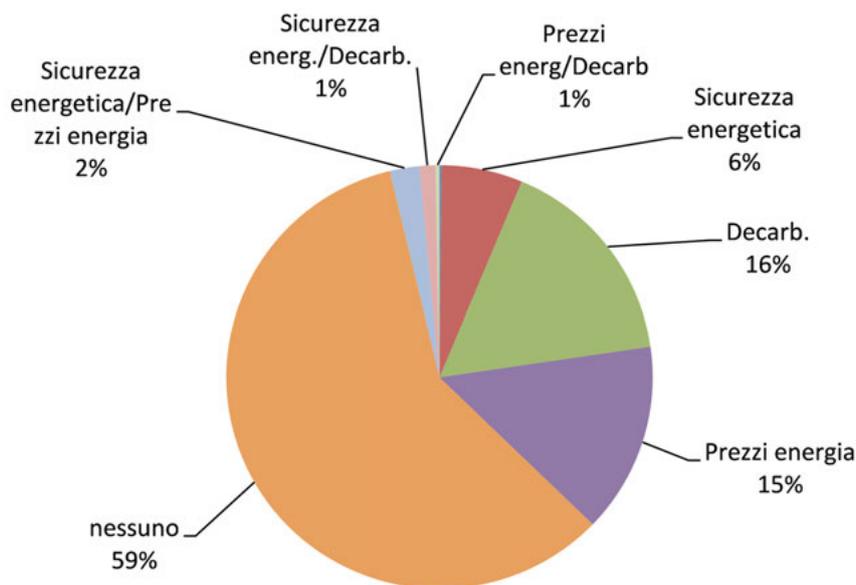


Figura 6.3 - Frequenza delle componenti del Trilemma, II trimestre 2018

6.2 L'energia nella stampa specialistica nel II trimestre 2018

I testi analizzati per la stampa specialistica sono costituiti dall'insieme del titolo, occhietto e sommario relativo a 341 articoli comparsi nei mesi di aprile, maggio e giugno 2018. Le figure 6.4, 6.5 e 6.6 offrono una rappresentazione visiva sintetica e immediata del contenuto rilevato mediante gli strumenti della network analysis. L'analisi descrive il sistema di relazione degli elementi mediante una struttura di nodi ed archi. Gli elementi o i nodi della rete sono costituiti dalle forme lessicali che compongono gli articoli. Gli archi indicano una relazione tra i nodi, mentre la colorazione indica la presenza di un'omogeneità dei nodi che hanno una più intensa interrelazione. Dall'analisi di tali aggregati è stato possibile ricavare una lista dei principali argomenti trattati dalla stampa nel corso del trimestre.

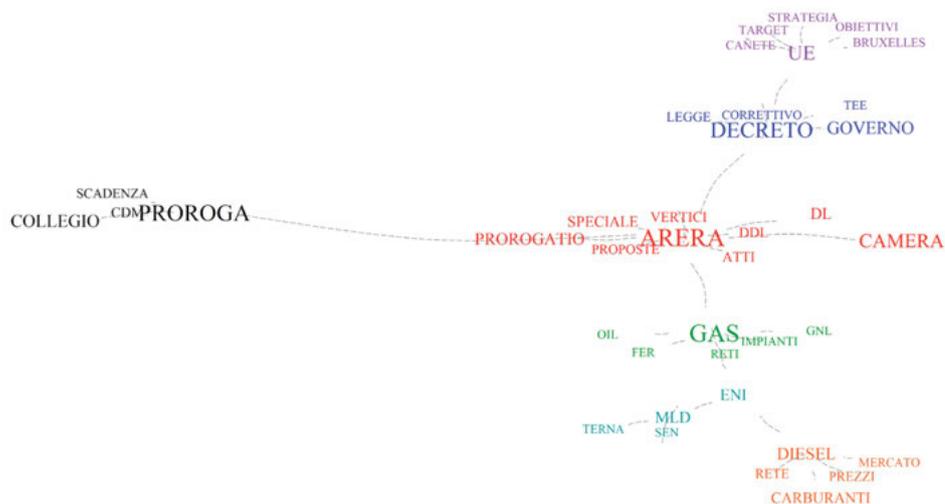


Figura 6.4 - Grafo per il mese di Aprile 2018, stampa specialistica

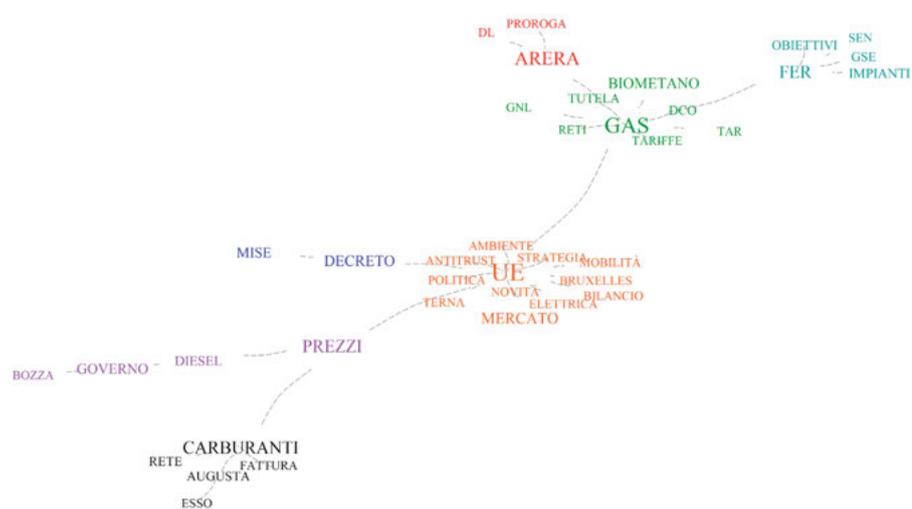


Figura 6.5 - Grafo per il mese di Maggio 2018, stampa specialistica

Per il mese di *aprile* (Figura 6.4) i temi di maggior rilievo risultano essere:

- La proroga dei vertici di Arera in scadenza. Un decreto-legge del Governo consente al collegio di Arera di poter continuare ad operare in ordinaria amministrazione
- Tenuto a Bruxelles il IV Energy Summit UE. In discussione i negoziati sul pacchetto Energia-clima con al centro efficienza energetica e rinnovabili
- In discussione gli impianti e le reti di distribuzione del gas in Italia
- Pubblicato il piano di sviluppo 2018 di Terna in cui figurano i nuovi investimenti previsti dalla SEN
- In aumento i prezzi diesel carburanti (Eni)

Per il mese di *maggio* (Figura 6.5) gli argomenti emergenti sono:

- Studi e analisi sul regime di post tutela. Sotto osservazione prezzi e informazione per gli utenti
- Nell'ambito della rete nazionale del gas il biometano rappresenta un settore promettente in grande espansione. Gli effetti del decreto interministeriale del 2 marzo 2018 che promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti
- In discussione il Terzo pacchetto Ue sulla mobilità sostenibile
- Continua l'aumento dei prezzi dei carburanti anche in relazione al peggioramento del clima politico internazionale
- Nell'ambito del contesto politico nazionale è in discussione la bozza del contratto di governo tra M5S e Lega
- Grande risonanza per la vendita della raffineria di Augusta da Esso a Sonatrach con i 3 depositi di carburante associati e i relativi oleodotti

Nel mese di *giugno* (Figura 6.6):

- Consumi gas ancora in calo
- Analisi sulla mobilità elettrica sostenuta nelle prime dichiarazioni del nuovo governo
- Tenuto a Strasburgo il trilatero UE della Commissione, Europarlamento e Consiglio su FER e Direttiva su efficienza energetica

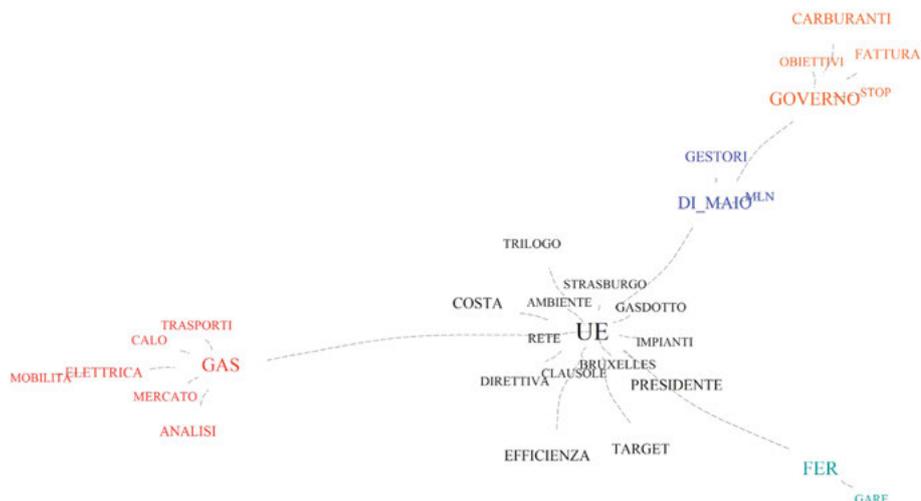


Figura 6.6 - Grafo per il mese di Giugno 2018, stampa specialista

- Il nuovo Ministro dell'Ambiente Costa esprime le posizioni del governo sul gasdotto pugliese
- I gestori chiedono al nuovo governo lo stop o il rinvio sulla normativa relativa alla fattura elettronica dei carburanti.

Gli articoli trattati dalla stampa specialistica riguardano, in prevalenza, gli argomenti relativi al "Mercato nazionale energia e politica energetica nazionale" (40%), gli "Operatori dell'energia" (13%) e le "Tecnologie energetiche" (10%), vedi Figura 6.7.

Considerando la ripartizione degli articoli per fonte energetica, il gruppo "Tutte le fonti" (33%), è seguito dagli articoli su "Efficienza energetica" e Fonti fossili (entrambi al 13%), vedi Figura 6.8.

L'analisi secondo il Trilemma rileva una maggiore presenza di argomenti legati alla decarbonizzazione (16%) seguiti dai "Prezzi dell'Energia" e "Sicurezza Energetica" (Figura 6.9).

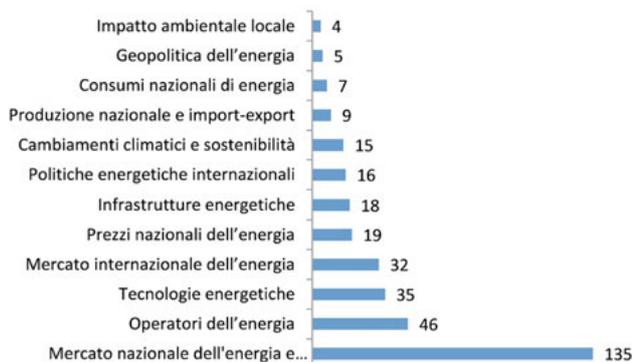


Figura 6.7 - Numerosità degli articoli per argomenti trattati, II trimestre 2018, stampa specialista

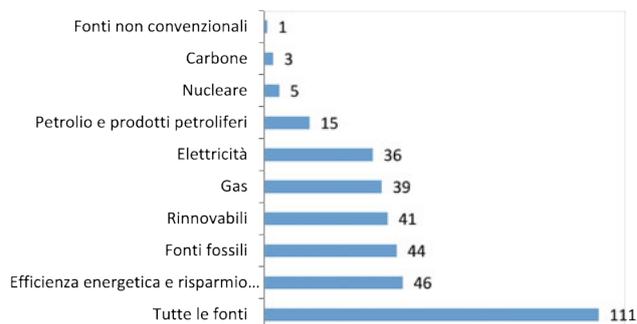


Figura 6.8 - Numerosità degli articoli per fonte energetica, II trimestre 2018, stampa specialista

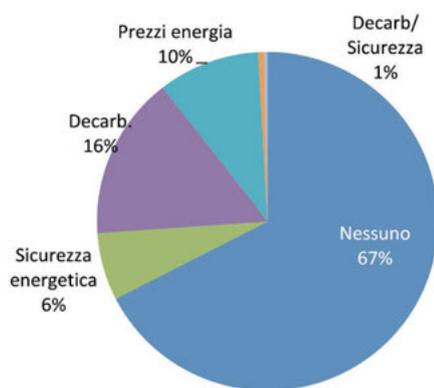


Figura 6.9 - Frequenza componenti del Trilemma nel II trimestre 2018, stampa specialista

<i>Stampa generalista</i>	<i>Stampa specialistica</i>
MERCATO INTERNAZIONALE ENERGIA	MERCATO INTERNAZIONALE ENERGIA
Mercato e andamento prezzo del petrolio	Crisi internazionali e prezzi petrolio
Vertice OPEC Vienna 22 giugno 2018	Energy Summit UE sul pacchetto Clima-energia
Finanza sostenibile – Crescita mercato Green Bonds	Si discute il Terzo pacchetto UE sulla mobilità sostenibile
	Trilogo UE su FER e Direttiva efficienza energetica
OPERATORI DELL'ENERGIA	OPERATORI DELL'ENERGIA
ENEL si aggiudica gara controllo società brasiliana Eletropaulo	Vendita della raffineria di Augusta a Sonatrach
	I piani di sviluppo Terna per il 2018
GEPOLITICA DELL'ENERGIA	GEPOLITICA DELL'ENERGIA
Sanzioni minacciate dagli USA contro l'Iran	
Crisi economica Venezuela	
MERCATO e POLITICA ENERGETICA NAZIONALE	MERCATO e POLITICA ENERGETICA NAZIONALE
Incentivi per l'Efficienza Energetica Edifici	Proroga vertici ARERA in scadenza
Rincarì prezzi carburanti	Aumento dei prezzi dei carburanti
Aumento prezzi energia elettrica e gas	Analisi prezzi e regime post tutela
Nuovo Governo e la TAP (Trans Adriatic Pipeline)	Decreto sul biometano e biocarburanti per il settore trasporti
TECNOLOGIE ENERGETICHE	TECNOLOGIE ENERGETICHE
Mobilità sostenibile e tecnologie per l'auto elettrica	Impianti e reti distribuzione gas in Italia
Parco tematico automotive nell'ex impianto termoelettrico Leri Cavour Trino	Mobilità elettrica
IMPATTO AMBIENTALE LOCALE	IMPATTO AMBIENTALE
ILVA Taranto	
Posizioni Ministro Sergio Costa su politiche emissione anidride carbonica e incentivazione investimenti trasporto pubblico	
Inquinamento dell'aria in alcune aree urbane	

Figura 6.10 - Raffronto dei principali temi dell'energia nella stampa generalista e in quella specialistica nel II trimestre 2018

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1.1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica

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). L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni considerate, che hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice. Per ciascuna delle tre dimensioni sono stati considerati diversi indicatori, ai quali sono stati assegnati differenti pesi nel calcolo del contributo di ciascuna dimensione al valore complessivo dell'indice.

Il dendrogramma nel Grafico 1 mostra i valori dei pesi assegnati alle categorie di indicatori utilizzati per il calcolo di ISPRED. Per le sottocategorie "adeguatezza mercato" e "resilienza" del gas naturale e "competitività della raffinazione", costituite da due indicatori ciascuna, ad ogni singolo indicatore è stato assegnato peso pari a 0,5.

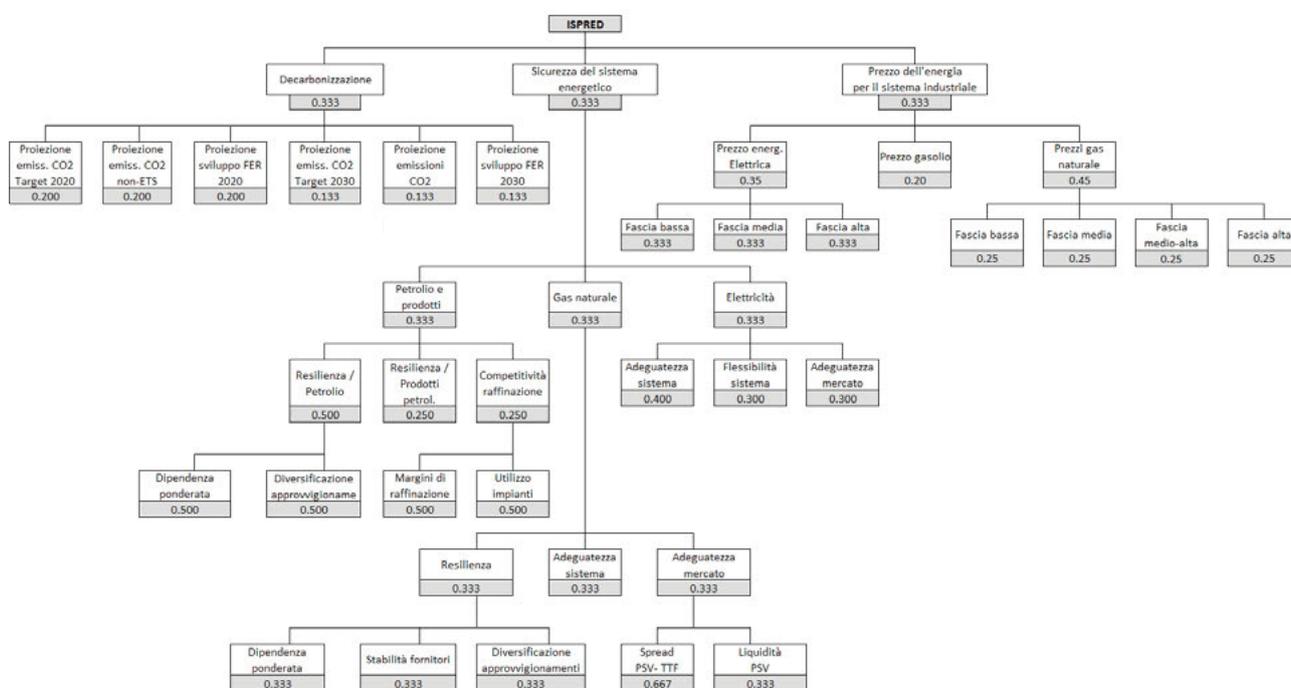


Grafico 1 - Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

Le Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore.

Nella Tabella A sono descritti gli indicatori considerati per la dimensione "decarbonizzazione".

Nella Tabella B sono descritti gli indicatori della dimensione "sicurezza energetica". In questo caso vi è una colonna in più definita "settore" che elenca i diversi settori del sistema energetico, per ciascuno dei quali sono stati considerati diversi indicatori.

Nella successiva Tabella C sono descritti gli indicatori della dimensione "prezzi dell'energia per il sistema industriale". Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale sono stati considerati separatamente i prezzi per le diverse fasce di consumo.

Dimensione	Indicatore - Descrizione	
Decarbonizzazione	Proiezione emissioni totali CO2 al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; Pil =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2020	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni; Pil =0,5% m.a. - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2020	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni
	Proiezione emissioni totali CO2 al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2030	Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. degli ultimi 3-5 anni - Distanza dal target (Mt)
	Sviluppo FER al 2030	% FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3-5 anni

Tabella A - Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

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

Tabella B - Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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

Tabella C - Indicatori della dimensione Prezzi dell'energia per il sistema industriale

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

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 sn - 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 dei consumi del sistema energetico italiano (var. % trimestrale tendenziale e 2008=100)

Il superindice ENEA del sistema energetico italiano mette insieme indicatori relativi ad alcune variabili di rilievo per l'andamento dei consumi di energia dei diversi settori di uso finale. L'indice presenta infatti un'elevata correlazione con i consumi di energia primaria ($\rho > 97\%$), dunque è un utile strumento sia per interpretare l'andamento dei consumi di energia sia per ottenere una indicazione di massima delle prospettive di breve periodo.

Per ogni anno, il valore del superindice è il risultato della media pesata dei valori degli indici (2010=100) relativi alle seguenti variabili:

- PIL (peso 40%)
- Indice Produzione Industriale (peso 20%)
- Prezzi del gas e del petrolio (peso 10%)
- Proxy HDD (Heat Degree Days) Gradi Giorno, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Proxy CDD (Cold Degree Days), correlata con i consumi elettrici per raffrescamento estivo (peso 5%)

Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

La fonte dei dati sui prezzi di gas naturale è <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 - Evoluzione temporale di PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

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

Figura 2.3 - Produzione industriale e valore aggiunto di industria e servizi (2010=100, media mobile 4 termini)

Fonte dati:

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

Figura 2.4 - Evoluzione dei principali driver (media mobile 4 termini, 2008=100)

Vedi Figura 2.1.

Figura 2.5 - 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 2.6 - Produzione di petrolio negli USA (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio

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

Figura 2.7 - Prezzo del gas naturale (€/MWh)

Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 2.8 - Tasso di riempimento degli stoccaggi europei

Figura 2.9 - Prezzo del gas naturale al TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)

Elaborazione ENEA.

Figura 2.10 - Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

- gas naturale (fonte MISE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MISE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MISE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto energia elettrica, 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.snamretegaz.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Bollettino petrolifero, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>
- 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 2.11 - Variazioni tendenziali della domanda di energia finale (asse dx) e superindice ENEA (%)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.12 - Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

Variazione, rispetto all'anno precedente, dei consumi di energia primaria per le fonti: solidi (comprese biomasse usi elettrici), gas naturale, petrolio, rinnovabili elettriche (idro, solare, eolico, geotermico), import netto di energia elettrica.

Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.13 - Consumi annui di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro trimestri, Mtep)

Dato annuale dell'energia primaria destinati alla generazione di energia elettrica per fonte. I dati sono espressi in Mtep di energia primaria.

Fonti dati:

- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

Figura 2.14 - Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=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 2.10.

Figura 2.15 - Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di 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 2.16 - Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.17 - Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e gap dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)

Produzione idroelettrica netta trimestrale dal 2008 al 2017 e scostamento rispetto al dato medio trimestrale per gli anni 2006-2015.

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA.

Fonte dati:

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

Figura 2.18 - Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.19 - Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.20 - Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.10.

Figura 2.21 - Consumi di energia trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Aiscat Informazioni edizione mensile: media pesata dei dati del traffico veicolare dei veicoli pesanti e leggeri <https://tinyurl.com/yc27uukm>
- Indice di Mobilità Rilevata (IMR) rilevato dall'ANAS, <http://www.stradeanas.it/it/le-strade/osservatorio-del-traffico>

Figura 2.22 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei Beni intermedi e del Totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia: vedi la nota di Figura 2.10
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDPRODIND_1

Figura 2.23 - Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)

Vedi nota Figura 2.22.

Figura 2.24 - Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia, elaborazioni ENEA, vedi la nota di Figura 2.10
- L'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 3.1 - Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

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 <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- 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 ESD (variazioni % tendenziali)

La suddivisione delle emissioni di CO₂ tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:

- <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- <https://tinyurl.com/ybvcdyob>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

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

Figura 3.3 - Emissioni di CO₂, energia primaria ed emissioni specifiche (num. indice 2009=100, media mobile ultimi 4 trimestri)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.4 - Emissioni di CO₂ dei settori (variazioni tendenziali, kt CO₂)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 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) <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

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

Vedi Nota Figura 2.10.

Figura 3.7 - Emissioni di CO₂ del settore civile e proxy gradi giorno (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Vedi Nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

Figura 3.8 - Emissioni di CO₂ e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

Vedi Nota Figura 2.10, Figura 3.1, Figura 3.2.

Figura 3.9 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei veicoli immatricolati (gCO₂/km, asse dx)

Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione ed emissioni di anidride carbonica.

Fonti dati:

- ACI, <http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html>
- UNRAE, <http://www.unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/2016-01/2016-12>
- <http://www.unrae.it/dati-statistici/circolante/3813/parco-circolante-al-31122016>

Figura 3.10 - Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)

Vedi Nota Figura 3.9.

Figura 3.11 - Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo (var. % tendenziali)

La variazione delle emissioni di CO₂ è scomposta secondo una variante dell'Identità di Kaya, un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

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

La formula lega le emissioni annue di CO₂ all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO₂/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO₂ derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

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

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di CO₂ sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti di Kaya.

Nel documento viene proposta una variante della Identità di Kaya tradizionale, alla quale viene aggiunta la quota di energia da fonti fossili sul totale del fabbisogno energetico (Fossili/Energia):

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

La Figura 3.11 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010.

Figura 3.12 - Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

Vedi Nota Figura 3.1.

Figura 3.13 - Quota di produzione da fonti rinnovabili sui consumi finali (%)

Vedi Nota Figura 2.10.

Figura 3.14 - Emissioni di CO₂ in Italia e principali Paesi UE – Scomposizione (var. % m.a. 2017-2013)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat e BP Statistical Review of World Energy June 2018

<http://www.bp.com/statisticalreview>

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 4.1 - Import netto di greggio (kt: asse dx; variazione percentuale trimestrale asse sx)

Import netto di greggio espresso come variazione percentuale sul trimestre corrispondente dell'anno precedente (asse sinistro); quantità di greggio importato per anno (kton, asse destro). Base dati trimestrale.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.2 - Produzione interna di greggio (kt)

Produzione primaria di greggio. Base dati trimestrale.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

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

Sono stati aggregati i dati riferiti alle importazioni di greggio per l'Italia e l'Europa OCSE, i valori sono espressi come percentuale sul totale di greggio importato.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati MISE- Bollettino petrolifero

http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino_nuovo/indice.asp?anno=2018

Figura 4.4 - 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 4.5 - Export netto prodotti petroliferi (kt)

L'export netto dei principali prodotti petroliferi è espresso come la differenza tra la quantità (kt) di prodotto esportato e quella importata. In caso di valore negativo si tratterà di import netto e le quantità sono rappresentate sulla parte negativa dell'asse verticale.

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.6 - Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

Rappresenta un indicatore del bilanciamento tra la produzione ed il consumo interno di gasolio per l'Italia ed altre realtà UE. I dati in ingresso sono l'output dalle raffinerie e il consumo interno osservato.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.7 - Rapporto tra produzione/consumi di benzina

Rappresenta un indicatore del bilanciamento tra la produzione ed il consumo interno di benzina per l'Italia ed altre realtà UE. I dati in ingresso sono l'output dalle raffinerie e il consumo interno osservato.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en

Figura 4.8 - Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Margini della raffinazione per quattro aree geografiche.

Fonti dati:

- MED: margini di una raffineria dell'area Mediterranea che utilizza miscela di petrolio Brent e 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 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 4.9 - Differenziale tra Brent e WTI e tra i margini di raffinazione in USA e in Europa (\$/bbl)

Fonti dati:

- per i margini di raffinazione vedi nota della Figura precedente;
- per i prezzi del petrolio <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Figura 4.10 - Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

Il dato sulla percentuale di utilizzo degli impianti è stato elaborato sulla base dei dati mensili forniti dalla IEA: <https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/>

Figura 4.11 - Domanda di gas naturale in Europa (miliardi di m³)

La figura descrive, in ogni mese dell'anno, il range compreso tra i valori minimi e massimi della domanda europea di gas naturale (rappresentato dall'area colorata). Le linee continue rappresentano la domanda europea di gas nel 2017 e nel 2018.

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

Fonte dati: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview>

Figura 4.12 - Domanda di gas naturale in Europa (variazione tendenziale %)

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

Fonte dati: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview>

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

La figura descrive, in ogni mese dell'anno, il range compreso tra i valori minimi e massimi della domanda europea di gas naturale per la generazione elettrica (rappresentato dall'area colorata). Le linee continue rappresentano la domanda europea di gas nel 2017 e nel 2018.

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

Fonte dati: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview>

Figura 4.14 - 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
- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Prezzo mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 4.15 - Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia

Fonti dati:

- IEA, Gas trade flows.

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

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

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

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

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.18 - Massimi giornalieri della domanda di gas naturale per settore in Italia (MSm³, asse sx) e rapporto tra picco di domanda invernale e domanda media estiva (asse dx)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.19 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori trimestrali (MSm³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.20 - Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018 (MSm³)

Fonte dati: vedi nota della Figura 4.16.

Figura 4.21 - 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 mensile del gas russo (alla frontiera della Germania): <https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>

Figura 4.22 - Indice di diversificazione delle importazioni di gas italiane – Minimo giornaliero su base trimestrale

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

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

Figura 4.23 - 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>
- Per il prezzo mensile al PSV Newsletter mensile GME, <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>.

Figura 4.24 - Liquidità dei principali mercati europei – Volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

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

Figura 4.25 - Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

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

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

Trend di lungo periodo: stima ENEA in base a modello TRAMO-SEATS.

Figura 4.27 - Punta di domanda in potenza (GW)

Punta di domanda in potenza raggiunta in ciascun mese del 2016 e del 2017 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 4.28 - 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 4.29 - Massima penetrazione delle FRNP (%)

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

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

Figura 4.30 - Massima variazione oraria fonti intermittenti (% sul carico e media mobile a 4 termini)

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

Figura 4.31 - 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 (Grafico 2).

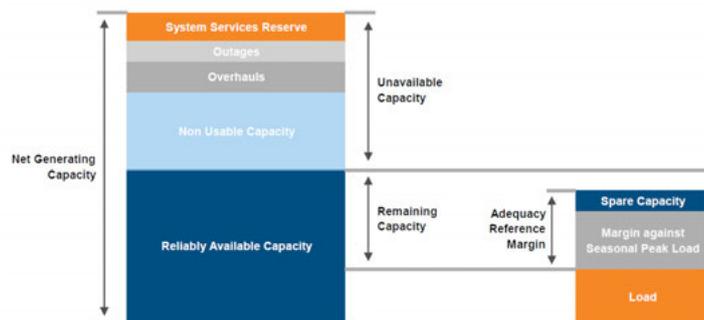


Grafico 2 - Schema della metodologia di calcolo dell'adeguatezza della generazione

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, energia elettrica 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 4.32 - 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 4.33 - Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima-II trimestre 2017 vs II trimestre 2018

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

Figura 4.34 - Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel II trimestre 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

Figura 4.35 - 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 4.36 - Spark spread 2008-2018 per il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

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

Figura 4.37 - Prezzo medio orario nella borsa elettrica, Il trimestre 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

5. Prezzi dell'energia

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

	MWh/a, lim. inf.	MWh/a, lim. sup.	MWh/a, mediana	Tensione	Potenza imp. (kW)
Piccola	100	300	168	BT	95
Medio-piccola	300	1200	557	BT	257
Media	1.200	10.000	2.505	MT	984
Medio-grande	10.000	70.000	40.000	AT	10.000
Grande	70.000	150.000	100.000	AAT	25.000

Elaborazioni ENEA su dati ARERA. Per la definizione delle classi dimensionali valgono le seguenti ipotesi:

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 - Andamento delle medie annue del differenziale di prezzo, al netto dei costi recuperabili, tra piccolo e grandissimo consumatore (€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.4 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il piccolo consumatore non domestico in bassa tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. III 2018

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.5 - Composizione modale del prezzo dell'energia elettrica (c€/kWh) per il grande consumatore non domestico in alta tensione, al netto delle imposte recuperabili, escludendo la stima degli sgravi fiscali per le industrie energivore. III 2018

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.6 - Valore unitario degli oneri di sistema (al lordo di sgravi per industrie energivore) in funzione del livello di consumo per diverse tipologie d'impresa (c€/kWh) - Confronto tra vecchio regime (linee tratteggiate, situazione al III trimestre 2017) e nuovo regime (linee continue, situazione al III trimestre 2018)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.7 - Stima del prezzo al netto delle imposte recuperabili per le imprese di maggiori dimensioni (€/kWh)

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

Figura 5.8 - Andamento dei differenziali di prezzo Italia - UE 28 per l'energia elettrica per le imprese italiane, nelle diverse fasce di consumo, al netto delle imposte recuperabili (c€/kWh in parità di potere d'acquisto)

Elaborazioni ENEA su dati Eurostat.

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat (*Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)*) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. Non considera eventuali sconti in favore delle industrie energivore nei diversi Paesi. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale.

Figura 5.9 - Andamento delle principali componenti di prezzo dell'energia elettrica (c€ in parità di potere d'acquisto per kWh) per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno

Vedi Nota Figura 5.8.

Figura 5.10 - Prezzi al netto delle imposte recuperabili per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno. Il semestre 2017. Valori in c€ in parità di potere d'acquisto per kWh

Vedi Nota Figura 5.8.

Figura 5.11 - Valore delle imposte non recuperabili per le imprese nella classe di consumo 500-2.000 MWh/anno. Il semestre 2017. Valori in c€ in parità di potere d'acquisto per kWh

Vedi Nota Figura 5.8.

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)

Vedi Nota Figura 5.12.

Figura 5.14 - Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (media mobile 5 settimane, €/litro)

Vedi Nota Figura 5.12.

Figura 5.15 - Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (€/GJ a sin, var. % tendenziale a 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 corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. I valori si riferiscono a un consumo annuo tra 5.000 e 200.000 Smc/anno e sono calcolati come media pesata delle tariffe previste per le due fasce di consumo 5001-80.000 Smc/anno e 80.001-200.000 Smc/anno, per ciascuno degli ambiti tariffari. Il prezzo medio nazionale è quindi calcolato come media dei prezzi dei diversi ambiti territoriali, pesata sui consumi annui.

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

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

Vedi Nota Figura 5.15.

Figura 5.17 - 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 5.15.

Figura 5.18 - 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 5.15.

Figura 5.19 - Peso delle componenti Materia gas, Trasporto e gestione e Oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a (%)

Vedi Nota Figura 5.15.

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

I costi dei servizi delle infrastrutture (di distribuzione, misura e trasporti) variabili per ambiti territoriali fanno riferimento ai dati trimestrali forniti da ARERA per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela e che si collocano nelle fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno. Gli ambiti tariffari, cioè le aree geografiche dove trovano applicazione le tariffe per il servizio di distribuzione, sono:

- nord-occidentale, comprendente Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente Toscana, Umbria e Marche;

- centro-sud-orientale, comprendente Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente Calabria e Sicilia.

Figura 5.21 - Costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a, Nord est e Sud (var. % tendenziale)

Vedi Nota Figura 5.20.

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Questo capitolo è volto a analizzare in che modo le tematiche del settore energia sono trattate sulla stampa nazionale. Il raffronto dei principali temi trattati nel corso del trimestre tra la stampa generalista e quella specialistica, destinata a tecnici del settore, può fornire utili elementi di riflessione sia per gli operatori del settore energetico sia per coloro che operano nel campo della comunicazione.

Per un verso, l'intento è quello di indagare il livello di interesse della stampa generalista, che arriva maggiormente all'opinione pubblica, nei confronti di argomenti a volte anche estremamente tecnici come quelli legati ai settori dell'energia. Nell'ipotesi che la stampa specialistica, prevalentemente destinata a tecnici, fornisca una copertura adeguata delle questioni di maggiore rilievo che riguardano il settore dell'energia, la valutazione del grado di allineamento tra le due tipologie di stampa può offrire indicazioni interessanti circa la completezza dell'informazione sull'energia che arriva al grande pubblico. Per un altro verso, l'analisi delle peculiarità dell'informazione veicolata dalla stampa generalista può aiutare a capire quali sono le questioni dell'energia che più si intersecano con quelle più generali di attualità interna e internazionale, che rappresentano il primario oggetto di interesse della stampa generalista.

Le elaborazioni presentate riguardano i testi pubblicati nel trimestre di riferimento sulle principali testate giornalistiche nazionali. Va sottolineato come i risultati di questo primo esercizio di analisi, pur già significativi, risultano condizionati dal fatto che per la stampa generalista si è esaminato l'intero insieme di articoli sui temi dell'energia usciti sulle quattro principali testate nazionali, mentre per la stampa specialistica ci si è limitati agli articoli richiamati sulle prime pagine del *Quotidiano Energia*.

Per quanto attiene alla stampa specialistica l'analisi degli articoli è effettuata utilizzando gli strumenti della *network analysis*. Tale analisi consente di descrivere e ricostruire la relazione tra gli elementi di un sistema, che nel caso degli articoli di stampa sono costituiti dalle forme lessicali.

Per quanto attiene alla stampa generalista, viene compilato un questionario assegnando a ciascun testo una serie di parametri sulla base dei quali vengono effettuate le analisi statistiche riportate nel paragrafo 6.1.

Gli articoli esaminati nel trimestre sono stati 666, relativi ai quotidiani *Sole 24 Ore* (54,7%), *Repubblica* (20,6%), *Corriere della Sera* (14,7%), *La Stampa* (10,1%).

Rispetto alla collocazione non risultano articoli in Prima pagina, mentre appaiono 654 articoli nelle pagine interne e 12 articoli pubblicati sui *Magazine*.

Rispetto alla tipologia si riportano le seguenti percentuali: Articolo (71%), Notizia (21%) Corsivo/Fondo (3%), Inchiesta (3%), Intervista (2%), Editoriale (0%), Lettera (0%).

Il 13% degli articoli risulta annunciato nella prima pagina dei quotidiani.

Figura 6.1 - Numerosità degli articoli per argomenti trattati, Il trimestre 2018 stampa generalista

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base all'argomento affrontato in ciascuno di essi.

Figura 6.2 - Numerosità degli articoli per fonte energetica, Il trimestre 2018, stampa generalista

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato.

Figura 6.3 - Frequenza delle componenti del Trilemma, Il trimestre 2018

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alle componenti del Trilemma a cui fanno riferimento.

Figura 6.4 - Grafo per il mese di Aprile 2018, stampa specialistica

Allo scopo di mantenere un approccio d'analisi esplorativo, l'identificazione delle forme lessicali più salienti degli articoli di stampa non è superimposta ma viene raggiunta ricorrendo al calcolo delle co-occorrenze tra i termini stessi. Il layout del network è prodotto con l'applicazione dell'algoritmo *minimum spanning tree*, che consente di evidenziare il percorso più breve tra un nodo della rete e gli altri, semplificando notevolmente la struttura delle relazioni. Il software utilizzato per l'analisi lessicale e per la rappresentazione del network è R base [R Core Team (2017). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>].; *quanteda* [(Benoit K (2018). *quanteda: Quantitative Analysis of Textual Data*_.doi:

10.5281/zenodo.1004683 (URL: <http://doi.org/10.5281/zenodo.1004683>), R package version 0.99.22; <http://quanteda.io>) e igraph [(Csardi G, Nepusz T: The igraph software package for complex network research, InterJournal, Complex Systems 1695. 2006. <http://igraph.org>)].

Figura 6.5 - Grafo per il mese di Maggio 2018, stampa specialista

Vedi Nota Figura 6.4.

Figura 6.6 - Grafo per il mese di Giugno 2018, stampa specialista

Vedi Nota Figura 6.4.

Figura 6.7 - Numerosità degli articoli per argomenti trattati, Il trimestre 2018, stampa specialista

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base all'argomento affrontato in ciascuno di essi.

Figura 6.8 - Numerosità degli articoli per fonte energetica, Il trimestre 2018, stampa specialista

La figura indica la ripartizione in termini di numerosità di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato in ciascuno di essi.

Figura 6.9 - Frequenza componenti del Trilemma nel II trimestre 2018, stampa specialista

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alle componenti del Trilemma a cui fanno riferimento.

Figura 6.10 - Raffronto dei principali temi dell'energia nella stampa generalista e in quella specialistica nel II trimestre 2018

La tabella riporta il raffronto tra i principali temi dell'energia emersi nel corso del trimestre in esame.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
www.enea.it

Ottobre 2018