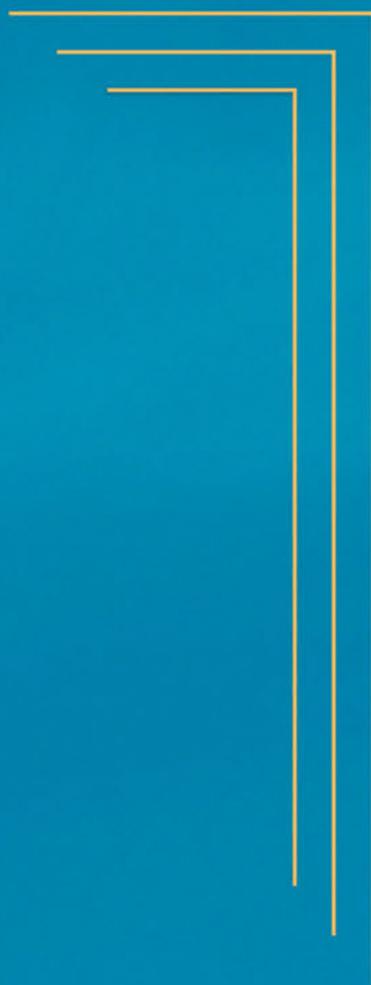


**Analisi** trimestrale del  
**SISTEMA ENERGETICO ITALIANO**

**I trimestre 2018**



## Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

I trimestre 2018

n. 2/2018

### 2018 **ENEA**

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

*A cura di Francesco Gracceva (francesco.gracceva@enea.it)*

*Autori: Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Alessandro Zini, Paola Del Nero, Bruna Felici, Umberto Ciorba, Elena De Luca, Laura Gaetana Giuffrida, Maria Cristina Tommasino, Clizia Annella*

- Capitolo 1: F. Gracceva
- Capitolo 2: B. Baldissara e F. Gracceva (Focus: A. Zini e M.C. Tommasino)
- Capitolo 3: B. Baldissara e F. Gracceva
- Capitolo 4: F. Gracceva, E. De Luca, C. Annella
- Capitolo 5: F. Gracceva, B. Baldissara, U. Ciorba, L. G. Giuffrida (Focus: Dario Di Santo)
- Capitolo 6: P. Del Nero, B. Felici, A. Zini

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

# Sommario

Sintesi dei contenuti	4
<b>1</b> Indice sintetico della transizione energetica	5
<b>2</b> Quadro di sintesi dei consumi di energia	7
2.1 Variabili guida del sistema energetico	7
2.2 L'andamento dei consumi energetici	10
FOCUS Analisi di Decomposizione dei Consumi Energetici del settore manifatturiero Italiano	15
<b>3</b> Decarbonizzazione del sistema energetico	18
<b>4</b> Sicurezza del sistema energetico italiano	22
4.1 Sistema petrolifero	22
4.2 Sistema del gas naturale	26
4.3 Sistema elettrico	31
<b>5</b> Prezzi dell'energia	36
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	36
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	41
5.3 Prezzi del gas naturale	42
FOCUS Certificati bianchi: una situazione complicata	45
<b>6</b> I fatti dell'energia nella comunicazione	51
6.1 L'energia nella stampa generalista nel I trimestre 2018	51
6.2 L'energia nella stampa specialistica nel I trimestre 2018	53
Nota metodologica	56

## Sintesi dei contenuti

- Secondo le stime preliminari dell'ENEA nel I trimestre 2018 i consumi di energia primaria sono risultati in netta crescita rispetto al I trimestre 2017 (+1,3 Mtep, equivalenti a un +3%), in linea con le variabili guida dei consumi, in primo luogo i fattori climatici e la crescita economica.
- In termini di fonti energetiche primarie, nel trimestre si è nuovamente ridotto il ricorso ai combustibili solidi, giunto al decimo calo tendenziale consecutivo su base trimestrale. E' invece ancora in aumento il ricorso al gas naturale (+1% la variazione tendenziale), in crescita pressoché costante dall'inizio del 2015. Nell'ultimo trimestre il gas è stato però spinto in particolare dai consumi per il riscaldamento, che hanno compensato la netta riduzione registrata nella generazione elettrica. Le fonti energetiche rinnovabili sono tornate a una variazione positiva (poco meno del 2%), grazie alla ripresa della generazione idroelettrica (+11% rispetto al I trimestre 2017, che era stato il peggiore degli ultimi cinque anni).
- Sono ancora in aumento i consumi elettrici (+1,8% su base tendenziale), che consolidano la fase di ripresa seguita al lungo periodo di contrazione degli anni 2011-2014 e alla stagnazione degli anni 2015-2016. Nonostante l'aumento dei consumi è tornata a diminuire la produzione termoelettrica, la cui quota sul totale è scesa al 60% dal 65% di un anno fa, penalizzata dalla ripresa sia dell'import sia della produzione idroelettrica.
- Anche i consumi finali di energia sono in aumento di poco meno del 3%. Aumentano in particolare i consumi del settore civile (+4,5%), spinti dall'inverno meno mite del precedente, ma continua anche la ripresa dei consumi dell'industria, mentre si ferma il calo dei consumi nei trasporti. Scendono però ancora i consumi del trasporto stradale, per il quarto trimestre consecutivo in coincidenza con indicatori di traffico veicolare che sembrano in aumento.
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED elaborato dall'ENEA, che nel I trimestre 2018 presenta un peggioramento del 6% rispetto allo stesso periodo del 2017, a causa del peggioramento nella dimensione della decarbonizzazione, mentre sono sostanzialmente stabili i valori delle altre due componenti.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione risulta in peggioramento del 14%. Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono sostanzialmente invariate rispetto allo stesso periodo 2017, nonostante la crescita significativa dei consumi energetici. D'altra parte questa stagnazione delle emissioni consolida un trend sempre meno in linea con gli obiettivi di lungo periodo. Negli ultimi due trimestri, al ritorno a forti diminuzioni delle emissioni della generazione elettrica hanno fatto da contraltare gli aumenti delle emissioni dei settori civile e industria e la stazionarietà del settore trasporti. A questo si aggiunge che le fonti energetiche rinnovabili sembrano consolidarsi su una traiettoria sostanzialmente stazionaria, evidentemente non in linea con gli obiettivi di crescita della quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali di energia entro il 2030.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla sicurezza energetica risulta invece invariata rispetto ad un anno fa, a seguito di miglioramenti significativi degli indici relativi al sistema gas (+10%) e di miglioramenti più marginali degli indici relativi al sistema elettrico, compensati dal peggioramento degli indici di sicurezza del sistema petrolifero (-6%). I miglioramenti nei sistemi elettrico e del gas sono derivati dal 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. Restano d'altra parte insolite alcune delle criticità emergenti con la transizione, tra cui in primo luogo il rischio che nel corso dell'estate 2018 si verificano situazioni di eccesso di produzione da fonti intermittenti nelle zone centro-meridionali del paese, in secondo luogo la nuova riduzione della redditività degli impianti a gas naturale, con lo spark spread tornato significativamente al di sotto dei 10€/MWh. Nel sistema petrolifero, con la risalita del prezzo del petrolio si sono ridotti i margini della raffinazione, che risultano particolarmente penalizzanti in Europa, mentre restano più elevati in Nord America.
- Sul fronte dei prezzi per le imprese si segnala l'aumento del prezzo del gasolio (+2,5% rispetto al 2017), che nel trimestre è risultato il più elevato dell'Unione Europea, anche al netto delle imposte.
- Nel primo trimestre dell'anno in corso i prezzi del gas per le imprese italiane sono risultati in forte salita in tutte le fasce di consumo, a causa dell'incremento del costo della materia prima, con un aumento medio dell'8% rispetto al periodo settembre-dicembre 2017 (che si stima sarà compensato da una riduzione equivalente nel II trimestre di quest'anno).
- Un andamento simile hanno avuto i prezzi dell'elettricità, sui quali però hanno inciso anche le riforme in materia di oneri di sistema. Secondo una stima preliminare il costo medio dell'elettricità pagato dalle imprese con consumi elevati scenderebbe del 5% a metà 2018, con un presumibile miglioramento in termini di competitività. Le riforme degli oneri di sistema avrebbero invece effetti marginali sulle imprese con consumi medio-bassi. A fronte di ciò, nei primi sei mesi dell'anno si stima un leggero incremento del prezzo dell'elettricità per le utenze domestiche (+0,7% rispetto al semestre precedente), prevalentemente a causa dell'aumento della componente 'oneri di sistema' in bolletta per gli sgravi concessi agli energivori.

# 1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

Per valutare l'evoluzione del sistema energetico italiano rispetto alle diverse dimensioni del cosiddetto *trilemma energetico*, con le sue complessità e interdipendenze, l'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica) utilizza un insieme di indicatori che hanno l'obiettivo di fornire un quadro relativamente ampio e esaustivo del sistema. Per ogni indicatore in Figura 1.1 è riportato sia il valore più recente della variabile sulla quale è calcolato l'indicatore, sia il valore specifico dell'indicatore, normalizzato in un range compreso tra un minimo pari a 0 e un massimo pari a 1.

**Ancora un peggioramento per la dimensione decarbonizzazione, l'indicatore si avvicina all'area di criticità elevata**

Al I trimestre 2018 la componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della decarbonizzazione risulta in peggioramento del 14% rispetto al corrispondente trimestre del 2017, e del 9% anche su base congiunturale, cioè rispetto all'ultimo trimestre 2017. L'indice relativo alla decarbonizzazione si attesta ora su un valore di 0,69, ancora in un'area di criticità ridotta, ma per la prima volta da sette anni vicino all'area di criticità media.

Nel primo trimestre dell'anno le emissioni di CO<sub>2</sub> sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto allo stesso periodo 2017, nonostante la crescita significativa dei consumi energetici, perché a una significativa diminuzione delle emissioni nella generazione elettrica negli ultimi due trimestri corrisponde un aumento delle emissioni nel civile e nell'industria e una variazione nulla nei trasporti. D'altra parte, questa stagnazione delle emissioni consolida un trend sempre meno in linea con gli obiettivi di lungo periodo. Inoltre, anche per le fonti rinnovabili sembra consolidarsi una traiettoria sostanzialmente stazionaria, non in linea con gli obiettivi di crescita della quota di FER sui consumi finali di energia entro il 2030.

Dalla Figura 1.1 emerge 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.

Decarbonizzazione	Valore I/2018	Valore I/2017	Valore indicatore I/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2020 - Distanza dal target (Mt)	-15	-15	0.87	↓	↑
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> non-ETS 2020 - Distanza dal target (Mt)	-10	-11	0.90	↓	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020	17%	18%	0.83	↓	↓
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> al 2030 - Distanza dal target (Mt)	7	-1	0.62	↓	↑
Proiezione emissioni CO <sub>2</sub> non-ETS 2030 - Distanza dal target (Mt)	28	20	0.44	↓	↔
Proiezione sviluppo FER al 2030	19%	24%	0.17	↓	↓

Sicurezza del sistema energetico	Valore I/2018	Valore I/2017	Valore indicatore I/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni	
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL	33.2%	33.8%	0.51	↔	↑
	Diversificazione approvvigionamenti (H+I)	0.125	0.122	0.81	↔	↑
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	1.79	1.77	0.84	↔	↔
	Copertura domanda gasolio	1.11	1.19	0.53	↓	↓
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/bbl)	1.8	3.3	0.44	↓	↑
	Utilizzo impianti (%)	78%	77%	0.42	↑	↑
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza dall'import ponderata con peso gas	37%	34%	0.00	↓	↓
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA	3.51	3.48	0.42	↔	↓
	Diversificazione approvvigionamenti (H+I)	0.28	0.28	0.65	↔	↓
Adeguatezza sistema gas	Eccesso capacità import su domanda (%)	24%	19%	0.39	↓	↑
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV - TTF (€/MWh)	1.7	2.2	0.07	↔	↓
	Liquidità PSV (TWh)	214	220	0.12	↔	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	37%	26%	0.73	↓	↓
Flessibilità sistema	Variazione oraria prod. intermittente (% su carico)	5.1%	6.4%	0.55	↔	↓
Adeguatezza mercato	Spark spread (€/MWh)	4.6	13.8	0.36	↑	↓

Prezzi dell'energia	Valore I/2018	Valore I/2017	Valore indicatore I/2018	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Prezzi energia elettrica cons. domestici (€/kWh)	0.225	0.217	0.31	↓	↓
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)	0.168	0.175	0.28	↑	↑
Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0.160	0.161	0.25	↑	↑
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)	0.131	0.141	0.39	↑	↑
Prezzi energia elettrica consumi molto alti (€/kWh)	0.099	0.120	0.54	↑	↔
Prezzi gasolio (€/L)	1432	1397	0.25	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)	11.19	11.81	0.57	↑	↑
Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	7.57	7.52	0.84	↑	↑
Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ)	6.56	6.31	0.71	↔	↑
Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	6.52	6.24	0.59	↔	↑

Criticità ridotta  $0,66 \leq x \leq 1$   
 Criticità media  $0,33 \leq x < 0,66$   
 Criticità elevata  $0 \leq x < 0,33$

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

## In peggioramento la dimensione della sicurezza dei sistemi gas ed elettrico

Significativi miglioramenti riguardano gli indici del sistema gas (+10%), grazie all'allentamento dei timori circa l'adeguatezza del sistema rispetto ai picchi di domanda e/o a interruzioni dell'offerta, che negli ultimi due inverni erano tornati a presentarsi in corrispondenza delle riduzioni sia della produzione idroelettrica sia delle importazioni di elettricità dalla Francia. Un progresso più marginale ha riguardato gli indici relativi al sistema elettrico, che hanno anch'essi beneficiato del superamento dei due fattori congiunturali appena citati (è ad esempio in aumento la stima della capacità in eccesso del sistema elettrico). Restano comunque insolite alcune delle criticità legate alla transizione energetica. Nel breve periodo, nel corso dell'estate c'è il rischio di eccesso di produzione da fonti intermittenti nel sud e nelle isole maggiori. In un'ottica più di breve-medio periodo è invece rilevante il nuovo calo della redditività degli impianti a gas naturale, sintetizzata da uno spark spread tornato significativamente al di sotto dei 10€/MWh.

Nel sistema petrolifero, che beneficia della tendenza di lungo periodo alla riduzione del peso del petrolio nel sistema, tornano a scendere verso livelli piuttosto contenuti i margini di raffinazione, penalizzati dagli aumenti del prezzo del petrolio e dallo spread tra WTI e Brent. Si segnala poi il calo dell'indice relativo alla copertura della domanda di gasolio con produzione interna, ma si tratta di un dato parziale che necessiterà una verifica nel corso dell'anno.

## In calo i prezzi di gas ed elettricità per le imprese, in controtendenza con gli altri paesi UE

La componente dell'ISPRED relativa ai prezzi risulta sostanzialmente stabile (+1%), come risultato della combinazione del significativo peggioramento sul fronte del gasolio e di un altrettanto significativo miglioramento sul fronte dell'elettricità per le imprese. Nel corso del trimestre il prezzo medio del gasolio è cresciuto del 2,5% rispetto allo stesso periodo del 2017, risultando il più elevato dell'Unione Europea, anche al netto delle imposte, con un costo industriale che si conferma dunque maggiore della media UE.

I prezzi del gas per le imprese italiane sono risultati nel trimestre in forte salita in tutte le fasce di consumo, a causa dell'incremento del costo della materia prima, con aumento medio dell'8% rispetto al periodo settembre-dicembre 2017. L'indice relativo ai prezzi gas è dunque in forte peggioramento su base congiunturale, in peggioramento più ridotto su base tendenziale. Andamento simile hanno avuto i prezzi dell'elettricità, sui quali però hanno inciso anche le novità regolatorie relative agli oneri di sistema. Secondo una stima preliminare ENEA il costo medio dell'elettricità pagato dalle imprese con consumi elevati scenderebbe del 5% a metà 2018, con un presumibile miglioramento in termini di competitività. A fronte di ciò, nei primi sei mesi dell'anno si stima un leggero incremento del prezzo dell'elettricità per le utenze domestiche. In conseguenza di ciò l'indicatore che riassume la situazione dei prezzi elettrici italiani presenta un deciso miglioramento, salendo a 0,37 e uscendo dall'area di criticità elevata. Ma sarà opportuno effettuare valutazioni più approfondite degli effetti delle riforme degli oneri di sistema.

## I peggioramenti delle prospettive di decarbonizzazione guidano l'ISPRED, in calo del 6%. Segnali di miglioramento sul fronte prezzi

L'evoluzione delle tre componenti del trilemma energetico è rappresentata in Figura 1.2, da cui emerge come il peggioramento della dimensione decarbonizzazione continui a guidare il peggioramento dell'intero ISPRED. Allo stesso tempo gli effetti della frenata sugli incentivi alle rinnovabili, una delle ragioni che stanno dietro alla frenata della decarbonizzazione, hanno cominciato ad arrivare sui prezzi dell'energia al dettaglio, con miglioramenti in particolare per i prezzi

decarbonizzazione continui a guidare il peggioramento dell'intero ISPRED. Allo stesso tempo gli effetti della frenata sugli incentivi alle rinnovabili, una delle ragioni che stanno dietro alla frenata della decarbonizzazione, hanno cominciato ad arrivare sui prezzi dell'energia al dettaglio, con miglioramenti in particolare per i prezzi

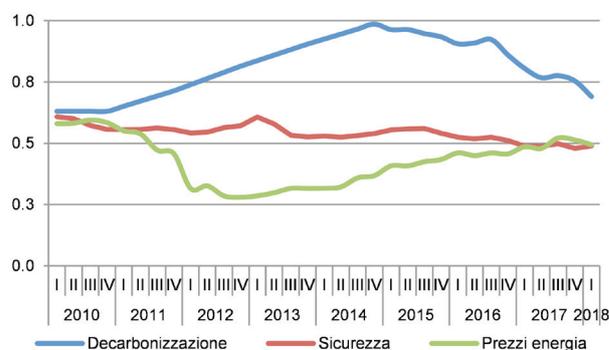


Figura 1.2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1)

dell'elettricità. Questi dati sembrano rafforzare le considerazioni svolte nel numero precedente dell'Analisi trimestrale, cioè che negli ultimi anni l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle componenti del trilemma energetico non hanno ancora trovato raggiungimento, perché miglioramenti su un aspetto si sono spesso accompagnati a peggioramenti su altri aspetti.

Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (Figura 1.3; N.B.: l'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1, vedi Nota metodologica). Al I trimestre 2018 l'ISPRED si colloca a 0,56, in calo del 6% rispetto al valore di 0,59 del I trimestre 2017.

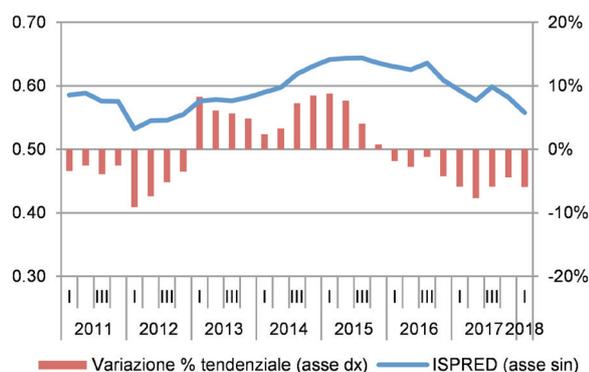


Figura 1.3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

## 2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

### 2.1 Variabili guida del sistema energetico

#### Nei primi tre mesi del 2018 i principali driver spingono l'aumento dei consumi di energia

Nel I 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 2 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017 (Figura 2.1). Il dato del primo trimestre 2018 risulta inoltre in linea con il trend dell'ultimo triennio (in media +2,2%), in cui si è registrato nel 2015 un +3,8%, nel 2016 +0,4 e nel 2017 +2,3% (variazioni tendenziali su base annua).

#### In linea con il trend degli ultimi trimestri, ripresa della produzione industriale più sostenuta rispetto al PIL

Nel corso del I trimestre del 2018 la crescita del superindice è imputabile sia all'aumento del PIL e della produzione industriale che a ragioni climatiche. Rispetto al I trimestre 2017 il prodotto interno lordo, espresso in valori concatenati con anno di riferimento 2010, è aumentato dell'1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, a fronte dello stesso numero di giornate lavorative. La crescita acquisita per il 2018, quella che si otterrebbe cioè se dopo il +0,3% del primo trimestre la crescita fosse pari a zero nei tre trimestri successivi, è dunque pari allo 0,8 per cento.

Con il risultato del primo trimestre si allunga così la fase di espansione dell'economia a 15 trimestri; il livello del PIL risulta però ancora inferiore del 3% rispetto al I trimestre 2007.

In linea con quanto osservato nel corso degli ultimi tre anni, è l'industria a guidare la risalita del PIL: nell'ultimo

trimestre la produzione industriale è cresciuta del 2,7% in termini grezzi, con un incremento dunque più che doppio rispetto a quello del PIL (Figura 2.2).

Anche nell'ultimo trimestre la crescita della produzione dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è stata inferiore a quella della produzione dell'industria nel suo insieme (+2,2% contro il 2,7% del totale industria il dato corretto per i dati di calendario), in linea con la tendenza degli ultimi quattro trimestri, rafforzando dunque l'evoluzione recente dell'industria italiana in direzione meno energivora (Figura 2.3).

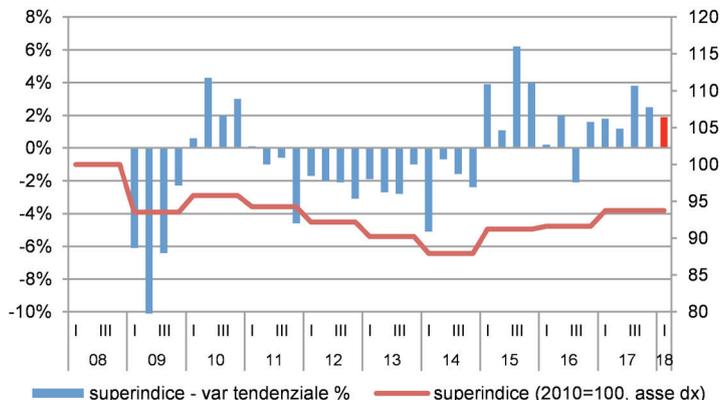


Figura 2.1 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

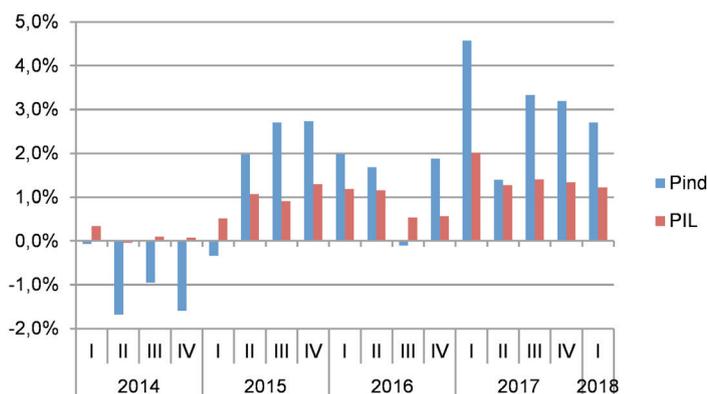


Figura 2.2 – Evoluzione temporale del PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

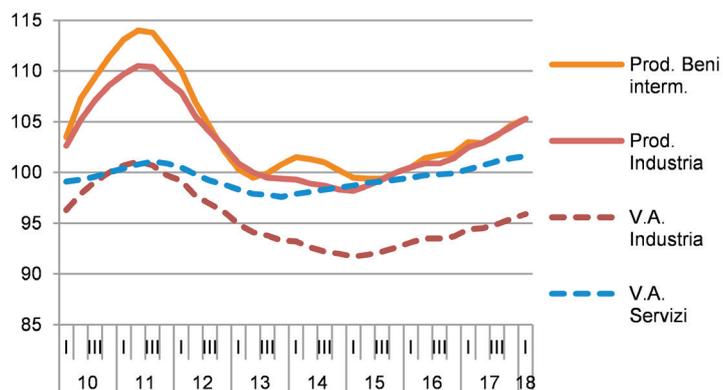


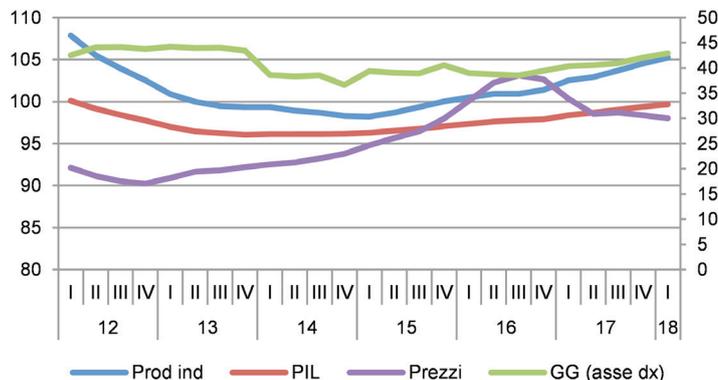
Figura 2.3 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100) – Media mobile 4 termini

**Forte spinta ai consumi da fattori di natura climatica, solo in parte compensa l'aumento dei prezzi**

Un forte impulso alla crescita dei consumi è venuto dalla variabile

climatica (Figura 2.4), dal momento che l'indicatore gradi giorno è risultato in forte aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno 2017 (+4%).

Un freno ai consumi è invece venuto dai prezzi, per effetto del significativo incremento del prezzo del gasolio, superiore del 3% ai livelli di un anno fa. Un aumento anche maggiore ha avuto il prezzo del gas importato in Italia, sebbene con un impatto sui consumi attenuato dalla fiscalità.



**Figura 2.4 – PIL, produzione industriale, prezzi e proxy GG (asse destro), media mobile ultimi quattro trimestri (numeri indice)**

**Prezzo del petrolio in forte aumento, con previsioni riviste al rialzo per il breve termine. Nuovi massimi per la produzione USA**

Nei primi mesi del 2018 i prezzi del greggio hanno continuato ad aumentare, in linea con la traiettoria iniziata a giugno 2017, quando il prezzo del Brent era sceso sotto i 45 \$/bbl. A maggio 2018 il prezzo medio del Brent su base mensile si è avvicinato ai 77 \$/bbl, massimo da fine 2014. Il prezzo medio del Brent relativo ai primi cinque mesi dell'anno risulta in aumento del 28% rispetto al prezzo medio dell'intero 2017, che era in aumento del 23% rispetto a 2016.

Dietro a questi aumenti vi sono fattori congiunturali come le tensioni in Medio Oriente,

le preoccupazioni per l'impatto di un ritorno alle sanzioni statunitensi sul petrolio iraniano e i problemi di produzione in Venezuela, oltre al permanere dei tagli della produzione OPEC.

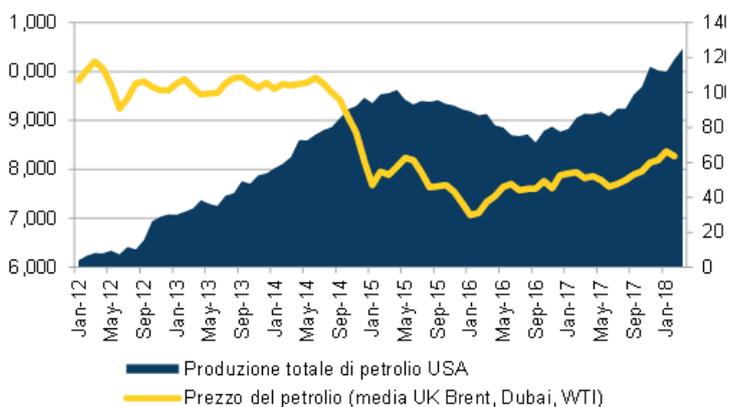
In generale, la situazione più equilibrata di domanda e offerta che caratterizza il mercato da metà 2017 (Figura 2.5), con il superamento dell'eccesso di offerta e la progressiva riduzione delle scorte, fa sì che qualsiasi timore di interruzione delle forniture può avere un impatto significativo sui prezzi. In effetti molte stime per il resto dell'anno corrente sono state riviste al rialzo, come ad esempio quella della Banca Mondiale, la cui ultima previsione è di 65 \$/bbl per la media dei tre prezzi Brent, WTI, Dubai Fateh.



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

La IEA stima per il 2018 una domanda di petrolio globale pari a 99,2 mb/g, in crescita di 1,4 mb/g rispetto al 2017. Una crescita simile è inoltre attesa nel 2019, sulla base di aspettative positive sia per la crescita economica sia per i prezzi del petrolio. Dal lato dell'offerta si stima una produzione OPEC in riduzione di 0,5 mb/g e una produzione non-OPEC in forte crescita (+2,2 mb/g rispetto al 2017), per una produzione totale pari a 98,9. A questo quadro vanno però aggiunti i rischi dal lato dell'offerta OPEC, relativi in particolare alla produzione di Venezuela e Iran.

Sul fronte ribassista resta il ruolo chiave della produzione statunitense, che anche nei primi mesi del 2018 ha continuato a crescere, dopo aver superato già a fine 2017 la soglia dei 10 milioni di bbl, nuovo record storico superiore alla produzione del 1970. Ad aprile 2018 la produzione USA è arrivata a 10,5 milioni di bbl (Figura 2.6), con la prospettiva di trasformare a breve gli USA in primo produttore mondiale. Resta difficile dire quanto possa continuare questa crescita, anche come risposta alla crescita dei prezzi, ma certamente la produzione di shale oil può avere un ruolo nel frenare l'aumento dei prezzi, ovviamente al netto dei fattori congiunturali.

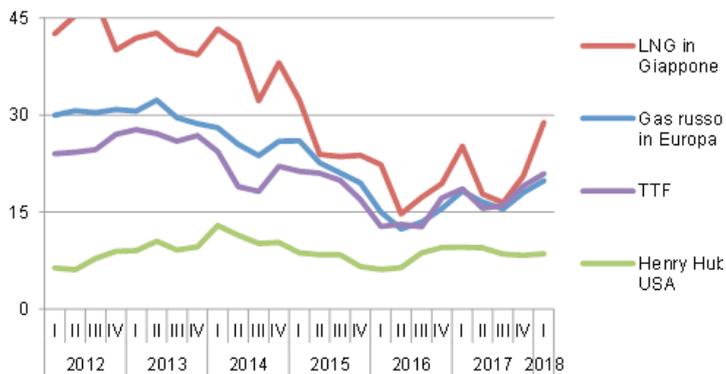


**Figura 2.6 – Produzione di petrolio negli USA (dati storici e previsioni della Banca Mondiale)**

**Prezzo del gas in forte aumento, nei mesi invernali di nuovo elevato lo spread Asia-Europa**

Anche i prezzi del gas naturale sono risultati in aumento nel I trimestre dell'anno, anche se limitatamente ai mercati europei e asiatici, perché il prezzo all'Henry Hub statunitense è invece sceso nel I trimestre (ma è in salita nel secondo).

I prezzi spot negli hub del gas europei sono stati fortemente influenzati dalle condizioni meteorologiche: dopo essere scesi a gennaio i prezzi sono aumentati fortemente a febbraio e soprattutto a inizio marzo, quando un'ondata di freddo intenso giunta a fine inverno, con stoccaggi più ridotti, li ha portati a livelli particolarmente elevati. Al TTF il prezzo medio mensile a marzo è stato di 24 €/MWh, il livello più alto da gennaio 2014. Nell'insieme del I trimestre il prezzo al TTF è stato pari a poco meno di 21 €/MWh, superiore del 12% rispetto all'anno precedente (Figura 2.7).



**Figura 2.7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/MWh)**

**In Europa i prezzi dei contratti di lungo termine, ancora indicizzati al petrolio, restano molto competitivi**

Dopo la forte convergenza registrata a metà 2017, nel corso dell'ultimo inverno i prezzi internazionali del gas sono tornati a divergere. I prezzi del gas naturale liquido (GNL) asiatico sono infatti aumentati bruscamente, con una variazione congiunturale (I trimestre 2018 su IV trimestre 2017) del 40%, a causa della notevole crescita delle importazioni cinesi di GNL, legate alla forte domanda di gas del paese, sostenuta dalla crescita economica e dalle politiche del governo finalizzate alla riduzione dell'inquinamento locale mediante lo switch carbone-gas in tutti i settori di domanda.

I prezzi europei siano cresciuti in misura minore di quelli asiatici, ma sono tornati a perdere competitività rispetto ai prezzi dei contratti di lungo-termine, ancora indicizzati al petrolio (ricostruiti con alcune inevitabili approssimazioni in Figura 2.8). In particolare l'impennata dei prezzi spot europei a marzo ha dunque decisamente rafforzato la competitività delle forniture russe. Non a caso a marzo le importazioni europee dalla Russia hanno raggiunto un nuovo record storico su base mensile, sfiorando i 17 miliardi di m<sup>3</sup>.



**Figura 2.8 – Prezzo del gas naturale al TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)**

Allo stesso modo, anche le importazioni dall'Algeria hanno beneficiato di questo: le forniture algerine all'Europa sono in effetti aumentate sia nell'ultimo trimestre 2017 sia nel primo trimestre 2018, in quest'ultimo caso facendo anche meglio di quelle russe.

La continuazione della crescita dei prezzi del petrolio, che ha un effetto ritardato di 6-9 mesi sui contratti di lungo-termine, potrebbe invertire di nuovo il rapporto tra prezzi spot e prezzi dei contratti di lungo termine nella seconda parte dell'anno.

**Prezzo del carbone sempre su livelli elevati, che ne minano la competitività**

I prezzi del carbone, aumentati in modo drastico nel corso del 2016, restano da allora su livelli molto elevati, pur con oscillazioni. La causa di fondo sta nella domanda asiatica, spinta dalle politiche cinesi di limitazione della produzione interna e di fuel-switch carbone-gas per ridurre l'inquinamento locale. Nonostante l'aumento dei prezzi del gas, il recente forte vantaggio competitivo del gas rispetto al carbone si è attenuato solo in misura parziale, considerando anche gli aumenti registrati sul mercato europeo delle Emission Unit Allowances (+150% nei primi cinque mesi del 2018).

## 2.2 L'andamento dei consumi energetici

### Consumi di energia primaria in crescita significativa

Secondo le stime ENEA nel I trimestre 2018 i consumi di energia primaria si sono attestati a circa 46,5 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi Nota metodologica), in netta crescita rispetto al I trimestre 2017 (+1,3 Mtep, equivalenti a un +3%, Figura 2.9). Si tratta di una importante ripresa dei consumi: se si escludono i due trimestri a cavallo tra il 2016 e il 2017, caratterizzati da incrementi tendenziali positivi ma di entità inferiore al 1%, per ritrovare incrementi paragonabili a quello dell'ultimo trimestre è necessario risalire al III e IV trimestre 2015. Nell'ultimo trimestre, come del resto era avvenuto nei due trimestri suddetti, la crescita dei consumi è stata trainata dal clima.

Le traiettorie dei consumi di energia e delle variabili guida del sistema energetico (il *superindice ENEA*, che include al suo interno le variabili gradi giorno riscaldamento e raffrescamento) seguono in effetti traiettorie parallele, con una correlazione molto elevata, sebbene nel lungo periodo procedano parzialmente disaccoppiate. Nel corso dell'ultimo trimestre la crescita dei consumi di energia sembrerebbe essere stata leggermente superiore all'aumento del *superindice* ENEA (calcolato però su dati climatici parziali, Figura 2.10). Nei cinque trimestri precedenti le variazioni del superindice erano state invece sempre maggiori di quelle dei consumi (in media +2% e +0,4% rispettivamente).

### Ancora in aumento i consumi di gas naturale e le importazioni di elettricità, in ripresa le FER

In termini di fonti energetiche primarie (Figura 2.11), nel I trimestre 2018 si è ridotto il ricorso ai combustibili solidi (-0,15 Mtep la variazione tendenziale), giunto al decimo calo tendenziale consecutivo su base trimestrale, che resta tra l'altro penalizzato dal persistere di prezzi elevati del carbone sul mercato internazionale. Il petrolio inverte invece il trend di riduzione degli ultimi sette trimestri, con un aumento seppur in maniera lieve, (circa 0,15 Mtep, +1% sul I trimestre 2017), trainato dalla petrolchimica e dall'aumento del carboturbo per aviazione. Ancora in aumento il ricorso al gas naturale (+1% la variazione tendenziale), in crescita pressoché costante dall'inizio del 2015. Nell'ultimo trimestre il gas è stato spinto in particolare dai consumi per il riscaldamento, che hanno più che compensato il minor ricorso al gas nella termoelettrica legato al ritorno alla normalità dell'import di elettricità dalla Francia (+0,95 Mtep, +47% rispetto al I trimestre del 2017). La crisi del nucleare francese, insieme alla ridotta idraulicità, aveva invece beneficiato

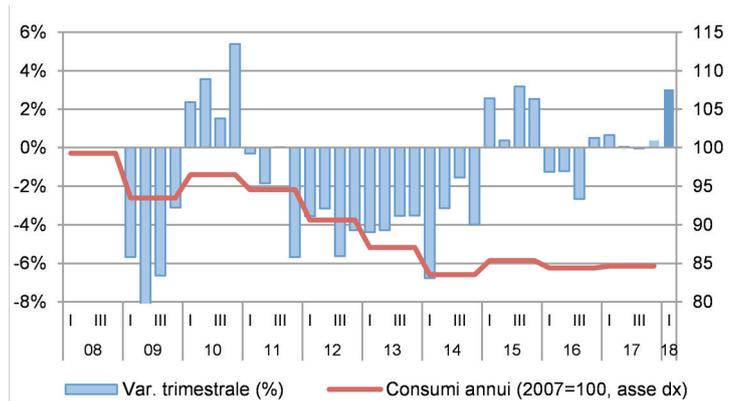


Figura 2.9 – Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

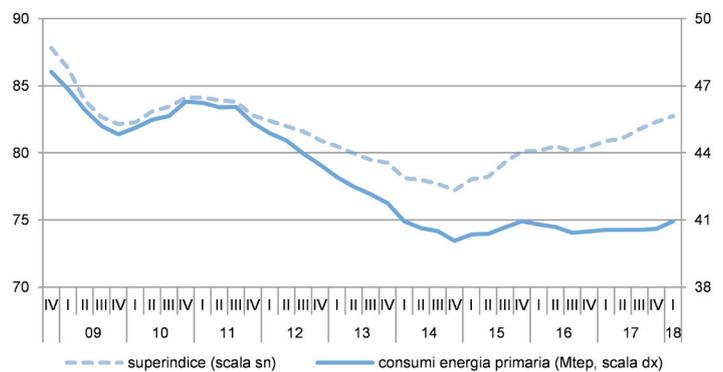


Figura 2.10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

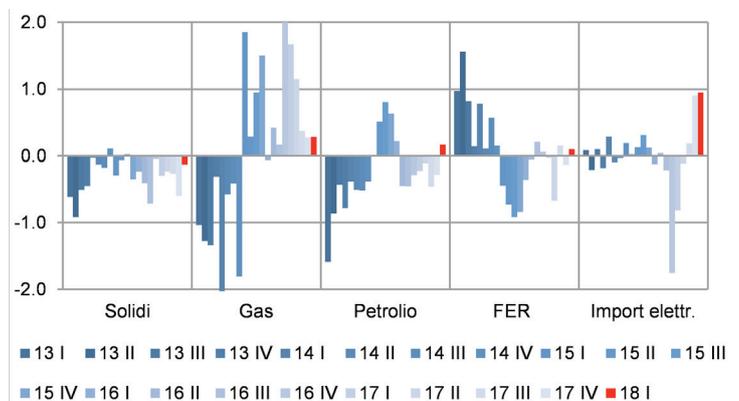


Figura 2.11 – Fabbisogno energia primaria per fonte (var. trimestre su trimestre anno prec., Mtep)

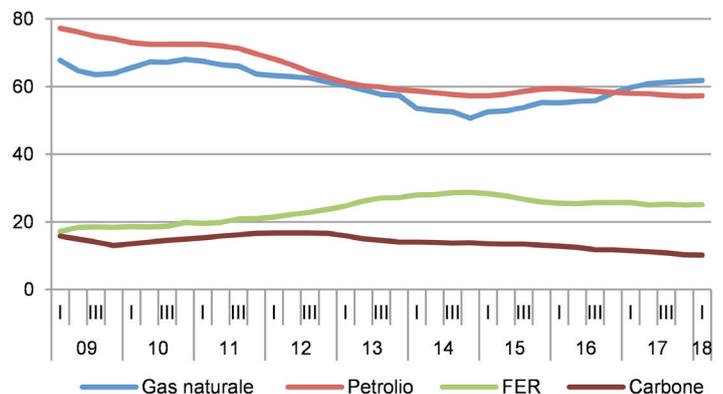


Figura 2.12 – Trend dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro mesi, Mtep)

il gas nei trimestri precedenti. Le fonti energetiche rinnovabili (escluse biomasse per usi termici), sono tornate ad una variazione positiva (+0,1 Mtep, +2%), grazie soprattutto alla ripresa della generazione idroelettrica (+11% rispetto al I trimestre 2017, che era stato il peggiore degli ultimi cinque anni).

La Figura 2.12 evidenzia le tendenze di lungo periodo delle diverse fonti primarie. Dopo il trend crescente nel quinquennio 2009-2014, la crescita delle FER si è interrotta nel triennio successivo per la ridotta idraulicità e per il rallentamento nella crescita delle altre FER. Ha avuto invece un andamento opposto il gas naturale, in calo costante nel periodo 2010-2014, in continua ripresa negli anni successivi, fino a superare il petrolio come prima fonte primaria. Infine, il carbone prosegue su una traiettoria di riduzione iniziata nel 2012.

**Ancora in aumento i consumi elettrici: +1,8% rispetto lo stesso periodo dell'anno precedente**

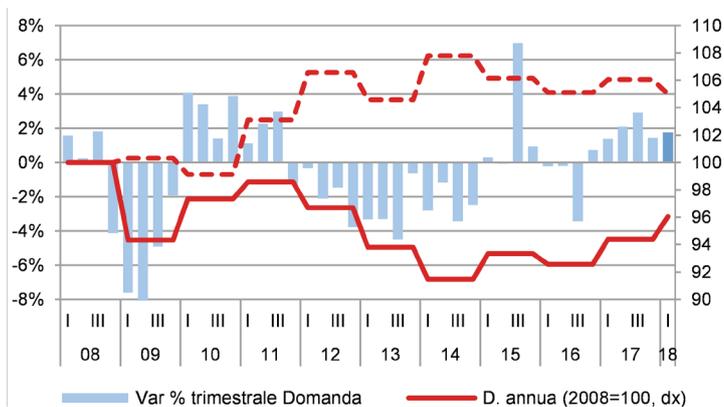
Nel I trimestre 2018 i consumi di elettricità si sono attestati a 81,5 TWh, in aumento dell'1,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, proseguendo la tendenza dell'ultimo anno (Figura 2.13). Si tratta infatti del sesto trimestre consecutivo di variazione positiva dei consumi, che consolida la fase di ripresa seguita al lungo periodo di contrazione degli anni 2011-2014 e alla stagnazione degli anni 2015-2016 (al netto di episodiche variazioni legate a fattori climatici).

Una parziale conferma viene dalla depurazione del dato grezzo, per tener conto del numero di giorni lavorativi e del clima. Nell'ultimo anno la richiesta di energia elettrica si è prevalentemente collocata vicino all'estremo superiore dell'intervallo di previsione al 95%, a indicare che i consumi effettivi sono stati in diversi casi superiori al valore atteso derivante da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale (Figura 2.14). Si tratta comunque di segnali di crescita piuttosto contenuti, il trend di lungo periodo resta sostanzialmente stazionario (vedi paragrafo 4.3).

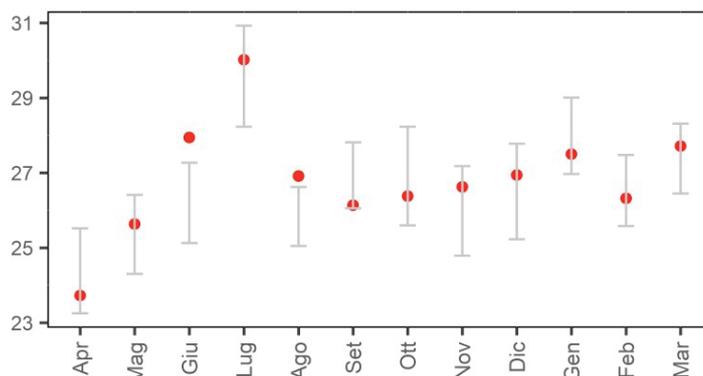
**In ripresa la generazione elettrica da FER, spinta da ripresa dell'idroelettrico, forte riduzione per il gas**

Nel I trimestre 2018 la produzione elettrica nazionale si è attestata a circa 68,7 TWh, in forte riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2017 (-3,7 TWh, -4%), perché nonostante la ripresa della domanda (+1,4 TWh), le importazioni sono aumentate di circa 4,3 TWh. Dopo la ripresa delle esportazioni di elettricità dalla Francia i livelli di produzione nazionale sono tornati dunque più in linea con i valori precedenti al 2017, sebbene ancora superiori ai livelli registrati nei primi tre mesi degli anni 2014-2016, ma di nuovo molto inferiori ai valori degli anni precedenti alla sequenza di cali della domanda).

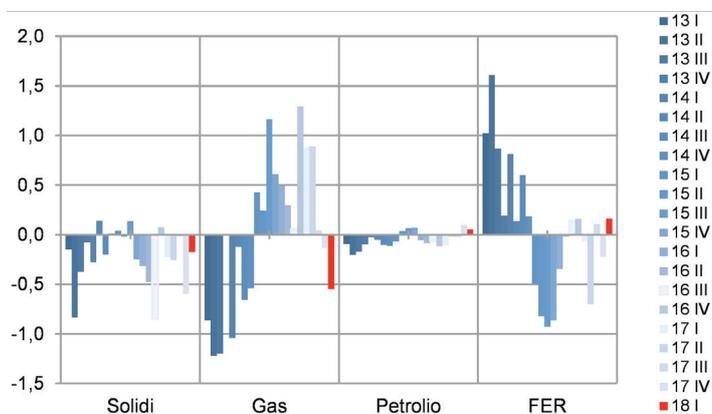
Nel mix di generazione si registra una significativa contrazione del gas naturale (-10% la variazione tendenziale, -0,5 Mtep, Figura 2.15), in continuità con il trimestre precedente, imputabile oltre che alla importante ripresa dell'import anche all'aumento della generazione da FER, pari a circa 0,2 Mtep (+2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). L'incremento della produzione da FER, complessivamente di 850 GWh, è da ricercare quasi esclusivamente nella ripresa dell'idroelettrico (+883 GWh la variazione tendenziale, +11%, Figura 2.16). La produzione da FER intermittenti risulta invece nel complesso invariata rispetto allo stesso periodo del 2017, perché alla minore produzione solare (-825 GWh), si contrappone un equivalente incremento di generazione eolica (+819 GWh). Per la produzione



**Figura 2.13 – Consumi elettrici trimestrali (var. tendenziale, %, asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali (2008=100, asse dx)**



**Figura 2.14 – Richiesta di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi e clima) con intervallo di previsione al 95% (TWh)**



**Figura 2.15 – Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)**

eolica si tratta della terza variazione tendenziale positiva consecutiva, mentre per la produzione solare la riduzione rappresenta una inversione di tendenza rispetto al trend degli ultimi 4 trimestri, forse significativa se si considera il pur marginale aumento della capacità installata registrato nel trimestre. Seppure in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, la produzione idroelettrica è rimasta tuttavia ancora significativamente al di sotto della media degli ultimi dodici anni (circa 1 TWh in meno, -10%).

Ulteriori cali, pur marginali in termini assoluti, hanno riguardato la generazione elettrica da solidi, giunta ormai al decimo trimestre di contrazione consecutivo (complessivamente negli ultimi dieci trimestri si sono ridotti di circa 3 Mtep). Secondo significativo aumento percentuale invece per i prodotti petroliferi (+10%), che restano d'altra parte su valori assoluti modesti (0,5 Mtep).

**In aumento i consumi nei settori di impiego finale, trainati dal settore civile**

attestano a circa 35,6 Mtep, in aumento di circa 1 Mtep rispetto al corrispondente trimestre del 2017, con una variazione di poco inferiore al 3% (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali presenta limiti inevitabili; vedi Nota metodologica).

Gran parte dell'aumento (circa 0,85 Mtep, Figura 2.17) è imputabile ai consumi di gas naturale, cresciuti di oltre il 5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, trainati soprattutto dai consumi per riscaldamento nel settore civile. Come già visto sono poi aumentati anche i consumi elettrici (+0,11 Mtep), e anche i consumi di prodotti petroliferi sono tornati a una sia pur marginale variazione positiva

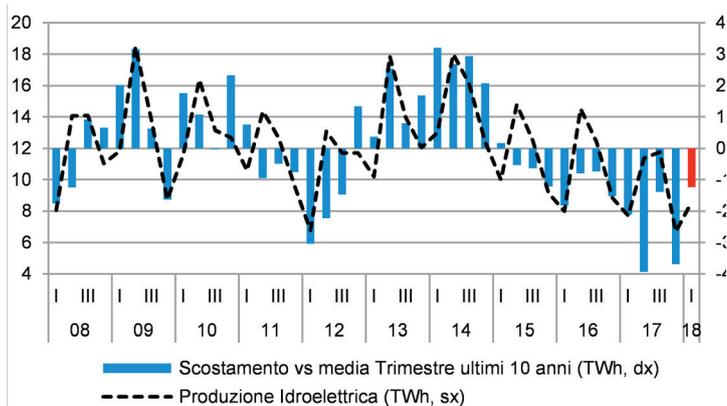
In termini di andamenti settoriali, è sostanzialmente il civile ad influire sull'incremento complessivo dei consumi finali (con una variazione tendenziale trimestrale superiore al +4%), ma sono risultati in crescita anche i consumi dell'industria e degli usi non energetici (Figura 2.18).

**Si ferma il calo dei consumi nei trasporti, ma scendono ancora i consumi stradali**

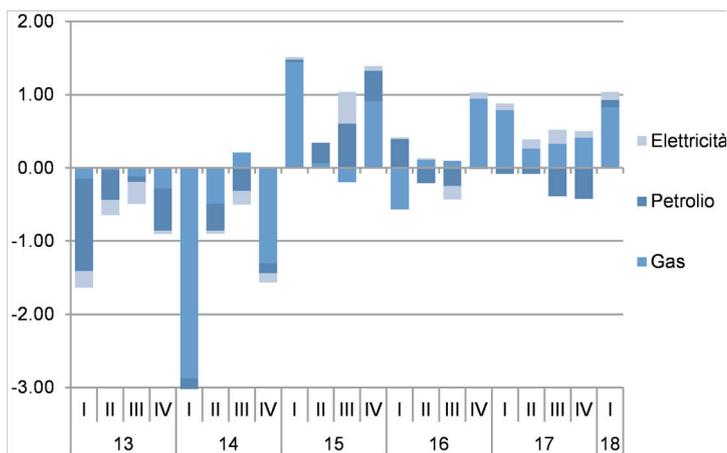
pari a circa 8,9 Mtep, sostanzialmente in linea con lo stesso periodo dell'anno precedente. Si tratta di un dato in controtendenza rispetto al trend di riduzione registrato nella seconda metà del 2017, quando si era registrata una riduzione tendenziale superiore al punto percentuale sia nel terzo sia nel quarto trimestre. La ripresa, seppur minima, dei consumi è in

I consumi finali di energia stimati per il I trimestre 2018 si

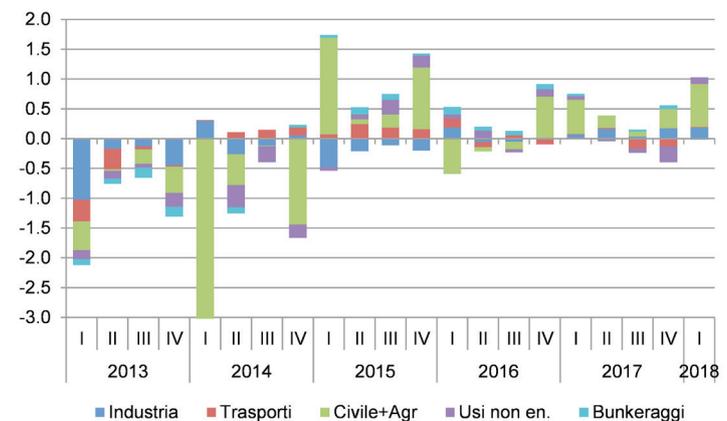
Nel primo trimestre 2018 i consumi totali del settore trasporti sono stati



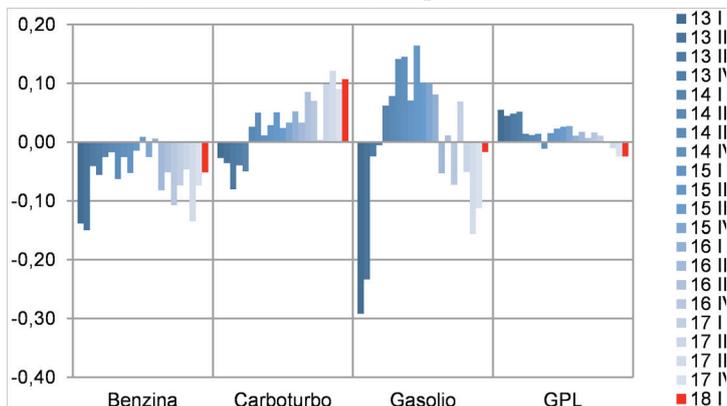
**Figura 2.16 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e variazioni dai valori medi trimestrali decennio 2008-2017 (TWh, asse dx)**



**Figura 2.17 – Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)**



**Figura 2.18 – Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)**



**Figura 2.19 – Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)**

buona parte imputabile all'incremento dell'uso di carboturbo, pari a oltre il 12% su base trimestrale (si tratta del sedicesimo trimestre consecutivo di variazione tendenziale positiva).

Sono invece di nuovo in riduzione tendenziale i consumi del trasporto stradale (-1,2%), sostanzialmente in linea con la contrazione registrata nei precedenti sei trimestri (-1,5% la variazione tendenziale media del periodo compreso tra il II trimestre 2016 e il IV trimestre 2017).

Come emerge dalla Figura 2.19 risultano ancora in forte calo i consumi di benzina (-3%) e GPL autotrazione (-5%), in calo più contenuto il gasolio motori (-0,3%).

Anche nel I trimestre 2018 il dato sui consumi di energia per trasporto stradale sembra in controtendenza con gli indicatori di traffico veicolare. I dati relativi al traffico autostradale, sia passeggeri sia merci, pur ancora parziali, continuano a mostrare variazioni positive anche significative, mentre l'Indice di Mobilità Rilevata elaborato dall'ANAS (IMR), risulta nell'ultimo trimestre sostanzialmente invariato (-0,3%).

### Continua la ripresa dei consumi dell'industria

Secondo la stima preliminare ENEA i

consumi dell'industria per il I trimestre 2018 si sono attestati a circa 7,3 Mtep, in aumento di circa 2,5 punti 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 della domanda del periodo 2012-2016. La Figura 2.21 mostra come questa fase di ripresa dei consumi sia in linea con l'andamento del principale driver dei consumi energetici del settore, cioè la produzione industriale. Negli ultimi quattro trimestri consumi energetici e driver hanno proceduto appaiati, sebbene la crescita dei consumi energetici sia stata mediamente inferiore alla crescita dei driver (con l'eccezione dell'ultimo trimestre).

La Figura 2.22 evidenzia ancora meglio il disaccoppiamento tra le due variabili nel lungo periodo. Se si concentra l'attenzione sugli ultimi due anni si osserva come il disaccoppiamento tra consumi e driver, rappresentato dalla "forbice" che si è aperta nel corso del 2016, sia andato via via riducendosi nel corso del 2017. In effetti nel 2017 la variazione annua dei consumi è stata pari all'1,7%, a fronte di una variazione dell'indice di produzione del 2,7%, mentre nel 2016 l'aumento dei consumi energetici era stato pari ad appena lo 0,3%, a fronte di un aumento dell'1,9% della produzione di beni intermedi. Il I trimestre 2018, con il sostanziale allineamento della variazione dei consumi alla variazione della produzione industriale, pare confermare questo rallentamento del disaccoppiamento tra le due variabili.

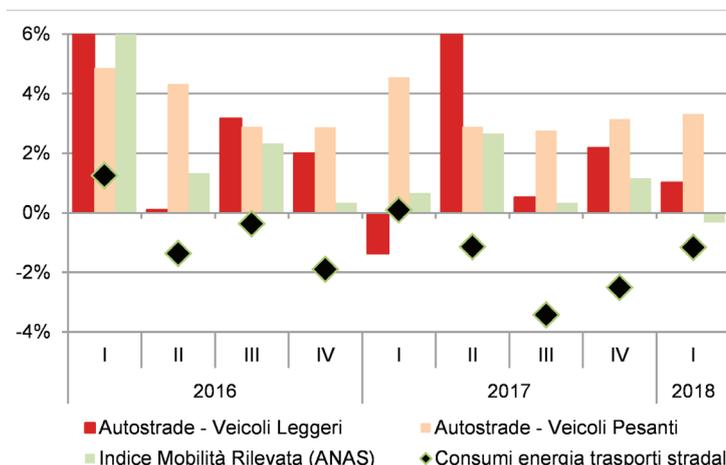


Figura 2.20 – Consumi di energia trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)

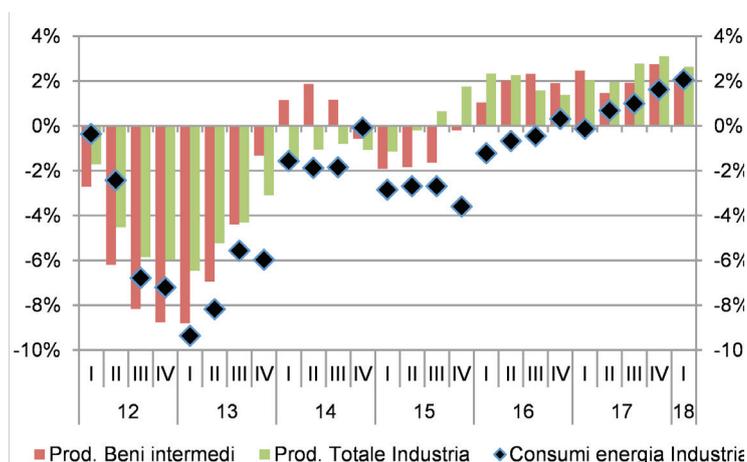


Figura 2.21 – Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e del totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, var. tendenziale %)

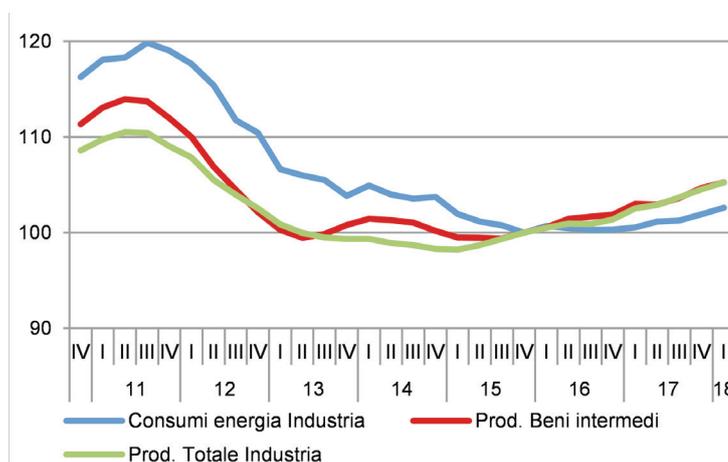


Figura 2.22 – Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)

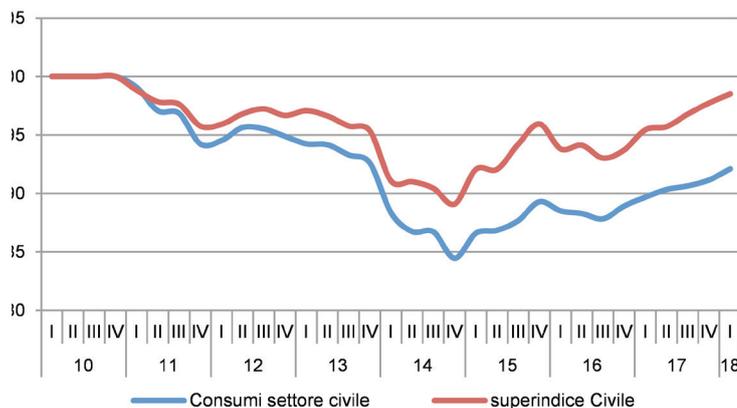
### In forte crescita i consumi del settore civile, spinti da fattori climatici

Nel I trimestre 2018 i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una crescita significativa, superiore al +4,4% rispetto al dato dei primi tre mesi del 2017, raggiungendo i 17 Mtep circa. Anche in questo caso gli ultimi dati sembrano confermare la fase recente di ripresa dei consumi di energia, con il sesto trimestre consecutivo di variazione di segno positivo.

L'andamento, come emerge dalla Figura 2.23, risulta tuttavia in linea con l'evoluzione delle variabili guida. In particolare nel primo trimestre dell'anno la spinta ai consumi è da imputare all'inverno meno mite rispetto all'anno precedente.

Il dato (provvisorio) relativo ai gradi giorno riscaldamento (Heating degree days) indica infatti un aumento del 4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Anche la crescita economica del settore terziario ha fatto registrare un aumento (+1% la variazione tendenziale sullo stesso trimestre dell'anno precedente), spingendo dunque i consumi del settore, seppure in maniera meno decisiva rispetto alla severità climatica.

Nel I trimestre 2018 i consumi di energia del settore civile



**Figura 2.23 – Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)**

# FOCUS – Analisi di Decomposizione dei Consumi Energetici del settore manifatturiero Italiano

Alessandro Zini, Maria Cristina Tomassino

La diffusione recente da parte dell'ISTAT di dati sull'impiego di energia dell'economia italiana, espressi in termini fisici (Terajoule), e la loro coerenza con i principi standard e con le classificazioni della base dei conti economici nazionali (SEC 2010), offre la possibilità di sviluppare un'analisi dell'andamento dei consumi finali di energia del settore manifatturiero italiano, evidenziando in particolar modo il contributo dei principali fattori che contribuiscono alla loro variazione nel periodo 1995-2015.

Dall'analisi preliminare di contesto di alcuni indicatori relativi al costo dell'energia e al settore della produzione, riportati in Tabella 1, è possibile evidenziare le principali dinamiche relative al periodo 2000-2015: una dinamica crescente nel sistema produttivo italiano del peso dei costi monetari per l'acquisizione di prodotti energetici (dal 3,1% fino al 4,8% nell'ultimo quinquennio considerato), in buona parte dovuta all'aumento dei prezzi dei beni energetici (dal 2000 al 2014 in Italia i prezzi dei beni energetici crescono di circa il 64%); una contrazione dell'attività produttiva e la tendenza, a parità del dato relativo al valore monetario della produzione, alla riduzione dell'impiego di energia nei processi produttivi (da 2,5 MJ a poco più di 2 MJ circa per euro di produzione). Dall'osservazione di tali indicatori si confermerebbe la tendenza in atto di un contenimento dei costi energetici, come risposta al duplice inasprimento delle condizioni di contesto delle imprese manifatturiere italiane, sia dal lato della domanda di prodotti energetici che dal lato della riduzione del mercato di sbocco.

Tabella 1 – Dinamica di alcuni indicatori di rilievo nel periodo 2000-2015

	2000-2005	2005-2010	2010-2015
Costi energetici / Costi intermedi <sup>1</sup>	3.1%	4.1%	4.8%
Prezzi energia (2000=100) <sup>2</sup>	119.1	150.3	163.9
Indice Produzione Industriale (2000=100) <sup>3</sup>	101.2	103.0	93.8
MJ per euro di Produzione <sup>3</sup>	2.53	2.36	2.08

1 WIOD (World Input-Output Database), <http://www.wiod.org>.

2 OECD, STAN database

3 ISTAT, Conti dell'impiego di energia, 2017

Mediante l'utilizzo dei recenti dati ISTAT sull'impiego di energia dell'economia italiana, è stato possibile verificare la riduzione dell'intensità energetica della produzione attraverso l'analisi della decomposizione della domanda di energia *Logarithmic Mean Divisia Index (LMDI)* (Ang & Choi (1997), Ang (2015)). Tale metodologia rende possibile identificare i *driver* che contribuiscono all'andamento del consumo di energia del comparto manifatturiero. Tali *driver* possono essere individuati specificatamente nel livello di attività economica e produttiva del sistema (*Attività*), nella composizione merceologica del comparto manifatturiero (*Struttura*) e nella quantità di energia impiegata a parità di valore della produzione (*Intensità energetica*). L'effetto di queste tre componenti è additivo e coincide, per costruzione, al valore osservato della variazione totale dei consumi di energia. Per questa via è quindi possibile stimare il peso esercitato da ciascun *driver*.

La serie storica ampia e regolare ha permesso di analizzare i *trend* delle diverse componenti degli ultimi due decenni. Se si fa riferimento alla variazione complessiva del consumo di energia, la linea tratteggiata (stima puntuale del tasso di variazione annua) evidenzia la manifestazione dell'effetto recessivo negli anni 2009 e 2013, con il corollario di quello che viene spesso definito "rimbalzo" per gli anni immediatamente successivi. In termini di tendenza (rappresentata dalle barre rosse nel grafico), a partire dal 2006 si registra una diminuzione annua dei consumi, che nell'ultimo tratto raggiunge il valore del 5%.

Coerentemente alle aspettative, il *trend* relativo all'effetto *Struttura* segna un calo costante, indice di una minor incidenza dei settori *energy intensive* (le barre arancioni di cui al grafico di Figura 2.24), mentre quello dell'effetto *Attività* (le barre di colore blu) rispecchia la dinamica del ciclo economico. Particolarmente interessante appare la dinamica di quella che può essere considerata come l'unica componente che le singole imprese non assumono come completamente esogena e determinata, vale a dire l'*Intensità*. L'effetto *Intensità* (le barre verdi) è in costante diminuzione nel periodo considerato, a suggerire il consolidamento di un effetto tecnologico e di economie di esperienza *energy saving* che sarebbe difficile immaginare procedere a sbalzi. Nondimeno, la diminuzione del valore tendenziale dell'*Intensità* segna un'accelerazione nell'ultimo quinquennio, denotando forse una maggiore reattività delle imprese alle maggiori difficoltà produttive.



**Figura 2.24 – Stime degli effetti e rispettivi trend**

Analizzando nello specifico il peso percentuale degli effetti di ciascuna componente per intervalli temporali quinquennali (Figura 2.25) vengono confermate le evidenze che emergono dai *trend* della Figura 2.24. In primo luogo, il declino costante del peso dell'effetto *Struttura* (dall'80% del primo periodo al 16% dell'ultimo). In secondo luogo, viene evidenziato come in corrispondenza del manifestarsi del ciclo recessivo (finestra 2006-2010) a spingere verso il basso i consumi sia maggiormente l'effetto *Attività* (44%). Infine, viene messa in luce la crescente rilevanza dell'effetto *Intensità*. Quest'ultimo arriva a pesare quasi il 70% della variazione nell'ultimo periodo, ponendosi come il principale *driver* della diminuzione dei consumi energetici del settore manifatturiero, considerando che i diversi settori del comparto concorrono in misura variabile al risultato dell'effetto *Intensità* complessivo. Alla luce di questi risultati sembra dunque trovare conferma l'ipotesi della messa in atto di una strategia di riduzione dell'intensità energetica della produzione.

È intuibile che i diversi settori del comparto manifatturiero abbiano concorso in misura variabile a questo effetto. La Figura 2.26 sintetizza la stima dell'effetto settoriale in due scansioni temporali, dal 1995 al 2005 (a) e dal 2005 al 2015 (b). In questa figura viene rappresentato in ascissa il peso degli input energetici di ciascun settore produttivo, espresso come rapporto tra Joule impiegato e valore della produzione. Il valore è riportato in numero indice, con 100 corrispondente alla media del comparto. Tale valore riflette la componente più marcatamente strutturale della intensità energetica, quella che dipende dalle peculiari caratteristiche dei processi produttivi che riguardano i diversi settori. In ordinata è invece rappresentata la dinamica temporale dell'intensità energetica, nel 2005 rispetto al 1995 (a) e nel 2015 rispetto al 2005 (b). Anche questo valore è riportato in numero indice, con 100 corrispondente rispettivamente al 1995 e al 2005.

I settori contrassegnati in verde, nel IV quadrante, sono quelli che hanno contribuito maggiormente all'effetto complessivo di riduzione dell'impiego d'energia, poiché si caratterizzano strutturalmente per un uso elevato di energia nel processo produttivo, ma nello stesso tempo registrano una dinamica di riduzione nel tempo. Osservando ad esempio il grafico IVa, il settore C20 (industrie chimiche) mostra in ascissa un valore pari a 372, indicando che nel 2005 il peso degli input energetici del settore sul valore della produzione è circa 3,7 volte quello della media manifatturiera, ma nello stesso tempo si segnala un valore in ordinata pari a 62, indicando una riduzione dell'incidenza degli input energetici nel 2005 di circa il 38% rispetto quella registrata nel 1995.

I settori contrassegnati in blu, nel III quadrante, sono quelli a minor impiego di energia rispetto alla media manifatturiera (bassa componente strutturale) e con una tendenza a rafforzare ulteriormente nel tempo questa caratteristica (bassa componente dinamica).

Alcuni elementi possono essere messi in evidenza. In primo luogo, la maggior parte della riduzione dell'intensità energetica si concentra in due o tre settori, C24-C25 (industrie metallurgiche), C20 (industrie chimiche) e, solo nell'ultimo decennio, C22-C23 (gomma e materie plastiche). In secondo luogo, quasi tutti i settori che nella prima scansione temporale (Figura 2.26) comparivano nel II quadrante (bassa componente strutturale e tendenza all'aumento dell'impiego di input energetici tra il 1995 e il 2005) mostrano una tendenza ad occupare il III quadrante (bassa

componente strutturale e riduzione dell'impiego energetico tra il 2005 e il 2015). In questo caso, qualora venissero considerati singolarmente, essendo settori a bassa intensità energetica, il comportamento "virtuoso" non sembrerebbe accompagnarsi ad un impatto rilevante sulla riduzione dei consumi finali dell'industria italiana. Considerati invece nel loro insieme, coincidono in buona parte con le produzioni a maggior specializzazione italiana confermando la tendenza in atto di riduzione dell'intensità energetica del sistema produttivo italiano.

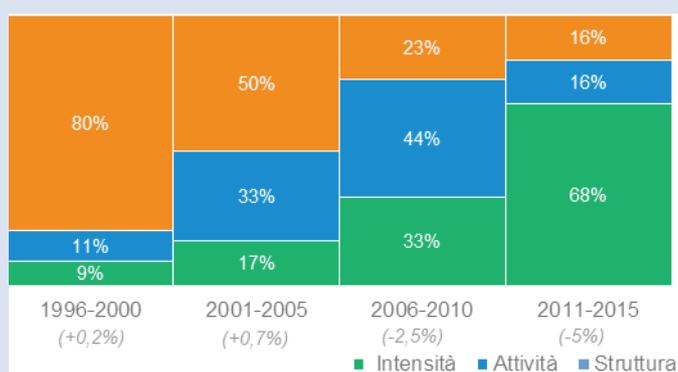


Figura 2.25 – Stima dell'importanza relativa degli effetti per scansioni temporali.

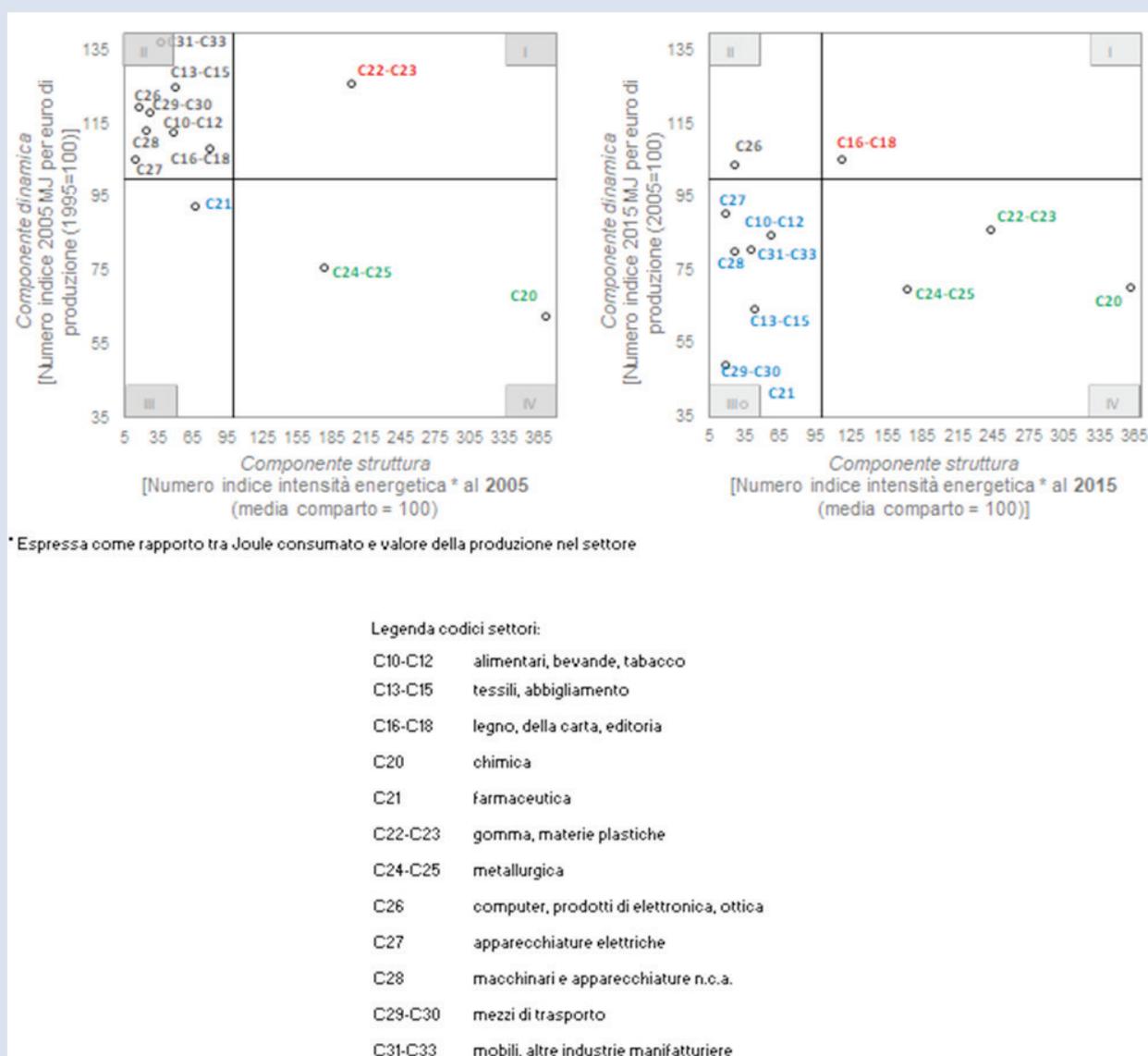
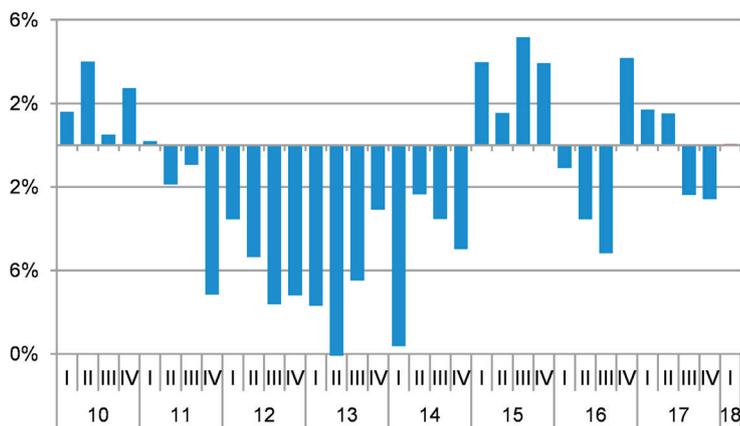
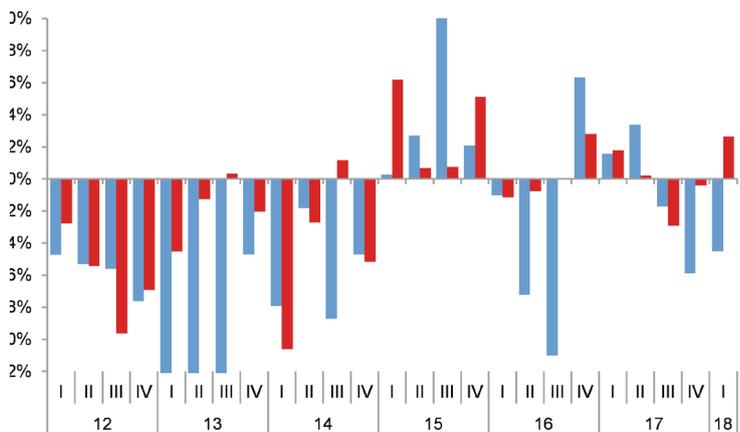


Figura 2.26 – Dinamica del rapporto tra consumi di energia e produzione in MJ/€, 1995-2005 (a) e 2005-2015 (b)

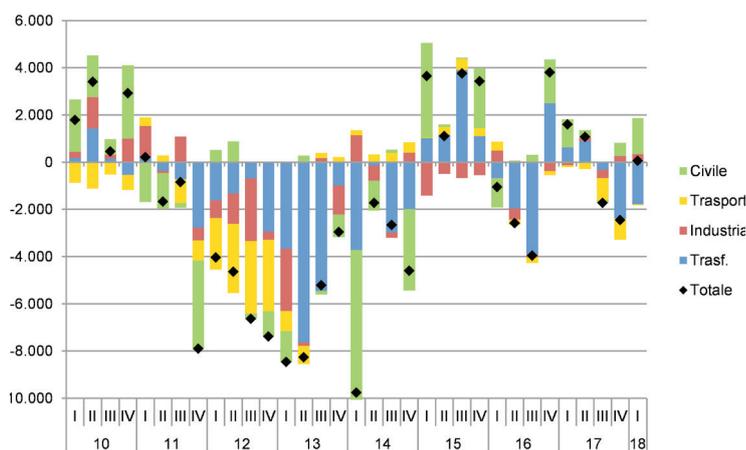
# 3 Decarbonizzazione del sistema energetico



**Figura 3.1 – Emissioni totali di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)**



**Figura 3.2 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)**



**Figura 3.3 – Emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori (variazioni tendenziali, kt CO<sub>2</sub>)**

vece diminuite negli ultimi due trimestri del 2017, quando i consumi energetici del settore avevano presentato significative riduzioni.

**Nei primi mesi dell'anno frena la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> registrata nella seconda metà del 2017**

Nel I trimestre 2018 le emissioni di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano risultano sostanzialmente in linea con i livelli dello stesso periodo del 2017. Tale dato pare interrompere la forte riduzione registrata nel corso della seconda metà del 2017, quando in entrambi i trimestri si erano verificate riduzioni tendenziali del 2,5% circa (Figura 3.1; N.B.: vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima preliminare ENEA).

La frenata rispetto alle recenti riduzioni è il risultato di due componenti opposte: ad una forte contrazione delle emissioni del settore ETS si è infatti contrapposto un aumento in quelli non ETS (Figura 3.2). La riduzione della CO<sub>2</sub> nei settori ETS (-4% circa la variazione trimestrale) risulta in linea con il trend degli ultimi due trimestri, ed è spiegabile con il superamento dei fattori congiunturali che avevano dato un contributo alla crescita delle emissioni negli ultimi due anni, cioè la crisi del nucleare francese e la scarsa idraulicità. Come previsto nell'Analisi trimestrale n. 1/2018, il ritorno della produzione nucleare francese sui livelli standard, insieme alla inevitabile risalita della produzione idroelettrica dai minimi decennali (sebbene resti ancora al di sotto della media decennale), hanno infatti determinato una sostanziale riduzione della generazione termoelettrica, contribuendo dunque alla riduzione delle emissioni, in particolare nell'ultimo trimestre del 2017 quando più forte è stata la ripresa delle importazioni dalla Francia. Le emissioni del settore della generazione elettrica si sono infatti ridotte pur in presenza di una crescita della domanda (+1,8%).

L'incremento delle emissioni del settore non ETS (+2,5% circa la variazione tendenziale) è invece imputabile alla ripresa dei consumi del settore civile (Figura 3.3), a causa di fattori climatici che hanno visto i primi mesi del 2018 decisamente meno miti dello stesso periodo del 2017. Sono inoltre aumentate anche le emissioni del settore industriale, di quasi il 3% rispetto allo stesso periodo del 2017, in linea con la crescita dei consumi di energia. Sono invece rimaste sostanzialmente invariate le emissioni del settore trasporti, che erano invece diminuite negli ultimi due trimestri del 2017, quando i consumi energetici del settore avevano presentato significative riduzioni.

**Nonostante l'aumento della domanda, nuovo forte calo delle emissioni del settore della generazione elettrica**

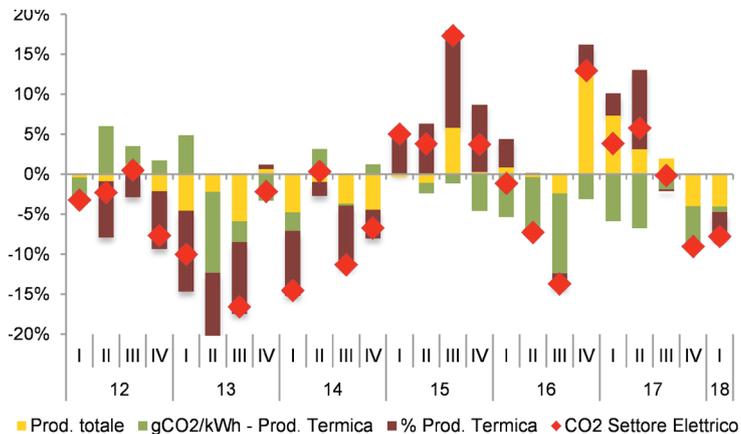
In linea con quanto registrato nel corso dell'ultimo trimestre 2017, che aveva fatto registrare un -9% di variazione tendenziale, nei primi tre mesi del 2018 le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore della generazione elettrica risultano in forte riduzione (-8% rispetto allo stesso periodo del 2017). In Figura 3.4 la variazione tendenziale su base trimestrale delle emissioni è scomposta in tre componenti: variazione della produzione netta, variazione della quota di produzione termica sul totale e variazione dell'intensità carbonica della produzione termica. Ne emerge come nell'ultimo trimestre, in continuità con il trimestre immediatamente precedente, la forte contrazione delle emissioni sia la risultante di variazioni delle tre componenti che vanno tutte nella stessa direzione, sebbene in misura diversa.

La produzione totale netta si è ridotta del 4% (tendenziale) in entrambi gli ultimi due trimestri, dopo quattro incrementi consecutivi iniziati a fine 2016, grazie alla ripresa dell'import elettrico con il ritorno alla normalità della produzione nucleare francese. La produzione nazionale è dunque diminuita nonostante la ripresa dei consumi (+1,8% nel I trim 2018, +1,4% nel IV trim 2017).

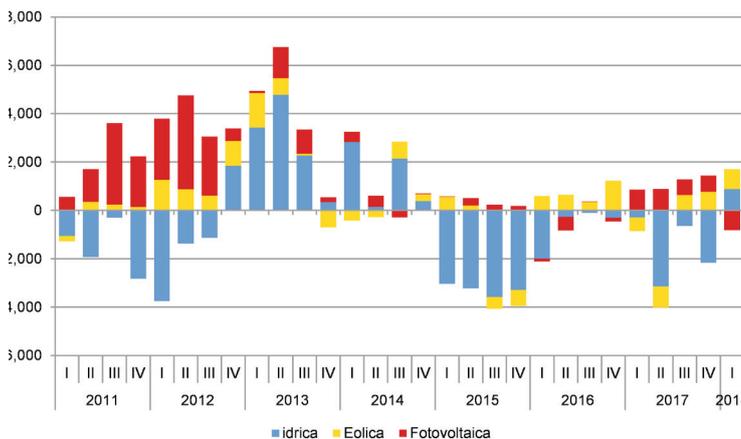
Anche la quota di produzione termica sul totale è tornata a ridursi (-3,3%) nell'ultimo trimestre, dopo una lunga fase di circa tre anni nella quale le variazioni tendenziali trimestrali erano state spesso positive o in alcuni casi nulle. Nonostante la produzione da FER intermittenti si sia complessivamente assestata sugli stessi livelli dell'anno precedente, la ripresa della produzione idroelettrica ha ridimensionato il peso della produzione termoelettrica nel mix di generazione (Figura 3.5).

Infine, l'intensità carbonica della produzione termica (cioè le emissioni di CO<sub>2</sub> per kilowattora prodotto) è scesa in modo marginale nel I trimestre 2018, ma prosegue a ritmi significativi dalla fine del 2015, grazie alla forte ripresa della generazione elettrica da gas naturale e alla contemporanea riduzione della generazione da carbone.

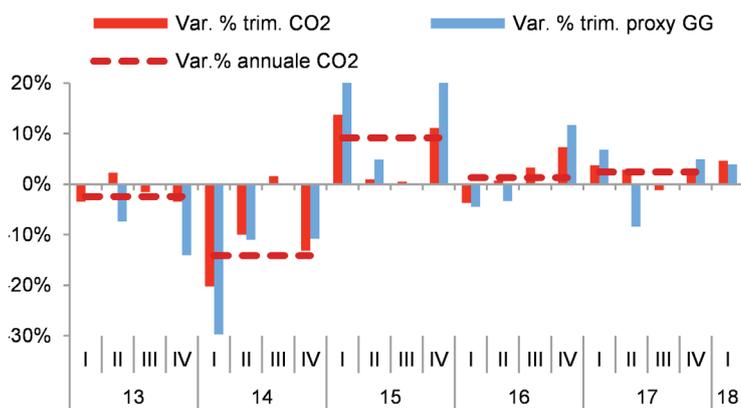
Dalla Figura 3.4 emerge chiaramente come nel 2017 le emissioni siano state sostenute dapprima dall'aumento della generazione termoelettrica, legato alla necessità di rimpiazzare le ridotte importazioni dalla Francia, poi dalla sempre più ridotta produzione idroelettrica. Il superamento di questi fattori congiunturali porta a ritenere plausibile che almeno per il breve-medio periodo sia plausibile una traiettoria di leggera diminuzione delle emissioni del settore, guidate dalla dall'aumento della produzione rinnovabile, che nei prossimi trimestri si confronterà con i minimi decennali dell'anno passato, e dalla continuazione della sostituzione del carbone nella termoelettrica.



**Figura 3.4 – Emissioni di CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)**



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



**Figura 3.6 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del settore civile e proxy gradi giorno (var. % trimestre su trim. anno prec.)**

**Emissioni dei settori ESD in deciso aumento a causa dei consumi per la climatizzazione invernale**

Nel I trimestre 2018 le emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> pari a -33% rispetto al 2005), sono risultate in forte aumento (+2,8% rispetto al I trimestre 2017), sostanzialmente a causa dell'incremento dei consumi di energia per la climatizzazione invernale. Come emerge dalla Figura 3.6, le emissioni del settore civile sono aumentate di oltre 4 punti percentuali rispetto lo stesso periodo dell'anno precedente, in linea con l'andamento della variabile guida proxy gradi giorno.

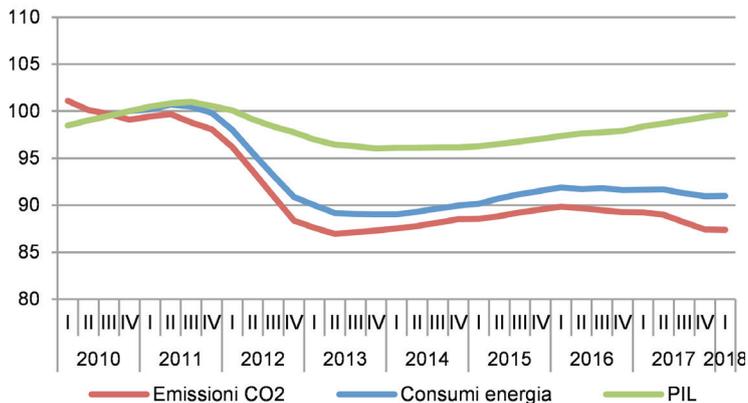
**Ancora ferme le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore trasporti, stabili anche le emissioni medie dei nuovi veicoli immatricolati**

L'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'intero settore trasporti, che nel I trimestre 2018 risultano stabili sui livelli del I trimestre 2017, riflette l'andamento dei consumi. Si è già segnalato (cap. 2.2) il dato di rilievo che sembra aver caratterizzato il settore trasporti nell'ultimo anno, cioè il disaccoppiamento tra indicatori di traffico, che risultano in crescita (in linea con il PIL) e consumi di energia del trasporto stradale, che risultano invece in leggera diminuzione. Allargando lo sguardo ad un orizzonte di più lungo periodo l'andamento di consumi ed emissioni su base annua risulta infatti in significativa divaricazione rispetto all'andamento del PIL (Figura 3.7). Questo nonostante il dato relativo alle emissioni medie dei nuovi autoveicoli, che sono aumentate dello 0,2% rispetto allo stesso periodo 2017, portandosi a 112,8 g CO<sub>2</sub>/km, pur in presenza di un incremento delle auto ad "alimentazione alternativa".

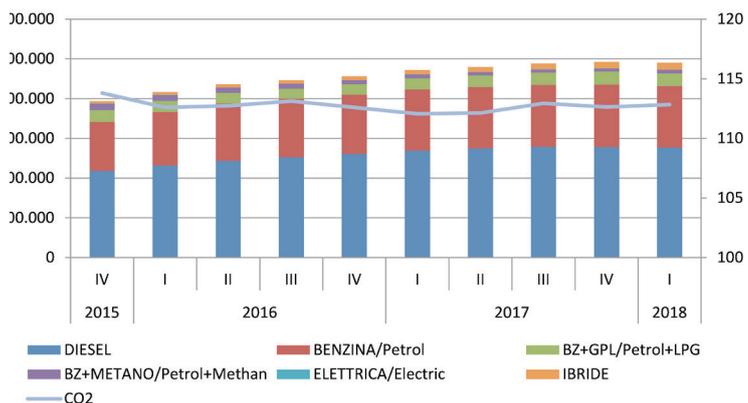
Questo dato conferma la possibile difficoltà nel raggiungimento dell'obiettivo fissato per il 2021 (95 CO<sub>2</sub>/km, limite che viene ricalcolato in base alla massa media dei veicoli prodotti da ciascun fabbricante) e ancor più dei nuovi obiettivi stabiliti dal pacchetto di misure presentato in novembre 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. D'altra parte, la divaricazione fra PIL e consumi, e in misura minore fra consumi ed emissioni, sembrano indicare la possibilità di una traiettoria di riduzione delle emissioni del settore legata a incrementi di efficienza del parco veicoli.

In controtendenza rispetto al trend di forte crescita registrato negli ultimi due anni (mediamente +15% di variazione tendenziale trimestrale nel 2016, +7,5% nel corso del 2017), il mercato dell'auto nei primi mesi del 2018 risulta in leggera contrazione, almeno rispetto al dato 2017, con 574.193 nuovi veicoli immatricolati nel I trimestre 2018 (-1,4% variazione tendenziale). In effetti già l'ultimo trimestre del 2017, che pure aveva fatto registrare un +4% rispetto allo stesso trimestre del 2016, risultava in calo rispetto ai tassi sostenuti di crescita dei precedenti trimestri. La Figura 3.8 mostra tuttavia come i livelli di nuovo immatricolato sembrano confermare la ripresa del mercato dell'auto, registrata dopo la "crisi" degli anni 2008-2013.

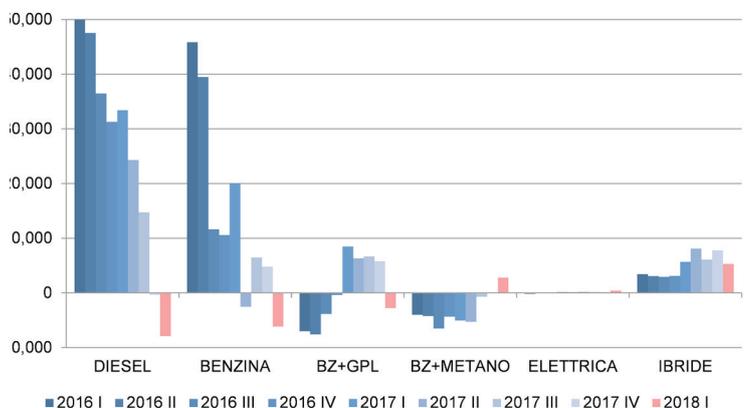
Rilevante il numero di immatricolazioni di auto elettriche ed ibride, che hanno fatto registrare importanti aumenti (Figura 3.9), rispettivamente +78%, (940 nuove auto elettriche) e +35% di auto ibride (oltre 21 mila vetture), rispetto



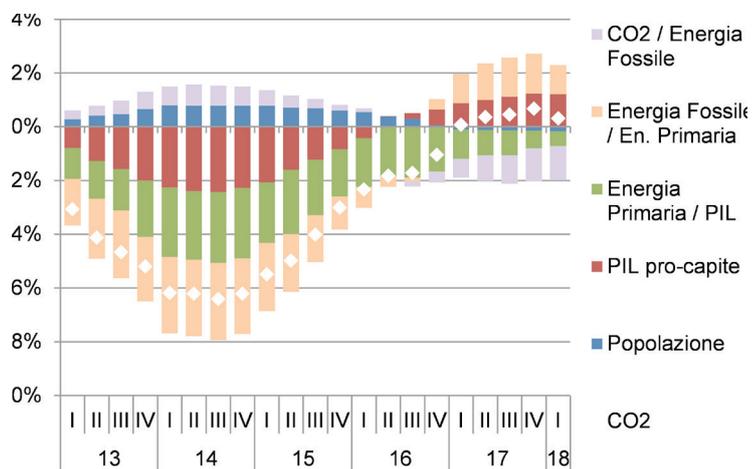
**Figura 3.7 – Emissioni di CO<sub>2</sub> e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)**



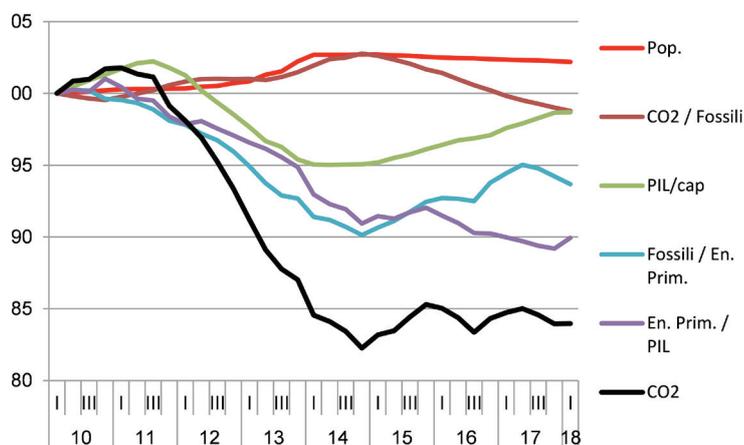
**Figura 3.8 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO<sub>2</sub> dei veicoli immatricolati (gCO<sub>2</sub>/km, asse dx)**



**Figura 3.9 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)**



**Figura 3.10 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo**



**Figura 3.11 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia e suoi driver (2010=100)**

forti variazioni negative di due componenti strutturali: da un lato l'intensità energetica del PIL e la quota di fonti fossili sull'energia primaria (riflesso dei forti investimenti in fonti rinnovabili), dall'altro una componente congiunturale, ovvero il PIL pro-capite, in costante riduzione nel periodo. Con una qualche approssimazione si può dunque considerare che la riduzione delle emissioni legata a fattori "strutturali", cioè al netto della componente PIL pro-capite, ha raggiunto un massimo nella seconda metà del 2014 (-2,6% m.a. l'intensità energetica, -3% m.a. la quota di energia fossile sul totale, +0,7% m.a. l'intensità carbonica dell'energia fossile).

La Figura 3.10 evidenzia come questa traiettoria sia progressivamente cambiata, fino ad arrivare a variazioni positive delle emissioni. La ragione è nelle variazioni medie annue del PIL pro-capite e della quota di energia fossile sul totale: in entrambi i casi le variazioni negative sono divenute sempre più esigue, finché a fine 2016 si è arrivati a una variazione media annua (calcolata sui precedenti tre anni) positiva.

Se infine si guarda all'andamento del sistema nel periodo più recente, cioè negli ultimi cinque trimestri (Figura 3.11), a partire dal I trimestre 2017, le variazioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> risultano sempre positive, a tassi medi annui sempre contenuti (compresi tra il +0,1% e il +0,7%). La ragione sta in una crescita del PIL pro-capite ormai tornata positiva (+1,1%) e dall'aumento della quota di energia fossile sull'energia primaria, dovuto alla ripresa del gas. Le riduzioni dell'intensità energetica e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (quest'ultima tornata a variazioni negative con la riduzione del ruolo del carbone) non sono state sufficienti a compensare le spinte suddette. Da qui l'aumento delle emissioni.

In definitiva, nel nuovo quadro di relativa crescita economica il ritorno alle fortissime riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> registrate intorno al 2014 è divenuto molto più problematico, e con esso anche il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine. I primi tre mesi del 2018 sono stati un altro tassello che ha consolidato questo quadro.

allo stesso periodo 2017 in riduzione invece la vendita di alimentazioni tradizionali, diesel e benzina, rispettivamente -2,4% e -3,1%. I dati aggiornati di maggio 2018, che ridimensionano il calo delle vendite complessive, portandolo ad un -0,3% (dato cumulato gennaio-maggio rispetto ai primi cinque mesi 2017), confermano la riduzione delle vendite di autovetture diesel -4% e la crescita del mercato dell'auto elettrica +125% (gennaio-maggio 2018 su 2017).

**Perché la traiettoria di decarbonizzazione si è allontanata dagli obiettivi 2030**

La Figura 3.10 mostra i risultati di una scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 (dodici trimestri), la cui somma corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO<sub>2</sub> (negli stessi tre anni).

Dalla figura emerge in primo luogo come nel periodo in questione le emissioni di CO<sub>2</sub> siano diminuite a tassi medi dapprima progressivamente crescenti, dal 2,5% medio annuo fino a un punto del 6% nel 2014, poi progressivamente decrescenti, fino a tornare a variazioni positive nel 2017. La ragione degli elevati tassi di riduzione delle emissioni registrati tra il 2013 e il 2015 è da ricercare nella combinazione di

La ragione degli elevati tassi di riduzione delle emissioni registrati tra il 2013 e il 2015 è da ricercare nella combinazione di

# 4 Sicurezza del sistema energetico italiano

## 4.1 Sistema petrolifero

### Torna a calare l'import di greggio. Produzione interna in lieve calo

Nel I trimestre del 2018 il costo medio del petrolio importato in Italia è salito a 66,9 \$/bbl, contro i 52,5 \$/bbl del 2017. Tale aumento ha avuto effetti negativi su alcuni indicatori del sistema petrolifero e della raffinazione, a differenza di quanto osservato in chiusura del 2017 quando, per tali indicatori, l'anno si era chiuso con risultati positivi. Per l'Italia l'import netto ha subito una variazione negativa rispetto al primo trimestre 2017 pari a -3% (Figura 4.1) con un totale di greggio importato pari a 15.135 kt. Si è al contrario osservata una crescita in altre realtà economiche europee, come la Spagna (+4%) e in misura minore in Francia e Germania (+1%). Il Regno Unito ha mostrato un azzeramento dell'import netto in quanto le esportazioni hanno superato le uscite di prodotto. La produzione interna è stata nuovamente interessata da un calo (-5%) dopo la chiusura positiva dell'intero 2017 (+7%). Le estrazioni hanno prodotto circa 1.242 kt di greggio (Figura 4.2). Tale situazione riflette le criticità ancora presenti negli impianti estrattivi. Il dato italiano è comunque in linea con quanto appare nelle altre realtà economiche prese a confronto come la Germania (-5%) e la Spagna (-4%) che hanno mostrato un calo significativo della produzione interna. La produzione totale di UE e del Regno Unito mostra invece una lieve crescita pari a +1% e +2% rispettivamente.

### In forte aumento l'import del greggio libico e di quello arabo, in calo quello dal Medio Oriente

La Figura 4.3 mostra la ripartizione della provenienza del greggio da diverse aree geografiche. Nel primo trimestre 2018, pur essendo in calo di circa il 6% rispetto al trimestre dell'anno precedente, il greggio mediorientale si conferma come il principale prodotto importato, con il 27,5% della quantità totale in entrata. In calo anche l'import di petrolio russo (-5,4%) che copre attualmente il 6,8%.

Tornano a crescere anche le importazioni saudite (+4,3%) attestandosi a circa il 12% del totale.

Non si registrano invece variazioni significative per il petrolio africano (11,8% del totale), asiatico (23,6%), europeo (1%) e americano (5,3) che rimangono stabili su percentuali del mix importato simili a quelle registrate negli ultimi trimestri. Sono invece in ancora in forte aumento le importazioni dalla Libia (+5%) che coprono circa il 12% del totale. Sul fronte delle importazioni dal territorio libico potrebbero pesare l'instabilità politica del Paese, minata anche dalla recente presa di controllo da parte del generale Haftar dei terminal petroliferi dell'Est con l'intenzione di intercettare circa 400 mila barili di petrolio e venderli direttamente per finanziare le sue milizie togliendo quindi risorse alla Noc di Tripoli - la società petrolifera nazionale - e mettendo a rischio la stabilità economica del governo centrale (*Il Sole*

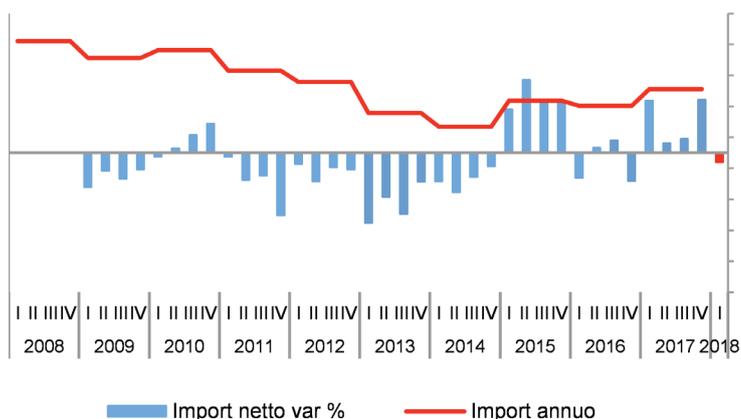


Figura 4.1 – Import netto di greggio (kt: asse; variazione percentuale trimestrale asse sn)

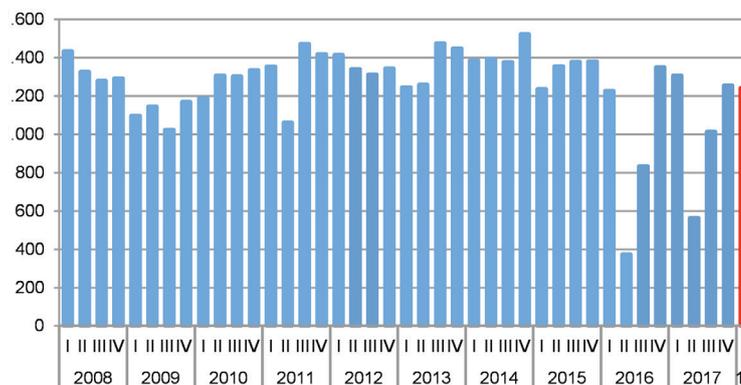


Figura 4.2 – Produzione interna di greggio (kt)

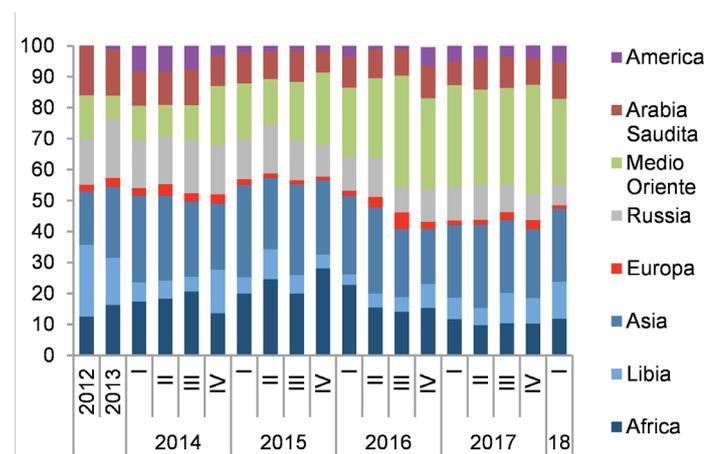


Figura 4.3 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

24 Ore). Tali instabilità potrebbero minare le interlocuzioni del nostro Paese con la Libia, e di conseguenza anche gli scambi commerciali, anche se, al momento, non sono coinvolte le attività ENI nel territorio. All'inizio di luglio la Noc stimava comunque una perdita totale di produzione giornaliera pari a 850.000 barili al giorno di greggio e 20 milioni di metri cubi al giorno di gas naturale (Staffetta quotidiana, 02/07/2018).

### In calo l'import di greggio con elevato tenore di zolfo

Le variazioni del mix importato hanno effetti sulla qualità del greggio lavorato nelle raffinerie (Figura 4.4). Il grado API continua ad attestarsi intorno a valori di media densità (circa 34,23), mantenendosi piuttosto costante dal 2012 ad oggi. Si conferma invece il trend di diminuzione del tenore di zolfo, si importano infatti greggi meno acidi con un tenore medio di 1,13%.

L'incremento dell'import di greggio a basso tenore di zolfo dalla Libia e la diminuzione di quello acido proveniente dal Medio Oriente sono i fattori che determinano questa variazione. Il trend si mantiene in linea con le necessità relative al soddisfacimento dei limiti al contenuto di zolfo nei bunker (0,5%) decisi in sede IMO, che diverranno operativi a partire dal 1° gennaio 2020.

Le limitazioni imposte dalla normativa avranno sicuramente effetti sui prezzi del petrolio e sulle aree di provenienza degli approvvigionamenti. L'Arabia Saudita, che produce petrolio acido (zolfo > 1%), sarà particolarmente colpita così come l'area mediorientale. Per quest'ultima area anche le tensioni politiche tra Iran e USA potrebbero avere un effetto sul prezzo del greggio (Morgan Stanley ha rivisto al rialzo le previsioni per il II semestre 2018, a 85 \$ al barile, [Finanza.com](#)).

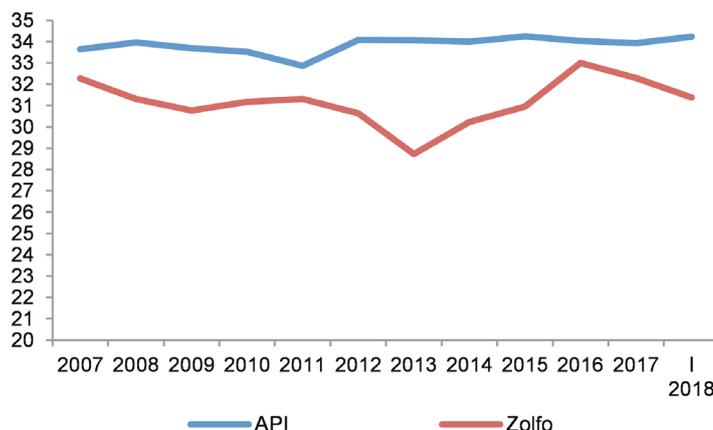


Figura 4.4 – Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

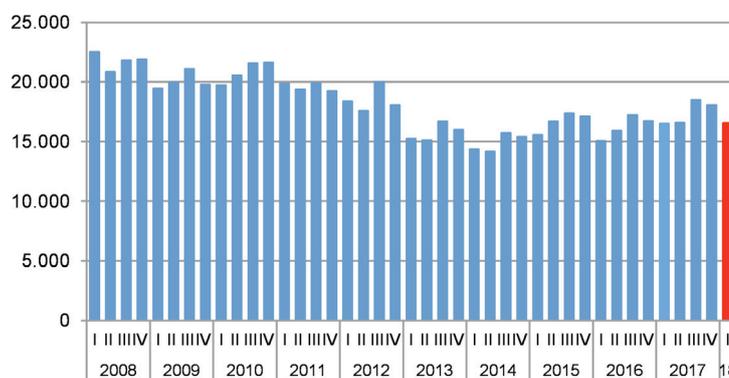


Figura 4.5 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

### Stabili le lavorazioni di greggio

nazionali (Figura 4.5).

Nel confronto con altre realtà europee, le lavorazioni italiane sono ora simili a quelle della Spagna (16.553 kt, +6%), mentre sono in lieve aumento le lavorazioni in Germania (22.707 kt, +1%). Anche la Francia mostra un aumento pari al 4% e si attesta a 13.522 kt lavorate. Spicca infine il dato negativo del Regno Unito che con 11.170 kt cala del 13%.

Se si considera l'UE nel suo insieme le lavorazioni delle raffinerie chiudono in positivo nel trimestre (+2%) con un dato provvisorio pari a 143.730 kt.

### Consumi dei prodotti petroliferi piuttosto stabili

Il nuovo anno si è aperto con un lieve aumento del consumo totale dei prodotti petroliferi (vedi cap. 2.2), in controtendenza con il 2017, che si era chiuso con una contrazione dei consumi.

La benzina mantiene il pluriennale trend negativo (-2%), mentre sempre in ambito di prodotti legati al settore trasporti il gasolio segna un -1,4% e il GPL presenta una lieve riduzione, fermandosi a poco meno di 1 Mt.

Sembrano confermarsi i segnali di consolidamento della riduzione dei consumi, come conseguenza di incrementi di efficienza del parco auto e (in misura per il momento minore) dell'introduzione di nuovi veicoli a maggiore efficienza e ad alimentazione ibrida ed elettrica.

Come da trend di lungo periodo il carboturbo mostra invece un andamento inverso (+11%), confermando il trend positivo innescatosi dal 2014.

Altro importante calo si registra per i distillati pesanti, mentre torna a crescere in maniera significativa il consumo di virgin nafta dopo il dato negativo del 2017.

### Chiudono in negativo l'export e l'import di prodotti petroliferi

Nel I trimestre 2018 si è interrotta la tendenza di lungo periodo, iniziata nel 2015, a progressivi aumenti dell'export netto dei principali prodotti petroliferi. Sulla forte riduzione registrata nel trimestre (-17%) ha pesato principalmente la riduzione delle esportazioni di olio combustibile (455 kt, -70% rispetto al primo trimestre 2017). Nello stesso tempo sono in aumento le esportazioni nette di benzina (2.096 kt, +10%) e quelle di gasolio (813 kt, +56%) (Figura 4.6), che presenta allo stesso tempo un notevole calo delle importazioni (-260 kt, pari a una riduzione del 15%).

Nel caso dei prodotti per cui si registrano importazioni nette si segnalano le riduzioni dell'import netto di carboturbo (-10%, 2.096 kt) e del GPL (-13%; 615 kt). Riprendono invece le importazioni di nafta (244 kt) che si erano quasi interrotte all'inizio del 2017.

### L'eccesso di produzione si riduce nettamente per il gasolio, mentre per la benzina è in leggero aumento

Anche nel primo trimestre 2018 l'Italia si conferma l'unico Paese con un eccesso di produzione di gasolio rispetto ai consumi interni (rapporto produzione/consumi >1). Questo indicatore sembra complessivamente spostarsi verso un maggiore equilibrio tra produzione e consumo interno attestandosi ad un valore pari a 1,11 (Figura 4.7) un valore che rappresenta il minimo riscontrato in tutta la serie storica considerata. Si tratterebbe di un dato di rilievo, ma si basa su dati Eurostat provvisori, che stimano un aumento dei consumi di gasolio che è in contrasto con i dati di fonte MiSE e Unione Petrolifera. In tutte le altre realtà economiche considerate, la variazione del rapporto produzione/consumi è in leggera diminuzione, con una riduzione ancora più lieve nel caso dell' UE nella sua totalità.

Per la benzina il rapporto produzione/consumi italiano è in lieve aumento rispetto al I trimestre 2017, e si colloca a 1,79, valore superato dalla sola Spagna, che sfiora il raddoppio delle quantità prodotte rispetto ai consumi interni (Figura 4.8).

Non sembrano dunque per il momento registrarsi segni di riequilibrio del bilancio benzina/gasolio, da taluni previsto a causa di previste riduzioni della domanda di gasolio maggiori delle riduzioni della domanda di benzina.

### Margini della raffinazione in calo, ma in linea con quanto accade nel Nord Europa

Come emerge dalla Figura 4.9 nel primo trimestre 2018 calano i margini della raffinazione per l'area mediterranea, scendendo a 1,8 \$ al barile (-45%). In calo anche i margini per l'area Nord Europea che si attestano a 3,5 \$ al barile (-34,2%). In sofferenza anche la raffinazione made in USA, anche se in misura minore, con margini pari a

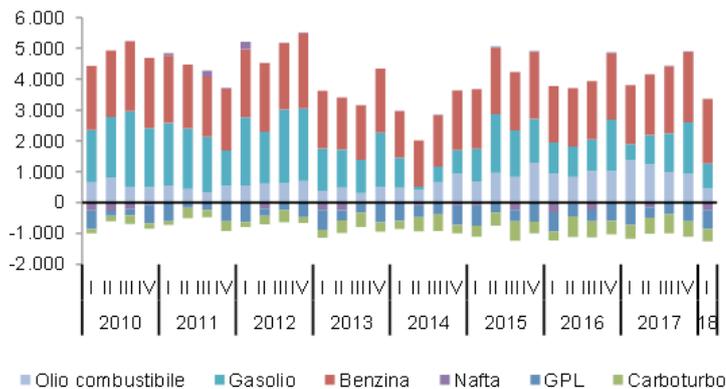


Figura 4.6 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

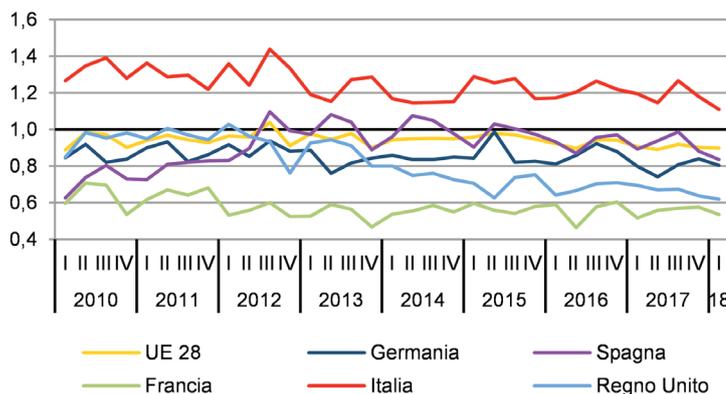


Figura 4.7 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

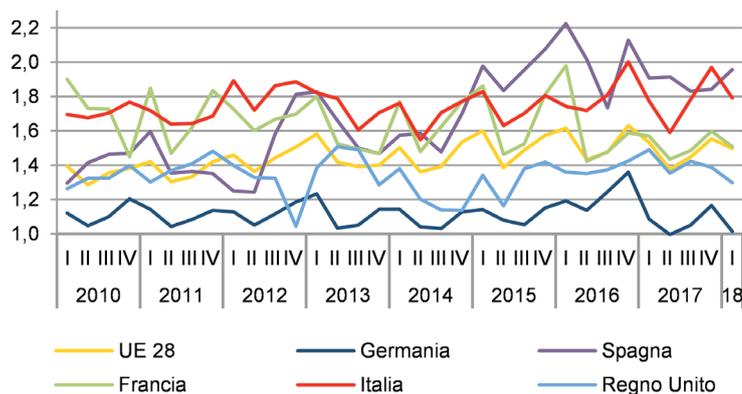


Figura 4.8 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

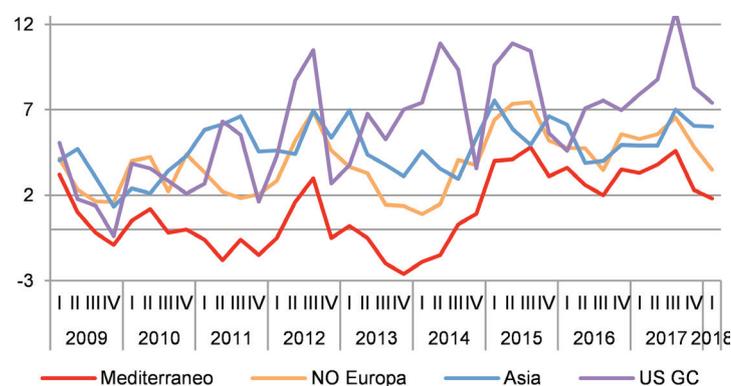


Figura 4.9 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

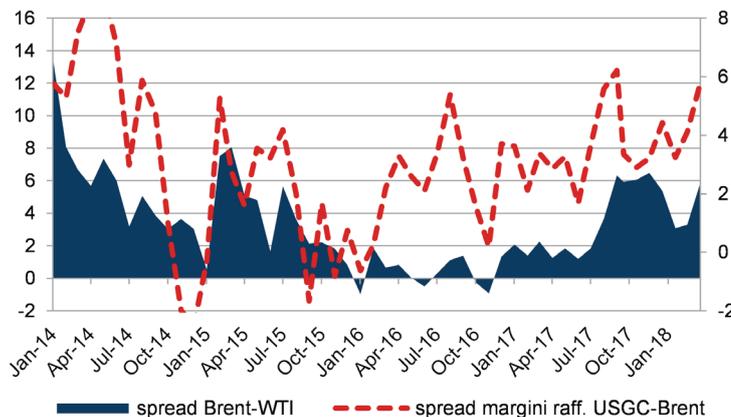
7,4 \$ al barile (-6,3%). La ripresa delle quotazioni del petrolio, insieme al nuovo allargamento dello spread Brent-WTI (sui massimi degli ultimi tre anni) pesano evidentemente sui margini europei.

Altro discorso invece per il sistema della raffinazione del continente asiatico che con i margini a 6 \$ al barile (+22,4%) mantiene il trend positivo che si è innescato nel 2016 (Figura 4.10)

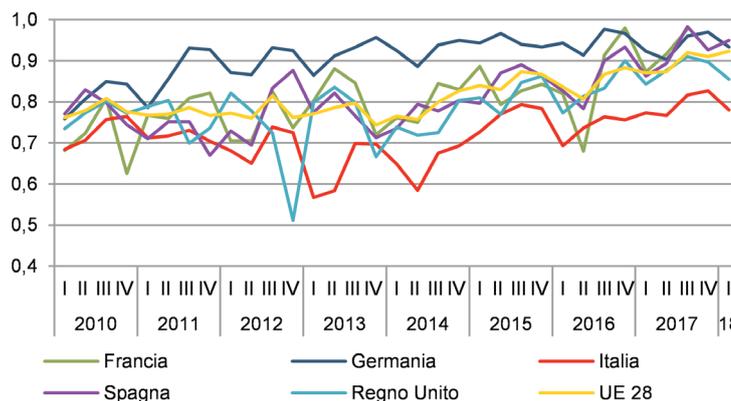
**Ancora in crescita  
l'utilizzo degli impianti**

In Italia il tasso di utilizzo degli impianti, basato sulla sola lavorazione di greggio, ha mostrato una crescita (+1%) attestandosi al 78% della capacità utilizzata (Figura 4.11), mantenendo il trend di ripresa iniziato che si era interrotto nel primo trimestre 2016. I dati di aprile sono ancora confortanti con la capacità totale utilizzata che si è attestata all'80%. Il trend di crescita è positivo anche per le altre realtà europee, tra le quali si distingue in particolar modo la Spagna che supera la Germania con il 95% di utilizzo degli impianti, in aumento del 10% rispetto al primo trimestre 2017.

In Italia il tasso di utilizzo degli impianti,



**Figura 4.10 – Differenziale tra Brent e WTI (\$/bbl) e tra i margini di raffinazione negli USA e in Europa**



**Figura 4.11 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche**

## 4.2 Sistema del gas naturale

### Domanda di gas nell'UE ancora in aumento spinta dal clima, in calo nella termoelettrica

Nel I trimestre 2018 il consumo di gas dell'UE è stato pari a circa 168 miliardi di metri cubi, in aumento del 4% rispetto allo stesso periodo del 2017. I consumi sono stati aiutati da un clima più rigido dell'anno precedente, mentre si è ridotto in modo molto rilevante (-12,5% in media) l'uso del gas nella termoelettrica, per una serie di motivi: in primo luogo perché il confronto col I trimestre 2017 sconta l'impennata nell'uso del gas che si ebbe in tutta Europa a gennaio 2017, in concomitanza con le fermate degli impianti nucleari francesi; poi per la ripresa della produzione idroelettrica in molto paesi dell'Europa del sud e la forte ventosità nell'Europa del centro nord; infine per il peggioramento della profittabilità della generazione a gas in paesi importanti come la Germania e l'Italia (vedi oltre).

### Continua la fase di forte competitività del gas russo

Grazie a un forte ricorso agli stoccaggi le importazioni europee sono diminuite (-2%) nonostante l'aumento dei consumi, con cali significativi per il GNL (-13%) e il gas norvegese, mentre una riduzione marginale ha interessato il gas russo e un lieve aumento il gas africano. Le importazioni di GNL (anche di provenienza USA) sono state penalizzate dai prezzi spot elevati in Asia, che hanno reso l'Europa una destinazione poco attraente. Anche estendendo lo sguardo oltre la congiuntura, da ormai due anni il gas russo mantiene una competitività molto elevata per le forniture europee: lo spread con il prezzo al TTF oscilla intorno allo zero, mentre il premio del prezzo sui mercati asiatici si è ridotto solo a metà 2017, quando non a caso le importazioni europee di GNL sono tornate sulla media decennale (unici due trimestri degli ultimi cinque anni).

Al contrario i volumi di gas russo verso l'Europa sono invece da più di due anni ben al di sopra della media decennale.

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

Un altro dato interessante dell'ultimo inverno è l'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 tedesco-ceco), negli ultimi due trimestri il tasso di utilizzo del Nord Stream è rimasto pressoché costante, su valori vicini al 100% della capacità, mentre i flussi verso Slovacchia e Polonia via Ucraina sembrano essere state usate per seguire la flessibilità della domanda (anche per il calo del fabbisogno d'importazione italiano).

Il tasso di utilizzo del Nord Stream è rimasto pressoché costante, su valori vicini al 100% della capacità, mentre i flussi verso Slovacchia e Polonia via Ucraina sembrano essere state usate per seguire la flessibilità della domanda (anche per il calo del fabbisogno d'importazione italiano).

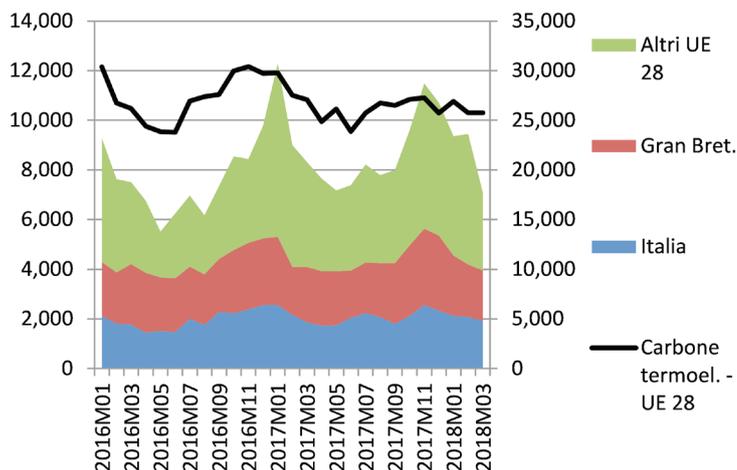


Figura 4.12 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm<sup>3</sup>, asse sx) e generazione elettrica da carbone nell'UE (GWh, asse dx)

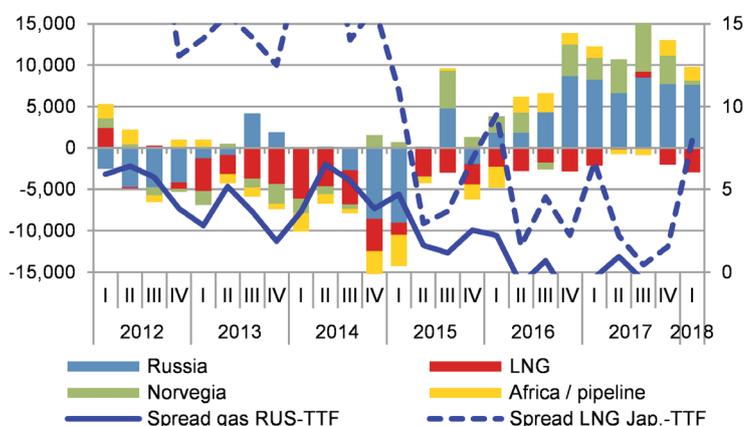


Figura 4.13 – Importazioni di gas in Europa per origine (scostamento rispetto alla media decennale, Mm<sup>3</sup>, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

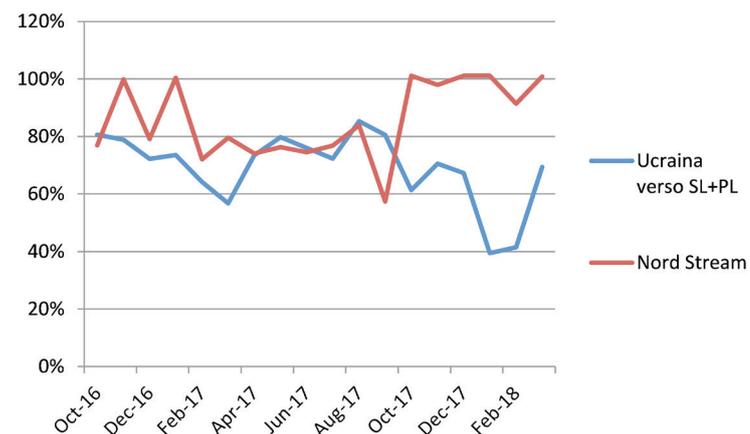


Figura 4.14 – Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia nell'ultimo inverno

### In Italia domanda di gas ancora in leggero aumento, ma spinta dal clima

Nel I trimestre 2018 la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a circa 26 miliardi di m<sup>3</sup>, in aumento di meno di 400 milioni di m<sup>3</sup> (+1,4%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 4.15). Negli ultimi tredici trimestri (dall'inizio del 2015) vi è stata una sola variazione tendenziale negativa, peraltro marginale. Ma questa tendenza alla crescita ormai di medio periodo sembra destinata a cambiare, in primo luogo per la fine di alcuni fattori congiunturali che avevano spinto i consumi di gas nella termoelettrica (riduzione delle esportazioni francesi di energia elettrica ridotta produzione idroelettrica), insieme al fatto che la ripresa dei consumi industriali, che pure continua, ha comunque una dimensione non sufficiente a sostenere la crescita dei consumi totali. Nel I trimestre del 2018 la domanda di gas della termoelettrica è infatti diminuita per il secondo trimestre consecutivo, e in modo anche significativo (-0,7 miliardi di m<sup>3</sup>). Inoltre, secondo dati parziali, è in diminuzione ancora più accentuata nel II trimestre dell'anno. Nel I trimestre la domanda complessiva di gas è dunque aumentata perché il clima più rigido dell'anno precedente ha spinto i consumi per riscaldamento (+0,9 miliardi di m<sup>3</sup>), più che compensando la riduzione nella termoelettrica. Mentre l'aumento dei consumi dell'industria, pur superiore al 3%, è in valore assoluto decisamente più modesto. Resta comunque rimarchevole che la domanda di gas dell'industria risulta in aumento da ben dieci trimestri consecutivi, in coerenza con la ripresa della produzione industriale (vedi cap. 2.1), anche se sembra in decelerazione.

La Figura 4.16 mostra in effetti come negli ultimi tre anni i consumi (su base mensile) sia della termoelettrica sia dell'industria si siano progressivamente riavvicinati ai valori medi decennali. Nel caso dell'industria i consumi sembrano stabilmente al di sopra delle medie decennali, mentre nel caso del termoelettrico sembrano invece ora oscillare intorno alla media decennale.

### Terzo aumento consecutivo della domanda. Forti incrementi di termoelettrico e industria

Anche i dati relativi alla domanda di punta giornaliera sembrano indicare una fase di inversione della tendenza rialzista degli ultimi due anni. Nel I trimestre 2018 la domanda di punta è rimasta al di sotto dei 400 milioni di m<sup>3</sup>, 28 milioni di m<sup>3</sup> in meno rispetto al massimo 2017 di 424 milioni di m<sup>3</sup>, raggiunto peraltro nei giorni del crollo delle esportazioni francesi di elettricità, combinato con giornate di freddo relativamente intenso. È significativo come il picco giornaliero della domanda di riscaldamento abbia raggiunto nel 2018 un valore pressoché identico a quello raggiunto nel 2017 (262 milioni di metri cubi, 40 in meno rispetto al massimo 2012), mentre la massima domanda giornaliera del termoelettrico sia rimasta ben al di sotto del 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).

Nel I trimestre 2018 la domanda di gas naturale in Italia è stata

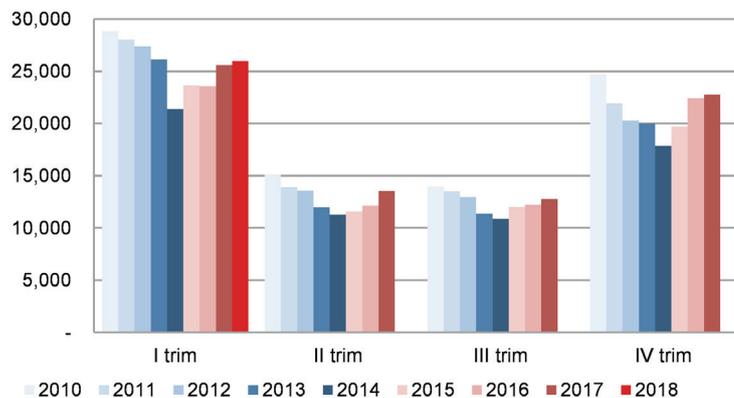


Figura 4.15 – Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm<sup>3</sup>)

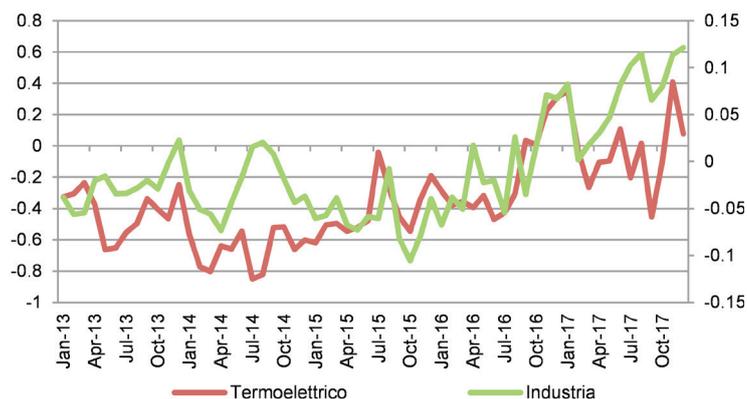


Figura 4.16 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (Miliardi di m<sup>3</sup>)

### Forti aumenti di GNL e gas russo, stabili Algeria e Libia

Dal lato dell'offerta (Figura 4.17), il I trimestre 2018

ha registrato minori importazioni per circa 200 milioni di metri cubi, più che compensate da maggiori prelievi dagli stoccaggi per 700 milioni di metri cubi. Sono aumentate le importazioni dalla Russia (+300 milioni di m<sup>3</sup>, +4% sull'anno precedente) e di GNL (+200 milioni di m<sup>3</sup>, +12%). Gli ingressi da Passo Gries (gas del Nord Europa) sono stati fortemente penalizzati dalle manutenzioni sulla linea di importazione, ma sono in forte ripresa nel II trimestre dell'anno nonostante il ritorno alla piena disponibilità sia prevista per il 2019. In riduzione anche le importazioni dall'Algeria (-3%), il cui calo sembra in accentuazione nel II trimestre.

### Gas russo e algerino al di sopra della media decennale, GNL sui livelli del 2017

La Russia resta ampiamente il primo fornitore di gas italiano

con una quota di poco superiore al 40% delle importazioni totali italiane nel I trimestre 2018, con una tendenza a un forte ulteriore aumento di questa quota nel trimestre successivo. La quota del gas algerino si riduce ma in modo marginale, restando intorno al 35% del totale. Il gas del Nord Europa si ferma bel al di sotto del 10%, ma a causa delle già citate manutenzioni, mentre la quota del GNL in entrata ai tre terminali di rigassificazione si colloca media d'anno al 10%.

Il confronto fra i dati relativi al primo trimestre del 2018 e i valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni permette di valutare le variazioni recenti in una prospettiva di lungo periodo. Ne emerge come i 78 milioni di m<sup>3</sup> giornalieri medi delle importazioni dalla Russia, pur inferiori rispetto alla media dell'intero 2017, siano ben al di sopra della media di lungo periodo (Figura 4.18). Il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, si conferma inoltre l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (67%), sebbene per una volta su livelli molto simili a quelli del terminal di rigassificazione di Cavarzere e del Transmed che porta il gas dall'Algeria. L'import medio dall'Algeria è stato infatti nel I trimestre dell'anno su livelli molto superiori alla media di lungo periodo, ma la tendenza al calo che si registra nel II trimestre dovrebbe riportare i valori medi del I semestre non lontani dalla media degli ultimi otto anni.

Restano invece sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo sia le importazioni dalla Libia sia quelle dal Nord Europa, con il gasdotto Transitgas che mantiene la peculiarità di una elevatissima variabilità di utilizzo (23% la media e 16% la deviazione standard), a indicare la sua funzione di risorsa marginale.

### Il gas russo resta il più competitivo, prezzi spot allineati al mercato asiatico aiutano il GNL

La ragione degli elevati flussi di gas russo sta nella sua competitività, ben evidenziata dalla Figura 4.19, che 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. Negli ultimi 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.

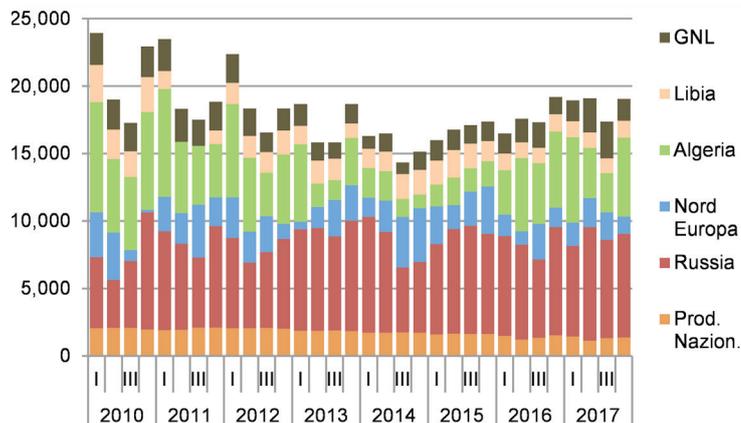


Figura 4.17 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm<sup>3</sup>)

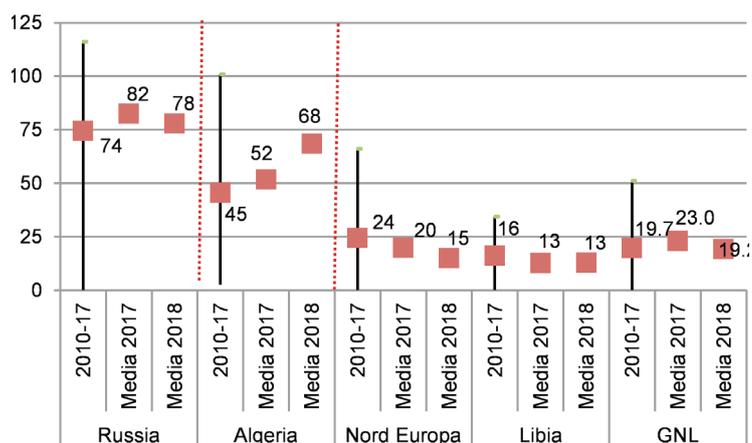


Figura 4.18 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm<sup>3</sup>)

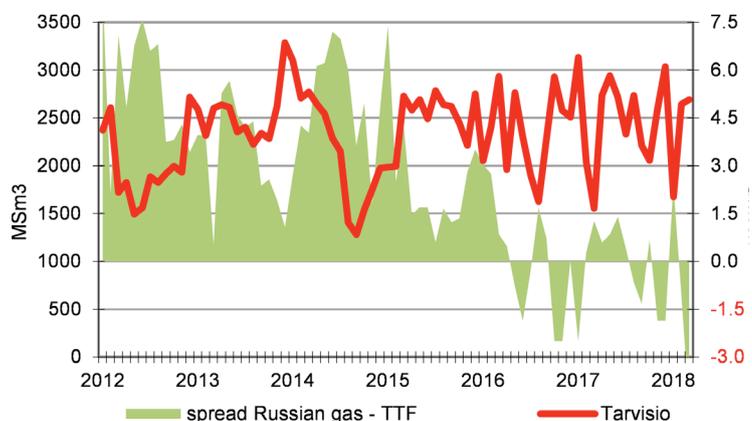


Figura 4.19 – Importazioni mensili di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse dx)

Come per il resto dei paesi europei le importazioni di GNL dipendono invece dall'attrattività del mercato europeo per i carichi di GNL, strettamente legata al differenziale di prezzo tra i mercati asiatici e mercati all'ingrosso europei (vedi Figura 4.13). Nel corso dell'ultimo inverno la forte domanda di gas in primo luogo cinese, spinta sia dal clima sia dalle politiche sulla qualità dell'aria, ha riportato questo differenziale su livelli elevatissimi, fino a superare i 10 €/MWh nel mese di febbraio.

### Con il superamento dei fattori congiunturali degli ultimi anni più semplice il rispetto del criterio N-1

Nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale si è più volte sottolineato come la forte ripresa dei consumi di gas che ha caratterizzato gli ultimi due anni reso di nuovo d'attualità le preoccupazioni circa l'adeguatezza del sistema gas, che sembravano invece superate dopo la forte caduta dei consumi di gas degli anni 2007-2014 seguita.

In effetti anche la recente Strategia Energetica Nazionale sottolineava come l'Italia rispetti formalmente la cosiddetta regola N-1, ma a condizione di considerare sempre disponibile la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata nella rete nazionale. Perché la diversificazione reale del sistema gas italiano è inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità, un fatto confermato da quanto avvenuto a gennaio 2017 (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Da questo punto di vista, anche scontando questo fatto i dati dell'ultimo inverno, nel corso del quale la domanda massima è rimasta come detto al di sotto dei 400 milioni di m<sup>3</sup>, rappresentano un segnale di un parziale allentamento della possibilità di criticità nell'adeguatezza del sistema, almeno e nella misura in cui si confermino le previsioni relative alla generazione elettrica del parco nucleare francese nel breve periodo e nell'ipotesi che i minimi di produzione idroelettrica italiana raggiunti nel 2017 restino un caso relativamente estremo. La Figura 4.20 mostra come con la domanda massima registrata nell'ultimo inverno la regola N-1 sarebbe stata rispettata anche nell'ipotesi di disponibilità non completa delle infrastrutture di importazione.

### Spread PSV-TTF ai massimi dal 2010

I dati del primo trimestre dell'anno confermano invece un'altra criticità strutturale del sistema energetico italiano, che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare e che la SEN 2017 mette di nuovo in cima alla lista delle priorità.

Nel I trimestre del 2018 il differenziale tra il prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano in Italia e nel principale mercato europeo (il Title Transfer Facility olandese) si è molto ridotto rispetto ai livelli elevatissimi del IV trimestre 2017, quando aveva sfiorato i 4 €/MWh su base trimestrale. Lo spread medio del I trimestre dell'anno è stato infatti pari a circa 1,7 €/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). Il dato del I trimestre 2018 è però influenzato dall'ondata di freddo che ha colpito il nord Europa all'inizio di marzo, con i prezzi del gas che nei due hub NGP e TTF hanno raggiunto livelli record (il prezzo al TTF ha superato i 120 €/MWh nelle quotazioni infragiornaliere). Anche su base mensile il prezzo registrato

Nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale si è più volte sottolineato come la forte ripresa dei consumi di gas che ha caratterizzato gli ultimi due anni reso di nuovo d'attualità le preoccupazioni circa l'adeguatezza del sistema gas, che sembravano invece superate dopo la forte caduta dei consumi di gas degli anni 2007-2014 seguita.

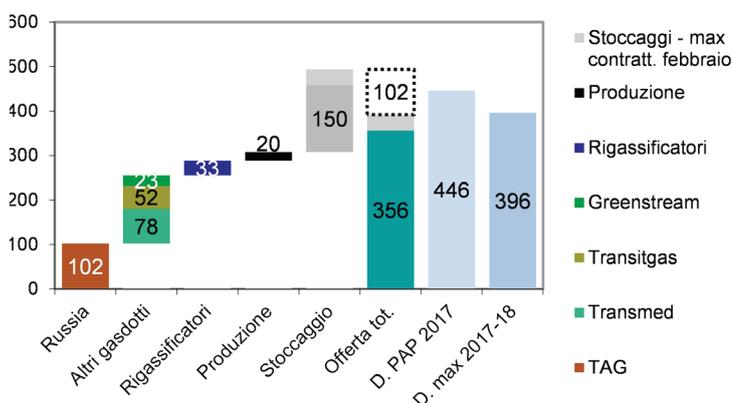


Figura 4.20 - Indice N-1 (Mm<sup>3</sup>/g) per l'Italia

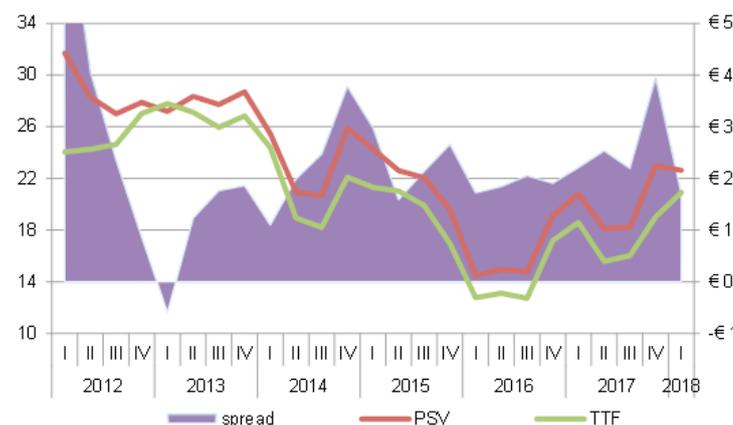


Figura 4.21 - Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

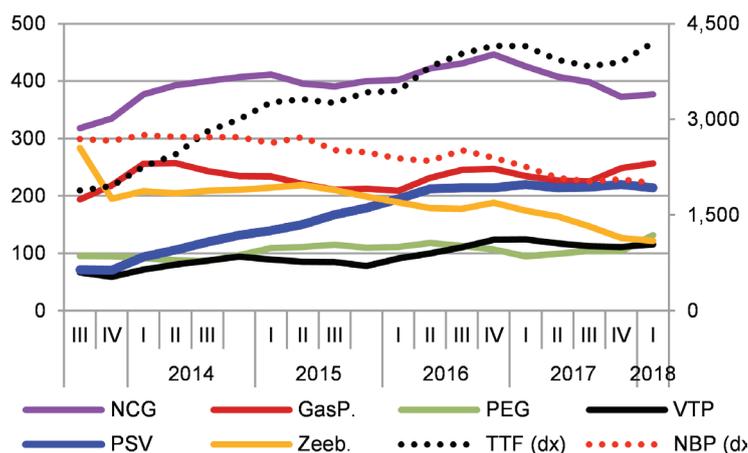


Figura 4.22 - Liquidità dei principali mercati europei - volumi scambiati - Media mobile 4 trimestri (TWh)

al TTF per l'intero mese di marzo è stato particolarmente elevato (24 €/MWh), mentre a gennaio e febbraio è rimasto al di sotto dei 20 €/MWh e lo spread con il PSV è rimasto al di sopra dei 2 €/MWh,

**In riduzione la liquidità al PSV, ancora in forte crescita al TTF**

Dopo che nel 2017 il Punto di scambio virtuale di Snam Rete Gas era stato l'unico mercato europeo ad essere cresciuto, nel I trimestre del 2018 il PSV è stato invece l'unico mercato dell'Europa continentale (insieme a Zeebrugge) a ridurre il volume di scambi, scesi a 243 TWh dai 266 del I trimestre 2017.

Gli scambi sono invece aumentati, in alcuni casi anche in modo rilevante, nel resto dell'Europa continentale, con un raddoppio al PEG francese e una crescita del 30% al TTF, spiegabile con i problemi al giacimento di Groningen, che hanno fornito supporto alle negoziazioni sull'hub olandese e l'andamento dei prezzi, in tensione per le ragioni descritte poc'anzi. 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 negli ultimi dodici mesi la quota degli scambi effettuati presso il TTF ha rappresentato quasi il 60% del totale, mentre quella del NBP è rimasta al di sotto del 30%.

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.

## 4.3 Sistema elettrico

### La domanda di energia elettrica si consolida su un trend di lungo periodo di leggera crescita

Nel primo trimestre 2018 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 81,5 TWh, in aumento dell'1,7% rispetto al trimestre corrispondente dell'anno precedente ed è stata influenzata principalmente dal fattore climatico. Più nel dettaglio, come mostrato dalla Figura 4.23, si nota che il mese di gennaio è stato l'unico mese del trimestre a registrare una riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-2,8%), nonostante presentasse un giorno lavorativo in più. Ciò può essere spiegato con l'aumento della temperatura media mensile di 4 gradi rispetto allo stesso periodo del 2017. I mesi di febbraio e marzo, invece, mostrano un incremento del 4,2% rispetto ai mesi corrispondenti del 2017. Sebbene a marzo vi sia stato un giorno lavorativo in meno rispetto al 2017, la temperatura è stata invece mediamente inferiore rispetto all'anno passato sia a febbraio sia a marzo.

Nella Figura 4.24 viene mostrata l'analisi della serie storica decennale, da cui emerge una certa stazionarietà della serie, con la conferma dell'arresto della tendenza di lungo periodo alla diminuzione della domanda, arresto che si può datare all'ultimo trimestre del 2016. E' comunque significativo che il trend di lungo periodo sembra consolidarsi su un andamento moderatamente crescente.

Il grafico della punta di domanda in potenza, riportato nella Figura 4.25, conferma quello che è stato l'andamento della domanda complessiva nel trimestre. Il giorno di massima potenza di gennaio, infatti, è stato mercoledì 17 alle ore 12, quando la richiesta è risultata pari a 50.808 MW, valore vicino al minimo storico decennale. I valori della punta di massima potenza raggiunti a febbraio e marzo (mercoledì 28 febbraio e giovedì primo marzo) hanno invece superato i massimi decennali dei corrispondenti periodi.

### In forte calo la produzione termica

Nel I trimestre si è assistito a una diminuzione della produzione termica, in calo del 7% rispetto allo stesso trimestre del 2017 (Figura 4.26). Parallelamente vi è stato un aumento rilevante dell'import (+30%). La produzione nucleare francese, infatti, dopo due anni di declino, dovuti alla chiusura di alcuni reattori per manutenzione, è tornata a crescere, con un aumento del 4,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Le importazioni nette di elettricità dalla Francia sono di conseguenza aumentate di circa 1 TWh (+25%).

È poi aumentata anche la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili (FER), con un incremento del 3,2% rispetto al primo trimestre del 2017. La quota di FER ha rappresentato nel trimestre circa il 35% della produzione totale, circa il 32% della richiesta. Tale incremento è dovuto soprattutto alla ripresa della produzione idroelettrica (+11%), mentre è rimasta pressoché invariata la quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Il forte incremento della generazione dell'energia eolica (+15,5% rispetto allo scorso trimestre corrispondente) è stato infatti compensato da una equivalente riduzione della produzione fotovoltaica.

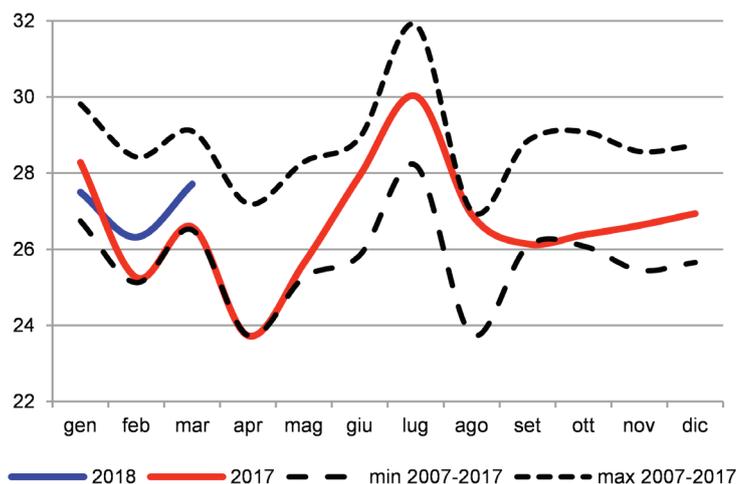


Figura 4.23 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

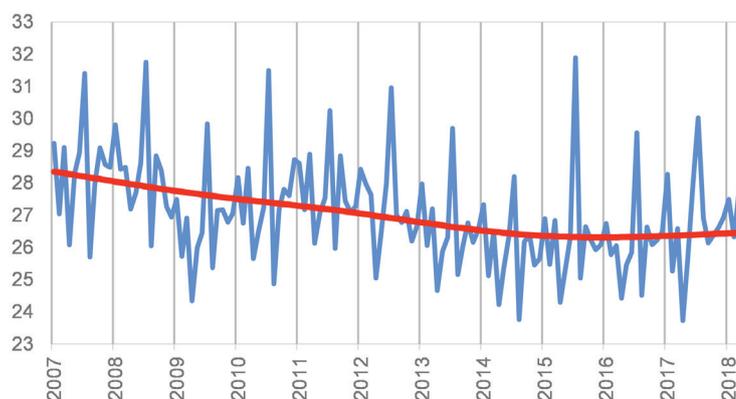


Figura 4.24 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

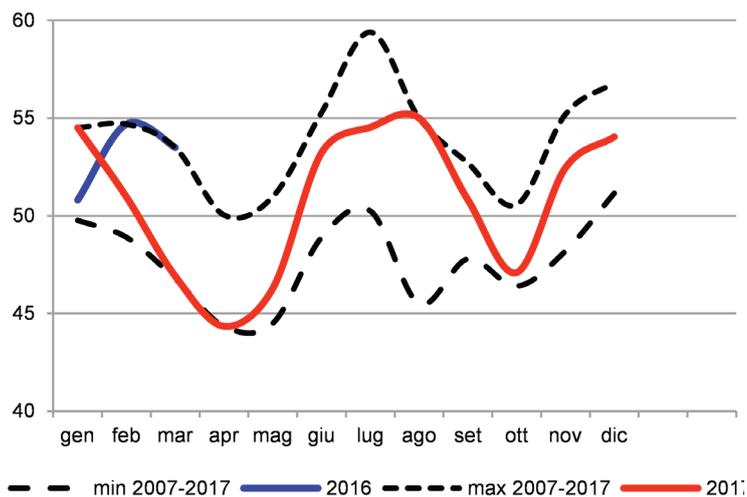


Figura 4.25 – Punta di domanda in potenza (GW)

Nell'arco del trimestre la quota di produzione relativa all'energia termica è stata pari a circa il 60% della richiesta, in significativa riduzione rispetto a un anno fa, quando era stata superiore al 65%.

### Ripresa dell'import e della produzione idroelettrica hanno ridotto il rischio di problemi di adeguatezza del sistema

lettrica, il margine di riserva per il sistema Italia, cioè la capacità disponibile oltre a quella necessaria per coprire la domanda, è aumentato rispetto all'ultimo trimestre del 2017. Come mostra la Figura 4.27, infatti, nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" è stato pari a circa il 35%. Si conferma dunque un relativo eccesso di capacità del sistema in condizioni "normali", come confermato dalle valutazioni di ENTSO-E (l'associazione dei Transmission System Operator europei). In effetti, secondo il Winter Outlook 2017-2018, nell'inverno passato il margine di riserva sarebbe rimasto su valori relativamente rassicuranti anche in condizioni "severe" (solo in due settimane di gennaio vi era il rischio che in caso di situazioni estreme nella zona Centro-Nord l'importazione non riuscisse a coprire il 25% della domanda).

Anche le simulazioni del Summer Outlook 2018 di ENTSO-E, che coprono un periodo compreso tra il 30 maggio e il 30 settembre 2018, non evidenziano rischi rilevanti, a differenza delle valutazioni di un anno fa. Questo grazie alla riattivazione di capacità termica che nel 2017 era in stato di conservazione ("mothballing") e a una migliore pianificazione delle manutenzioni. Anche in condizioni estreme (temperature elevate e scarsità di generazione di energia eolica e fotovoltaica) le importazioni dovrebbe dunque garantire la disponibilità di energia in tutte le zone di mercato. Un'analisi più nel dettaglio mostra comunque come la necessità di maggiore ricorso all'import dell'energia da paesi vicini sia dovuto ai problemi di congestione delle interconnessioni tra le zone Nord e Centro-Nord.

### Rischi di distacchi della produzione FER nell'estate 2018

Problemi potrebbero invece venire dalla insufficiente flessibilità del parco di generazione a fronte della continua crescita delle fonti intermittenti, con il rischio di che si verifichino problemi per le regioni centro-meridionali ad esportare l'eccesso di produzione non flessibile, e dunque rischi di taglio della produzione da FRNP (fonti rinnovabili non programmabili). Già i risultati delle simulazioni effettuate da ENTSO-E sui mesi invernali evidenziavano la

Nel I trimestre 2018, grazie all'aumento dell'import e della produzione idroelettrica,

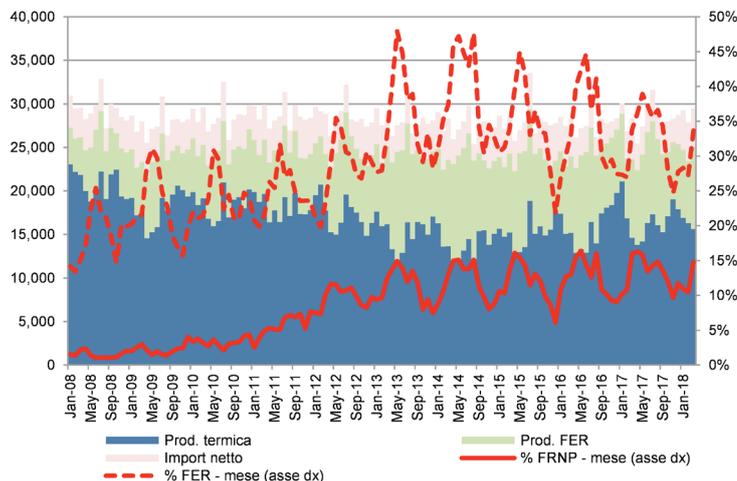


Figura 4.26 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

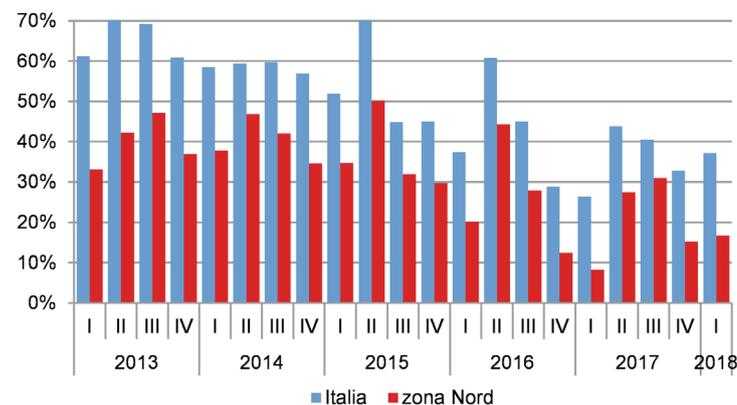


Figura 4.27 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

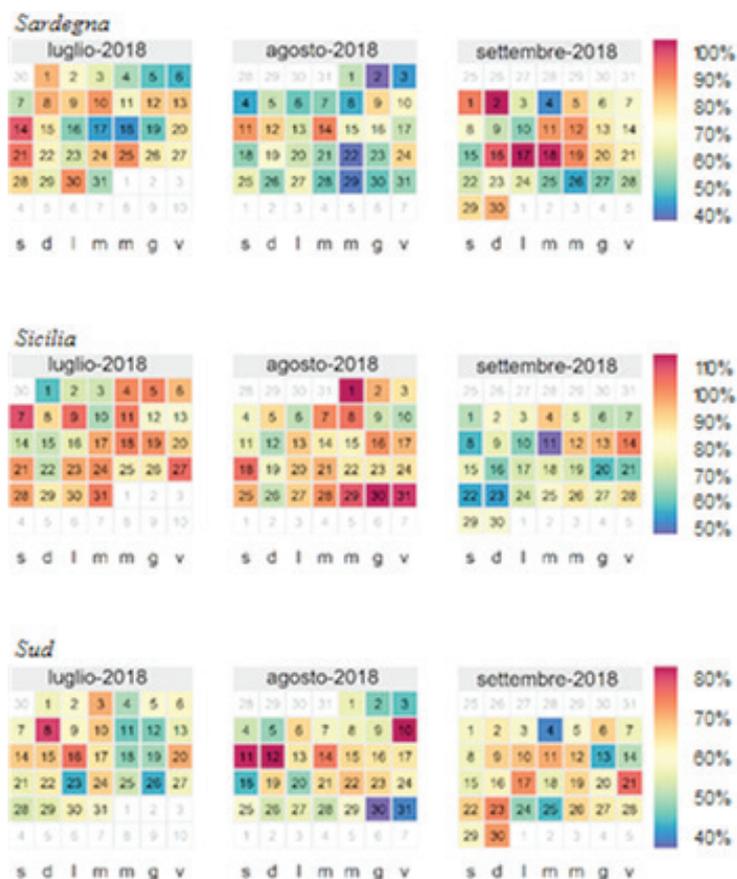


Figura 4.28 – Rischio di eccesso di produzione nel corso dell'estate 2018 (ipotesi di alta produzione da FRNP e bassa domanda)

possibile incapacità della domanda di assorbire completamente l'energia generata nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna, portando così al rischio di tagli che potevano raggiungere fino al 50% della produzione intermittente. Nelle previsioni del Summer Outlook 2018 tale rischio si ripresenta per la prossima stagione estiva: le simulazioni relative a momenti di bassa domanda e alta produzione da FRNP (ogni domenica alle ore 5 e 11) evidenziano la possibilità di problemi di *downward regulation* in particolare all'inizio e alla fine dell'estate, in tutte e tre le zone di mercato meridionali (Sud, Sicilia, Sardegna).

Risultati molto simili emergono da una simulazione ENEA relativa ai tre mesi estivi del 2018, costruita a partire dai valori minimi di domanda oraria e massimi di produzione intermittente registrati negli ultimi sette anni (Figura 4.28). In diversi giorni dell'estate è infatti possibile che la combinazione di bassa domanda e alta produzione da FRNP possa determinare un eccesso di produzione vicino al 100% della capacità di esportazione dalla zona di mercato in questione.

### Prezzi sulla borsa elettrica in calo su base tendenziale grazie a ripresa idro e import

Nel I trimestre del 2018 si è registrata una riduzione del prezzo medio

di acquisto dell'elettricità sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) del 5% rispetto allo stesso trimestre del 2017 e del 12% rispetto al trimestre precedente, arrivando a 54,3 €/MWh. Il calo del prezzo dell'elettricità è avvenuto nonostante il contemporaneo aumento del prezzo del gas (PSV) che, come mostra la Figura 4.29, si è collocato su base trimestrale a 22,6 €/MWh, in aumento del 9% rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente.

L'aumento del PUN è legato alla concomitanza di più fattori. Innanzitutto vi è stato un aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare idrica, che ha determinato una diminuzione del ricorso all'energia termoelettrica. I dati provvisori del II trimestre sembrano tra l'altro confermare e rafforzare tale tendenza, tanto che estendendo l'orizzonte ai primi cinque mesi dell'anno la produzione idroelettrica è risultata in aumento di quasi il 40% rispetto ai primi cinque mesi del 2017. In particolare ad aprile e maggio la produzione idroelettrica si è collocata su valori vicini ai massimi registrati negli stessi mesi degli ultimi dieci anni. A questo si è aggiunto un nuovo aumento dell'import in seguito al superamento della criticità dovuta alla riduzione della produzione nucleare francese. Dal confronto delle vendite medie orarie sul Mercato del Giorno Prima, diviso per le singole fonti, effettuato tra il I trimestre del 2018 e il I trimestre del 2017 (Figura 4.30), emerge chiaramente un aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili (+3,7%) a discapito di quelle tradizionali. Più nel dettaglio, circa il 33% delle vendite sul totale è derivato da fonti rinnovabili, mentre le fonti tradizionali hanno raggiunto quota 66%, in calo del 3,3% confrontato con lo stesso periodo del 2017.

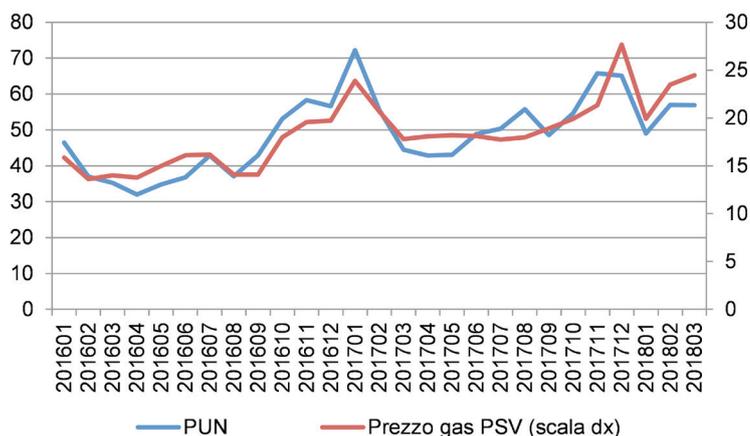


Figura 4.29 – Prezzo unico nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh) nel I trimestre 2018

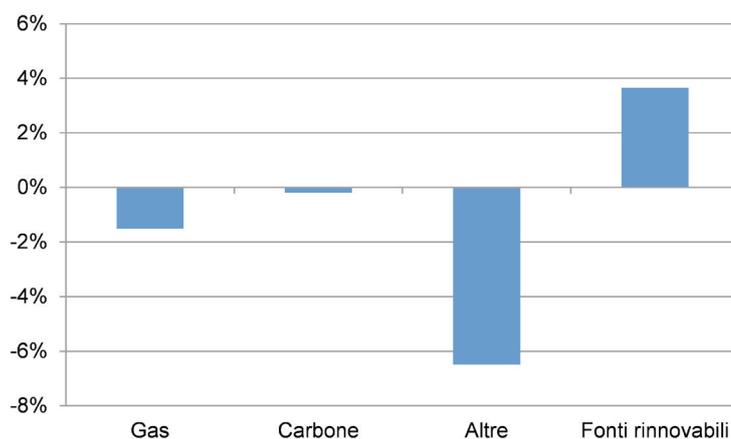


Figura 4.30 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – I trimestre 2017 vs I trimestre 2018

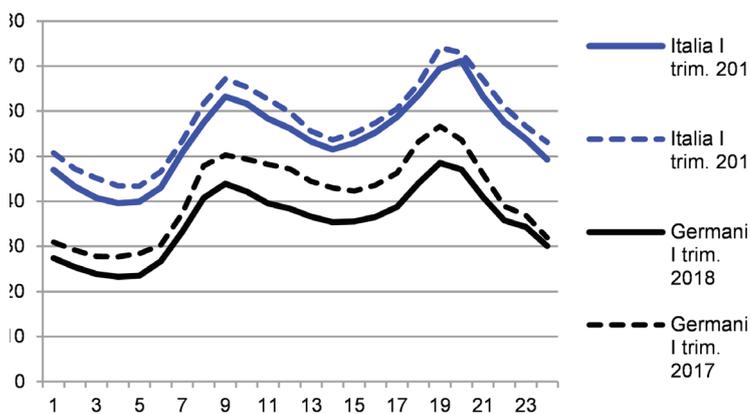


Figura 4.31 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2018 (€/MWh)

### Prezzi italiani in riduzione molto inferiore rispetto ai prezzi tedeschi

A livello internazionale, il prezzo dell'elettricità in Italia continua ad essere molto superiore in confronto agli altri mercati europei, come ad esempio quello tedesco (+53%). Nel I trimestre il prezzo medio in Germania è stato infatti pari a 35,6 €/MWh (Figura 4.31).

Inoltre, la Figura 4.32 mostra come rispetto al I trimestre 2017 in Italia la curva dei prezzi medi orari si sia abbassata in misura molto minore rispetto a quanto avvenuto in Germania, dove la curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia nel primo trimestre 2018 si è collocata su valori molto inferiori rispetto a quelli dello stesso trimestre dell'anno precedente, nonostante che l'aumento del prezzo del gas registrato sul principale mercato dell'Europa continentale (il TTF) sia stato perfino superiore all'aumento registrato sul mercato italiano. L'aumento del prezzo all'ingrosso del gas naturale ha infatti in Italia un impatto molto più diretto sui prezzi, come si evince d'altronde chiaramente dalla Figura 4.31.

Inoltre, nel I trimestre 2018 il mix di produzione in Germania si è caratterizzato per una penetrazione particolarmente forte di fonti intermittenti (eolico in particolare), con prezzi orari vicini allo zero o negativi in diverse ore di ciascuno dei tre mesi del trimestre.

### Torna a scendere la differenza di prezzo tra le diverse fasce orarie

I due fenomeni citati sopra, cioè la ripresa delle importazioni e l'aumento della produzione di energia idroelettrica, hanno poi determinato in particolare una diminuzione dei prezzi nella fascia F1 (dalle 8 alle 19 dei giorni feriali) rispetto al I trimestre 2017, più marcata rispetto alla diminuzione dei prezzi della fascia F2, comportando dunque la riduzione del rapporto fra i prezzi in fascia F1 e i prezzi in fascia F2, come anche un leggero aumento del rapporto F1/F3.

Anche in questo caso è interessante il confronto con il mercato tedesco, dove questi rapporti restano su valori molto superiori a quelli dell'Italia. Anche in Germania si nota però una lieve riduzione sia del rapporto F1/F2 sia del rapporto F1/F3 rispetto al I trimestre 2017, in coerenza con il già citato dato sul mix di produzione tedesco del I trimestre, caratterizzato da un forte incremento della quota di produzione da fonti rinnovabili.

### Spark spread di nuovo in zona critica con la riduzione della produzione termoelettrica

elettrica.

Il clean spark spread, pur ancora positivo, è sceso a una media di 4,6 €/MWh, con un minimo di 2,5 €/MWh a marzo. Si tratta di valori simili a quelli raggiunti negli anni 2013-2014, gli anni della combinazione di forte eccesso di capacità di generazione e di forte sviluppo delle fonti rinnovabili intermittenti.

A livello internazionale, il prezzo dell'elettricità in Italia continua ad essere molto superiore in confronto agli altri mercati europei, come ad esempio quello tedesco (+53%). Nel I trimestre il prezzo medio in Germania è stato infatti pari a 35,6 €/MWh (Figura 4.31).

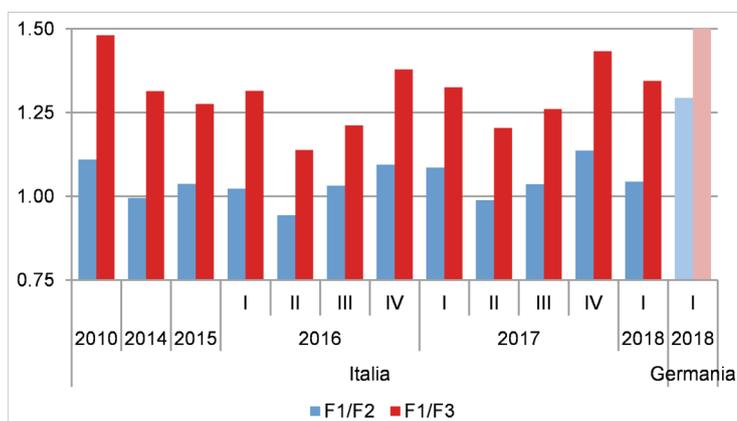


Figura 4.32 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

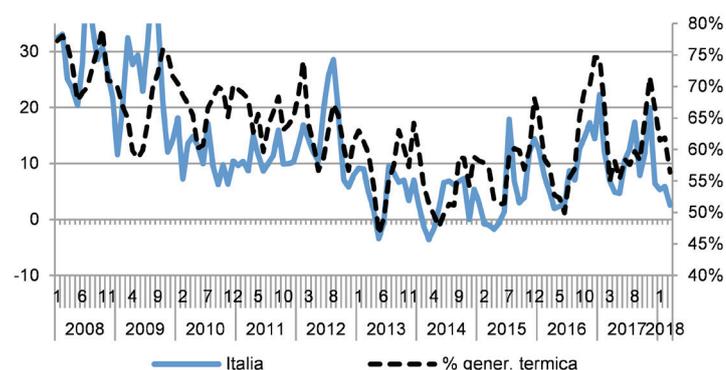


Figura 4.33 – Spark spread 2008-2018 il sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

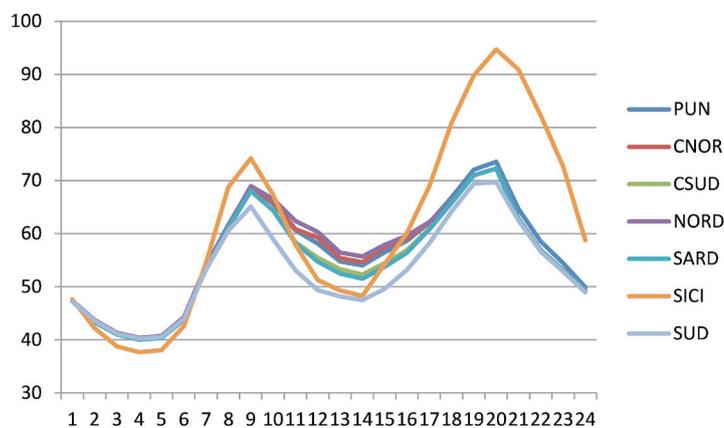


Figura 4.34 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, I trimestre 2018 (€/MWh)

**Si conferma l'anomalia  
dei prezzi della zona  
Sicilia**

Il I trimestre dell'anno non ha visto progressi sul fronte dell'allineamento dei prezzi zonal dell'elettricità, riguardo in particolare al rapporto tra i prezzi del continente e quelli della zona Sicilia.

Il prezzo zonale della Sicilia continua ad essere ampiamente superiore a quello delle altre zone (59,6 €/MWh il prezzo medio in Sicilia, rispetto ai 54,3 €/ del PUN). Il differenziale è stato particolarmente accentuato a gennaio (+13 €/MWh), mentre a marzo si è ridotto a 3 €/MWh. Alla base di queste differenze vi sono le differenze del mix zonale di produzione e vendita. La Figura 4.34 evidenzia come i picchi di prezzo della zona Sicilia si registrino soprattutto nelle ore serali, quando è più elevata la quota di mercato della produzione termoelettrica.

# 5 Prezzi dell'energia

## 5.1 Prezzi dell'energia elettrica

### Per i non energivori forti aumenti nel I trimestre, compensati però dalle riduzioni del II trimestre

Il 2017 ha confermato una situazione difficile per le imprese italiane per quel che riguarda i prezzi dell'elettricità, sebbene le stime preliminari ENEA pubblicate nel numero precedente dell'Analisi trimestrale siano stavolta risultate leggermente più pessimistiche degli ultimi dati prodotti da Eurostat, pubblicati successivamente. Secondo i dati Eurostat nel 2017 i prezzi medi annui dell'energia elettrica per le diverse fasce di consumo sono diminuiti di circa il 4%, a fronte di stime ENEA che indicano variazioni comprese tra lo 0% e il -2%. Il 2018 è iniziato con novità di rilievo importanti, entrambe relative alla componente oneri di sistema, che hanno contribuito a modificare in modo sostanziale i prezzi pagati dalle imprese italiane, con effetti molto diversificati a seconda delle tipologie di impresa, di cui dunque non è semplice effettuare una valutazione complessiva (vedi Box).

Secondo le stime ENEA nel I trimestre del 2018 i prezzi dell'energia elettrica (al netto di IVA e altre imposte recuperabili) sono aumentati in modo significativo per tutte e tre le tipologie di imprese considerate (dal piccolo consumatore in bassa tensione al consumatore medio-grande in media tensione), se non energivore e ipotizzate lavorare su un solo turno di 2000 ore/anno. Gli aumenti, a due cifre se calcolati sul I trimestre del 2017 e compresi tra il +4 e il 9% rispetto al trimestre precedente, sono spiegati da una pluralità di fattori che hanno portato a una decisa crescita dei prezzi all'ingrosso (Comunicato ARERA 29 dicembre 2017), cui si sono sommati gli incrementi dei costi di dispacciamento (vedi oltre), degli oneri per le risorse interrompibili, dei costi per le Unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico e degli incrementi degli oneri di sistema per gli utenti non energivori, necessari per finanziare gli sgravi pagati ai consumatori energivori (Figura 5.1). Nel secondo trimestre del 2018 i prezzi dell'elettricità sono invece diminuiti in modo omogeneo (-8% circa sul I trimestre 2018) per tutte e tre le tipologie di imprese suddette, grazie al significativo calo dei costi di approvvigionamento, risultato della riduzione attesa dei prezzi nei mercati all'ingrosso, peraltro non confermati dagli esiti effettivi del mercato all'ingrosso di maggio.

### Box 1 – Le riforme delle componenti tariffarie relative agli oneri di sistema, in vigore da gennaio 2018

Dal primo trimestre del 2018 sono entrate in vigore due riforme di rilievo. Per un verso, l'ARERA ha modificato il regime degli oneri di sistema, semplificandolo in quattro componenti di costo (Asos, ARIM, UC3, UC6). Il vecchio schema prevedeva una tariffa differenziata per livelli di tensione e per fasce di consumo, ma all'interno di ogni fascia era poi pressoché esclusivamente legata ai consumi in kWh, per cui il costo unitario non variava al variare delle ore di utilizzo. Il nuovo schema è invece basato su una tariffa trinomina, che distingue una quota fissa annua, una quota mensile funzione del prelievo massimo di potenza (kW) e una quota legata ai consumi (kWh). L'introduzione di costi fissi e semifissi non trascurabili ha da un lato eliminato la vecchia struttura fortemente degressiva, che riduceva gli oneri in modo rilevante al crescere dei livelli di tensione, in tal modo innalzando gli oneri per tutte le utenze se le ore annue di utilizzo sono limitate, dall'altro ha reso gli oneri decrescenti all'aumentare delle ore annue di utilizzo. Per un altro verso, a gennaio 2018 è anche entrata in vigore la nuova regolamentazione delle agevolazioni tariffarie per le imprese energivore, in coerenza con l'obiettivo fissato nella SEN 2017 di intaccare il gap con gli altri paesi europei riguardo ai prezzi dell'energia elettrica. In coerenza con le Linee Guida sugli aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente della Commissione UE, la riforma introduce una riduzione degli oneri di sistema, cioè dei soli oneri connessi al sostegno delle rinnovabili, per un insieme più sensibili al prezzo dell'elettricità e più esposti alla concorrenza estera. Allo stesso tempo queste agevolazioni hanno anche effetti sui prezzi pagati dai non energivori (consumatori domestici inclusi). L'insieme di queste variazioni normative ha reso particolarmente complessa sia l'analisi del loro impatto sui prezzi dell'elettricità per le imprese, ora fortemente differenziati a seconda della tipologia di impresa, sia più in generale la valutazione della nuova situazione competitiva delle imprese italiane risultante da queste riforme. Le valutazioni relative in questa sezione sono dunque derivate da prime stime preliminari e parziali, nella misura in cui non rispecchiano ancora l'estrema varietà delle situazioni.

### Per l'insieme delle imprese con alti consumi nel 2018 una significativa riduzione del costo dell'elettricità

Per valutare a stimare l'impatto sull'intero sistema delle imprese della novità introdotte nel 2018, i prezzi stimati per le imprese non energivore sono stati *corretti* per tener conto della quota di imprese energivore, che invece beneficiano delle agevolazioni sugli oneri di sistema (Figura 5.1, Figura 5.2, Figura 5.3). Questi prezzi "ricalcolati" possono essere interpretati come il costo medio dell'elettricità pagata dall'"insieme delle imprese" di una certa tipologia. Per semplicità di analisi questi costi sono riferiti all'intero primo semestre 2018, e sono stati aggiunti all'interno della serie storica dei prezzi dei diversi paesi europei (sebbene si tratti di un confronto parzialmente spurio, per la diversa modalità di calcolo dei prezzi da parte di Eurostat).

Da questi dati emerge che a metà 2018 i prezzi dell'elettricità pagati dalle imprese con consumi bassi e medi sono sostanzialmente invariati rispetto ai prezzi del II semestre 2017: circa 170 €/MWh per le imprese "piccole" (170 MWh annui) e circa 160 €/MWh per le imprese "medie" (550 MWh annui). In mancanza dei dati aggiornati sugli altri paesi europei (che Eurostat pubblica con circa nove mesi di ritardo) è difficile valutare la posizione competitiva delle imprese italiane derivante da questi prezzi, ma una valutazione semi-quantitativa porta a ritenere che essa non possa esser cambiata in modo significativo.

I prezzi medi dell'insieme delle imprese con consumi più elevati (in questo caso, imprese con potenza impegnata di 1 MW e consumi per 2,5 GW), sono invece in riduzione del 5% circa rispetto al II semestre 2017, grazie al fatto che nel I trimestre gli sgravi per gli energivori hanno compensato gli aumenti legati al costo della materia prima. In questo caso sembra di poter dire che l'insieme delle condizioni di mercato e del nuovo quadro regolatorio possa aver prodotto un qualche miglioramento della posizione competitiva delle imprese italiane.

### I prezzi dell'energia elettrica per gli utenti domestici alla luce della riforma delle tariffe di rete

Per valutare a stimare l'impatto sull'intero sistema delle imprese della novità

Al netto delle imposte, le 3 principali voci di spesa per l'energia elettrica sostenute dagli utenti domestici sono:

- 1) La spesa per l'energia (data dalla somma dei prezzi per energia (PE), dispacciamento (PD), perequazione (PPE), commercializzazione (PCV), componente (perequativa) di dispacciamento (DispBT)).
- 2) Gli oneri di trasporto e misura (e correlate componenti di perequazione).
- 3) Gli oneri di sistema.

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) fissa periodicamente le componenti tariffarie relative alle tre voci di costo per gli utenti del servizio di maggior tutela (utenze domestiche e piccole imprese).

Le tariffe per gli oneri di trasporto e dispacciamento e per gli oneri di sistema sono comuni per gli utenti di maggior tutela e per gli utenti del mercato libero.

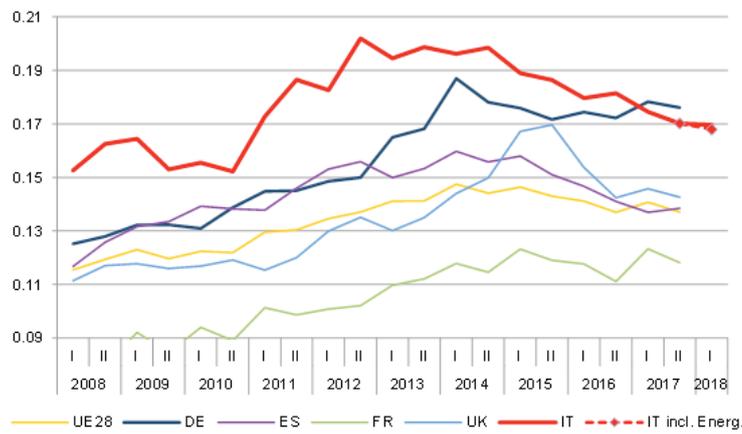


Figura 5.1 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto delle imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

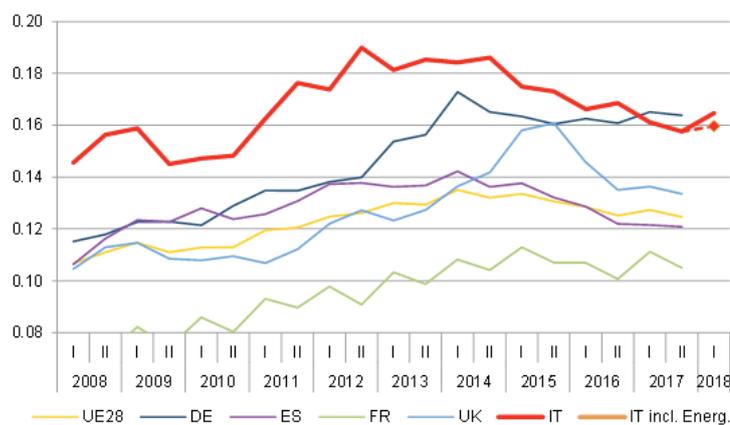


Figura 5.2 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

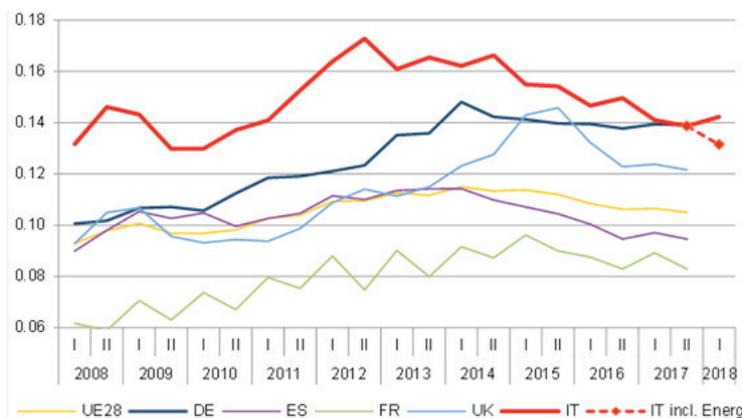


Figura 5.3 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

La struttura tariffaria per gli utenti del servizio di maggior tutela è piuttosto articolata ed è composta da:

- una quota fissa (euro/anno) che remunera parte degli oneri di trasporto e misura e parte della spesa per l'energia;
- una quota potenza (euro/kW/anno) che remunera parte degli oneri di trasporto e misura;
- una quota energia (euro/kWh), con aliquote diversificate per scaglioni di consumo, che remunera tutte e tre le voci di spesa in precedenza indicate.

### La riforma delle tariffe di rete

La direttiva europea 27/2012 sull'efficienza

energetica, recepita con il decreto legislativo 102/14, prevede che venga gradualmente superata l'attuale struttura progressiva delle tariffe di rete e per gli oneri generali di sistema. L'autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico con deliberazione 582/2015/R/EEL [2] aveva previsto un processo triennale di graduale riforma delle tariffe.

Con un primo intervento di riforma, nel gennaio 2016, si è provveduto a aumentare le quote fisse e le quote di potenza per le tariffe di trasporto e misura, pur mantenendo invariata la struttura tariffaria a scaglioni di consumo.

I principali interventi della seconda fase di riforma, a regime dal 1° gennaio 2017, hanno previsto una tariffa non progressiva per i servizi di trasmissione e la riduzione a 2 scaglioni di consumo annuo per la tariffa degli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività; è stata introdotta una maggiore granularità per i livelli di potenza contrattualmente impegnata e una riduzione dei contributi di connessione per le variazioni di tali livelli di potenza.

La fase finale, in origine prevista per il 1° gennaio 2018, è stata differita di un anno per evitare che i maggiori esborsi a carico degli utenti con bassi consumi si cumulassero con gli effetti della revisione delle agevolazioni a favore delle imprese energivore.

A regime, cioè dal 1° gennaio 2019, le tariffe per trasmissione distribuzione e misura, e quelle per gli oneri di sistema non saranno più caratterizzate da progressività e saranno uguali per tutti gli utenti.

Nel 2018, infine, una razionalizzazione della struttura delle aliquote per i consumatori domestici ha visto un accorpamento degli oneri di sistema in due componenti principali: "Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" (ASOS) che include, tra le altre, la componente Ae (Figura 5.7) per le agevolazioni alle imprese energivore; "Rimanenti oneri generali"

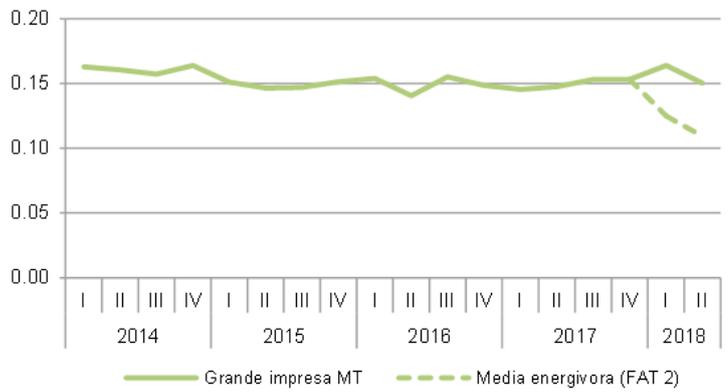


Figura 5.4 – Prezzo trimestrale dell'energia elettrica per l'impresa italiana con consumi di 2,5 GWh annui, energivora e non (€/kWh, IVA escl.)

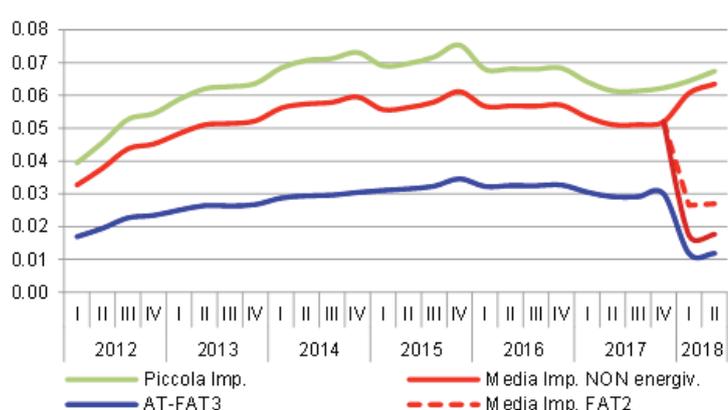


Figura 5.5 – Oneri di sistema, diverse tipologie di imprese (€/kWh)

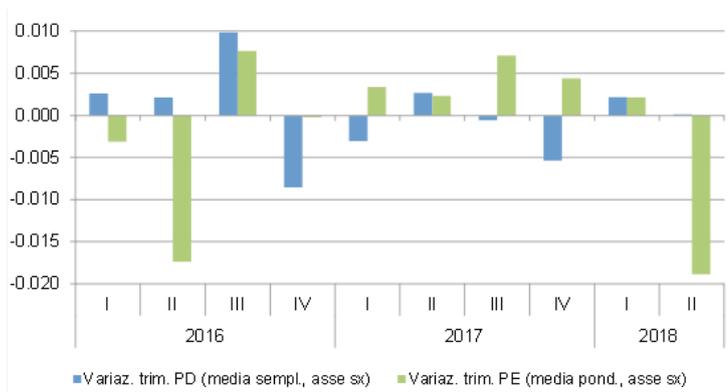


Figura 5.6 – Variazione trimestrale componenti PD e PE del prezzo dell'en. elettrica per utenze non domestiche (>16,5 kW)

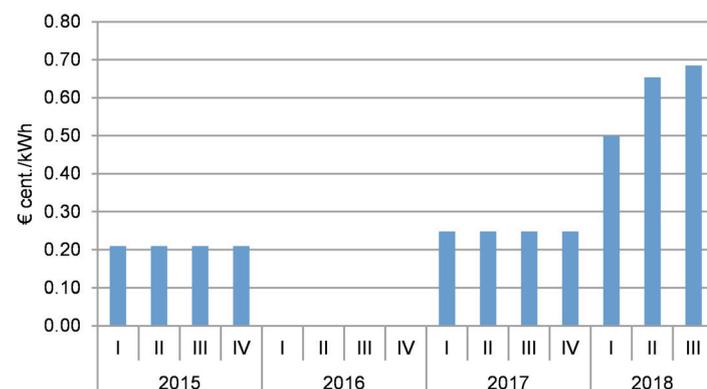


Figura 5.7 – Aliquota per componente Ae per un "cliente tipo"

(ARIM), che include anche la componente UC7 (Figura 5.8) a copertura degli oneri per il meccanismo dei certificati bianchi. La componente ARIM è stata azzerata nel terzo trimestre a compensazione dei crescenti oneri per le agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia.

Una valutazione di massima sull'impatto della riforma, evidenzia come questa favorisca le utenze con consumi superiori a 2700 kWh/anno, poco meno dell'8% delle utenze domestiche attualmente servite.

Alla fine del triennio 2015-2018, la maggior parte delle utenze domestiche registrerà quindi un incremento di spesa (al netto di accise e IVA) compreso tra i 35 e i 70 €.

Usufruiranno di vantaggi considerevoli i residenti con consumi alti e, soprattutto, gli utenti con alti consumi e potenza maggiorata.

Un maggiore dettaglio su questi impatti può essere rilevato dall'analisi di tre specifiche tipologie di utenze domestiche:

- Utente domestico 1 (270 kWh/anno, 3 kW di potenza, abitazione di residenza);
- Utente domestico 2 (1200 kWh/anno, 3 kW di potenza, abitazione di residenza);
- Utente domestico 3 (4500 kWh/anno, 4.5 kW di potenza, abitazione di residenza).

#### Utente domestico 1 (2700 kWh/anno, 3 kW di potenza, abitazione di residenza)

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), definisce quale "cliente tipo" un utente con consumo annuo pari 2700 kWh e 3 kW di potenza impegnata.

Per questa tipologia di utenza residenziale, il passaggio dalla struttura tariffaria in essere nel primo trimestre 2015 a quella del terzo trimestre 2018 comporta un incremento di spesa annua di circa 35 € al netto della componente fiscale.

Le fasi di riforma evidenziate in precedenza hanno influenzato l'andamento degli oneri di trasporto attestati intorno ai 3,3 cent/kWh fino alla fine del 2016, bruscamente aumentati a circa 4 cent/kWh nel 2017, e ridotti a 3,9 cent. nel 2018.

Gli oneri di sistema, al contrario, si mantengono a un livello di circa 4,6 cent/kWh fino alla fine del 2016 per poi calare a 3,7 cent. /kWh nel 2017. Nei primi due trimestri del 2018 superano i 4 cent/kWh per poi calare nel terzo trimestre a 3,2 cent/kWh per l'azzeramento della componente ARIM cui si è fatto cenno in precedenza. Per tale tipologia di utenze si stima un incremento del prezzo dell'energia elettrica nel terzo trimestre 2018 del 6,5% rispetto al trimestre precedente, in controtendenza rispetto all'andamento del secondo trimestre 2018. Il rialzo delle quotazioni del petrolio ha subito un'accelerazione negli ultimi mesi, trainando i prezzi dei mercati all'ingrosso dell'energia; l'onerosità dell'approvvigionamento e la crescita degli oneri per gli sgravi alle imprese energivore, hanno indotto il regolatore a rimodulare gli oneri di sistema azzerando, per compensazione, la componente ARIM. In estrema sintesi si rileva:

- l'incremento del prezzo della "materia energia" (23%);
- l'invarianza delle tariffe di trasmissione e distribuzione;
- la riduzione degli oneri di sistema (-28%);

Il prezzo di riferimento per l'utente tipo si attesta a 20,17 c€/kWh, ripartito tra le varie componenti secondo quanto mostrato dalla Figura 5.9.

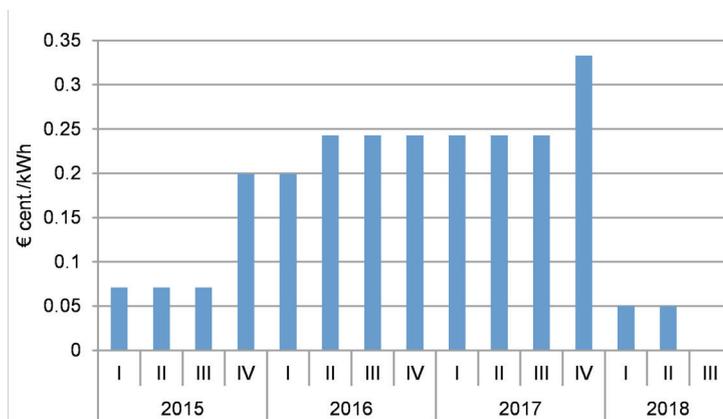


Figura 5.8 – Aliquota per componente UC7 per un "cliente tipo"

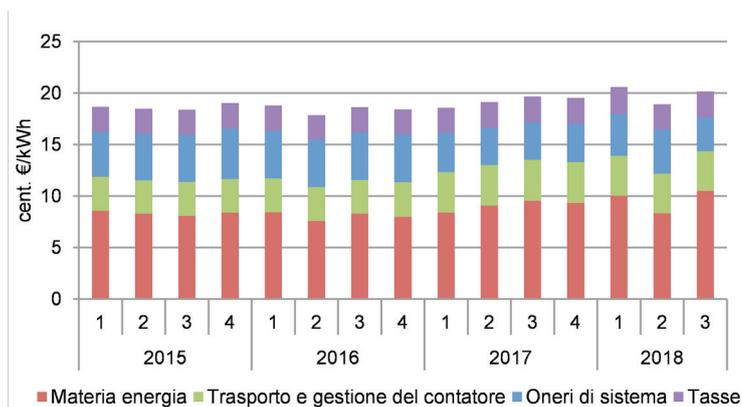


Figura 5.9 – Utenze domestiche di tipo 1. Composizione della tariffa

**Utente domestico 2 (1200 kWh/anno, 3 kW di potenza, abitazione di residenza)**

La seconda tipologia di utenze presa in considerazione è quella delle

abitazioni di residenza con bassi consumi (1200 kWh e 3 kW di potenza impegnata).

Per questa tipologia di utenza residenziale, il passaggio dalla struttura tariffaria in essere nel primo trimestre 2015 a quella del terzo trimestre 2018 comporta un incremento di spesa annua di circa 70 € al netto della componente fiscale, con una penalizzazione più evidente rispetto all'utente tipo.

Le fasi di riforma evidenziate in precedenza hanno influenzato l'andamento degli oneri di trasporto, attestati intorno ai 3,2 cent/kWh fino alla fine del 2015, aumentati a circa 4,5 cent/kWh per l'incremento delle aliquote in quota fissa e quota potenza che per le utenze con consumi bassi hanno un peso maggiore sul prezzo unitario, bruscamente aumentate a 7,8 cent con l'abolizione della progressività delle aliquote nel 2017, e rimaste sostanzialmente invariate nel 2018.

Gli oneri di sistema, al contrario, si mantengono a un livello di circa 3,6 cent/kWh fino alla fine del 2015 per poi salire a 3,9 cent/kWh nel 2016. Nel 2017 vengono ribassate a 2,6 cent/kWh. Nei primi due trimestri del 2018 sfiorano i 2,8 cent/kWh per poi calare nel terzo trimestre a 2 cent/kWh per l'azzeramento della componente ARIM cui si è fatto cenno in precedenza.

Per questa tipologia di utenza, si stima un incremento del prezzo dell'energia elettrica nel terzo trimestre 2018 del 5,7% rispetto al trimestre precedente.

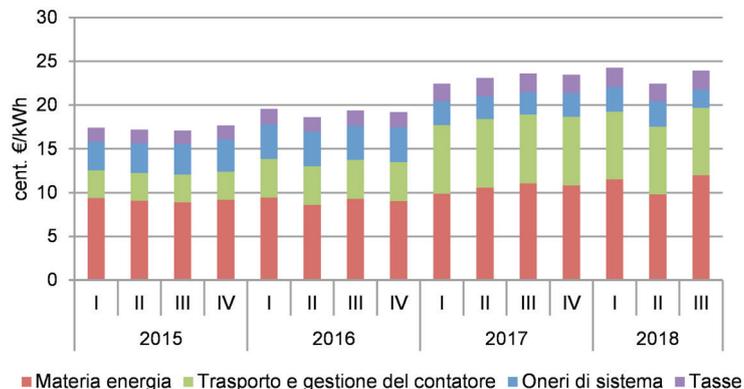
In sintesi si rileva:

- l'incremento del prezzo della "materia energia" (24,3%);
- l'invarianza delle tariffe di trasmissione e distribuzione;
- la riduzione degli oneri di sistema (-25,4%);

In controtendenza rispetto all'andamento del secondo trimestre 2018, si stima, per questa tipologia di utenza, un incremento del prezzo dell'energia elettrica nel terzo trimestre 2018 del 6,3% rispetto al trimestre precedente.

- In sintesi si rileva:
- l'incremento del prezzo della "materia energia" (20%);
- l'invarianza delle tariffe di trasmissione e distribuzione;
- la riduzione degli oneri di sistema (-34%);

Il prezzo di riferimento per l'utente tipo si attesta a 23,9 c€/kWh, ripartito tra le varie componenti secondo quanto mostrato dalla Figura 5.10.



**Figura 5.10 – Utenze domestiche di tipo 2. Composizione della tariffa**

**Utente domestico 3 (4500 kWh/anno, 4,5 kW di potenza, abitazione di residenza)**

Le abitazioni di residenza con alti consumi e potenza maggiorata hanno

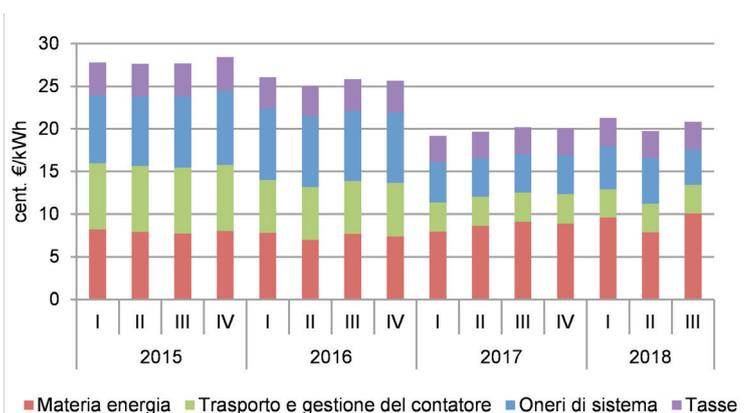
beneficiato del progresso di riforma delle tariffe in atto dal 2015.

Questa tipologia di utenza residenziale registra risparmi in bolletta fino a 290 € l'anno (al netto della componente fiscale) con il passaggio dalla struttura tariffaria in essere nel primo trimestre 2015 a quella del terzo trimestre 2018.

Gli oneri di trasporto, si riducono notevolmente passando dai 7,8 cent/kWh del 2015, ai 6,2 cent/kWh del 2016 e, con l'abolizione della progressività delle aliquote nel 2017, a 3,4 cent/kWh. La riduzione nel 2018 è più contenuta fino a un livello di 3,3 cent/kWh.

Gli oneri di sistema, si mantengono a un livello di circa 8,3 cent/kWh fino alla fine del 2016, per poi scendere a circa 4,5 cent/kWh nel 2017. Nei primi due trimestri del 2018 superano i 5 cent/kWh per poi calare nel terzo trimestre a 4,2 cent/kWh per l'azzeramento della componente ARIM (Figura 5.11).

Il prezzo di riferimento per l'utente tipo si attesta a 20,8 c€/kWh ripartito tra le varie componenti secondo quanto mostrato dalla Figura 5.11.



**Figura 5.11 – Utenze domestiche di tipo 3. Composizione della tariffa**

## 5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

### In Italia resta positivo lo stacco del prezzo industriale rispetto alla media UE

Nel corso del I trimestre 2018 il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è tornato a crescere, in controtendenza rispetto all'ultimo semestre 2017. D'altro canto si evidenzia come complessivamente nel corso del 2017 il prezzo industriale fosse già risultato superiore rispetto alla media UE, dopo un triennio contraddistinto da un trend di avvicinamento al prezzo medio UE prima (2014-2015) e una riduzione nel corso del 2016 (Figura 5.12). In media nei primi tre mesi dell'anno in corso il prezzo industriale italiano è stato infatti pari a 0,577 €/litro, in aumento dell'8% rispetto al valore della media 2017.

Il prezzo medio dell'UE è stato invece pari a 0,555 €/litro, in aumento di circa il 7% rispetto al 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, mentre è in forte aumento il prezzo registrato in Francia (+13% rispetto alla media del 2017) e in contrazione, in linea con l'ultimo trimestre 2017, il prezzo registrato in Germania (-5% rispetto media UE).

### Il prezzo del gasolio in Italia si conferma il più alto dell'UE28

Nel corso dei primi tre mesi del 2018 i prezzi medi del gasolio, incluse imposte e tasse, di tutti i Paesi europei considerati nell'analisi, hanno subito un incremento, in linea con il trend del 2017 (Figura 5.13). Per quanto attiene all'Italia la crescita media è stata del +2,2% rispetto all'ultimo trimestre 2017, del 3,6% rispetto alla media del 2017. Sono cresciuti più rapidamente invece i prezzi della media UE per lo stesso periodo: rispettivamente +2,9% e +4,7% rispetto all'ultimo trimestre 2017 e alla media 2017.

Il prezzo medio dell'Italia nei primi tre mesi dell'anno in corso è stato pari a 1,43 €/litro, abbastanza costante nel corso del periodo, in aumento, come anticipato, rispetto ai 1,38 €/litro del 2017.

Il prezzo medio annuo italiano resta molto al di sotto (-16%) del valore medio di cinque anni fa (la media 2012 era di 1,71 €/litro), ma lo scostamento in percentuale dalla media dei prezzi a livello UE-28 resta all'incirca lo stesso di cinque anni fa (+13%). Tra i cinque Paesi esaminati l'Italia continua ad essere, quindi, quello con il prezzo più elevato, seppur a poca distanza dal Regno Unito.

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

Nel 2017 l'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio si è mossa in direzione opposta all'evoluzione del prezzo industriale, registrando una diminuzione di circa 3 punti percentuali in tutti i principali paesi UE (-3,1% la media UE). I primi tre mesi del 2018 sembrano confermare tale tendenza: -1,1% la media UE rispetto al dato 2017, ed in Italia la riduzione risulta maggiore, -1,6%.

In Italia il peso di tasse e imposte su scala annuale, che era pari al 66,3% nel 2016, a 62,7% nel 2017, è quindi continuato a scendere nei primi mesi del 2018, 61,5%, ma resta ancora significativamente superiore alla media europea (56%), confermandosi il secondo paese dopo il Regno Unito (al 64,9%), in termini di peso della tassazione sui prezzi al consumo (Figura 5.14).

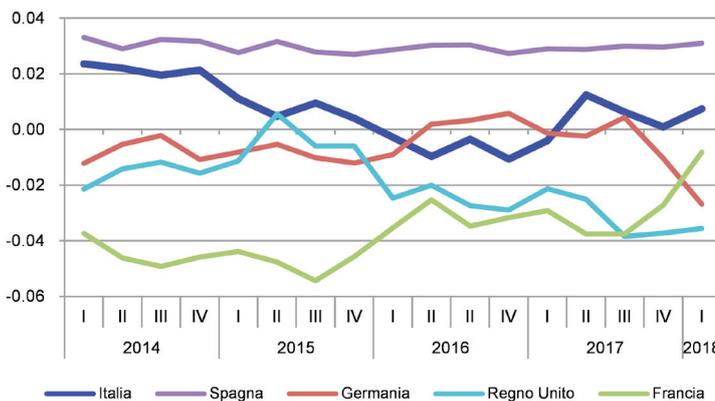


Figura 5.12 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali paesi europei (€/litro)

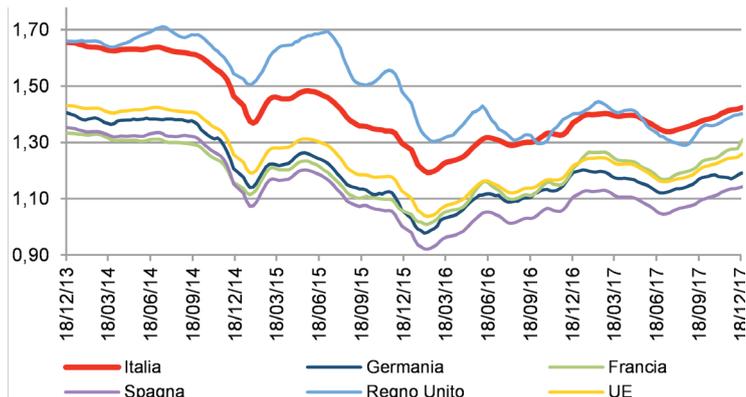


Figura 5.13 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

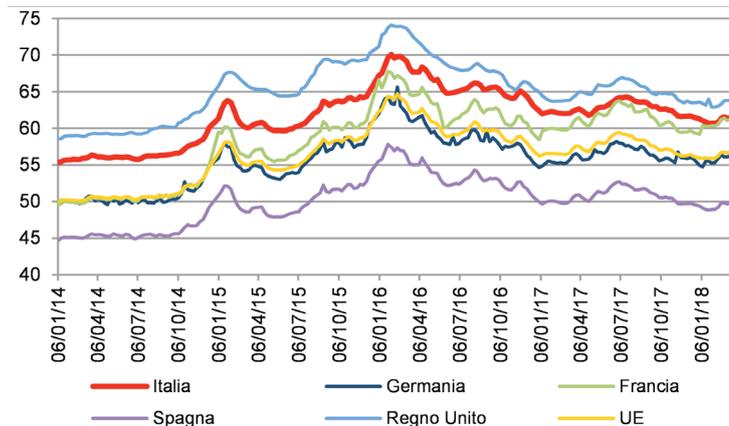


Figura 5.14 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo di gasolio (media mobile 5 settimane, €/litro)

## 5.3 Prezzi del gas naturale

**Nel secondo semestre 2017 il ritmo di diminuzione dei prezzi in Italia rallenta ma in linea con la media EU28**

Vista l'elevata incidenza che ha sulla bolletta gas, la componente costo della materia

prima gas (cioè il prezzo sul mercato all'ingrosso) presente nelle condizioni economiche di fornitura per il mercato tutelato, delinea gli andamenti dei prezzi finali del gas, sia per gli utenti del mercato tutelato sia per gli utenti del mercato libero.

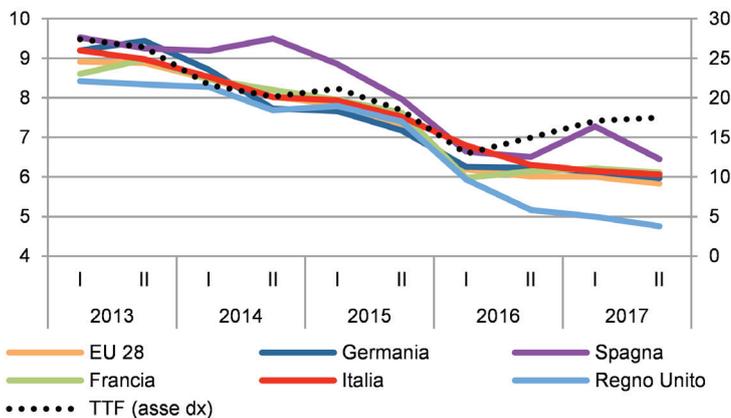
Negli ultimi mesi del 2017, le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF), di riferimento anche in Italia per i contratti di fornitura a soggetti industriali sul mercato libero, hanno mostrato valori in deciso aumento, dopo la discesa registrata nei due trimestri precedenti. Il valore medio del IV trimestre ha raggiunto 19,03 €/MWh (+18% rispetto al III trimestre). Ciò ha portato ad un leggero incremento del valore medio del TTF nel secondo semestre 2017 rispetto a primi sei mesi dell'anno (+2,6%), che si è protratto anche nel primo semestre 2018.

I prezzi medi del gas per i consumatori industriali al netto delle imposte in EU-28, hanno continuato ad avere, nel secondo semestre 2017, un andamento decrescente, anche se in deciso rallentamento rispetto agli anni precedenti. Il confronto puntuale dei prezzi nei principali Paesi europei, desumibili dai dati Eurostat relativi al II semestre 2017 (di recente pubblicazione), con riferimento alla fascia medio alta che presenta i maggiori volumi di consumo, sottolinea l'accentuata convergenza dei prezzi tra Germania, Italia, Francia, sempre più allineati intorno alla media EU-28. (Figura 5.15). La diminuzione dei prezzi in questi tre Paesi oscilla intorno al 2%, mentre è decisamente più elevata in Spagna (Figura 5.16). Il differenziale di segno positivo in quest'ultimo Paese rispetto alla media EU-28 si è dimezzato passando dal 21,3% al 10,5%. Il divario sempre più elevato con il Regno Unito è dovuto, oltre che alla presenza di un mercato del gas decisamente maturo in termini di volumi scambiati e partecipanti, anche alla svalutazione della sterlina rispetto all'euro, del 16% nel secondo semestre 2017 rispetto allo stesso periodo 2016.

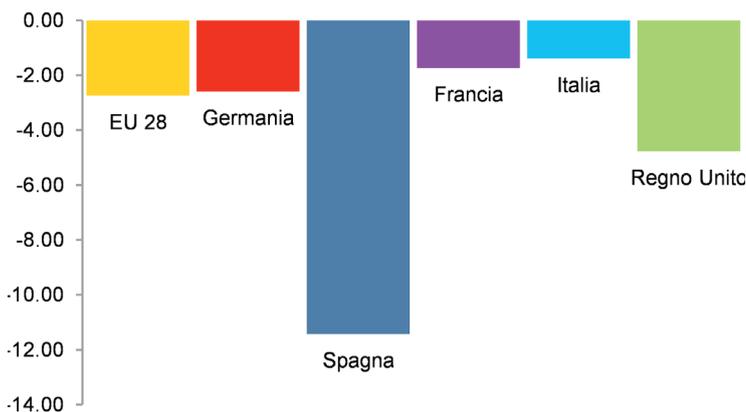
**I prezzi comprensivi di imposte deducibili tendono a convergere verso la media EU-28**

Se si analizzano i prezzi comprensivi delle imposte non deducibili, nel secondo semestre 2017 si è confermata la situazione rilevata nei semestri precedenti, per cui la piccola utenza industriale (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ) paga per il gas prezzi più elevati rispetto alla media EU-28 (+9,6%) (Figura 5.17). Il confronto con i primi mesi del 2017 evidenzia tuttavia un miglioramento della situazione relativa del nostro Paese, soprattutto rispetto alla Francia, che ora risulta essere il Paese con i prezzi in assoluto più elevati. Il gap dell'Italia rispetto alla media EU-28 si è ridotto di circa 3 punti percentuali, grazie a una diminuzione dei prezzi in Italia maggiore di quella della media EU-28.

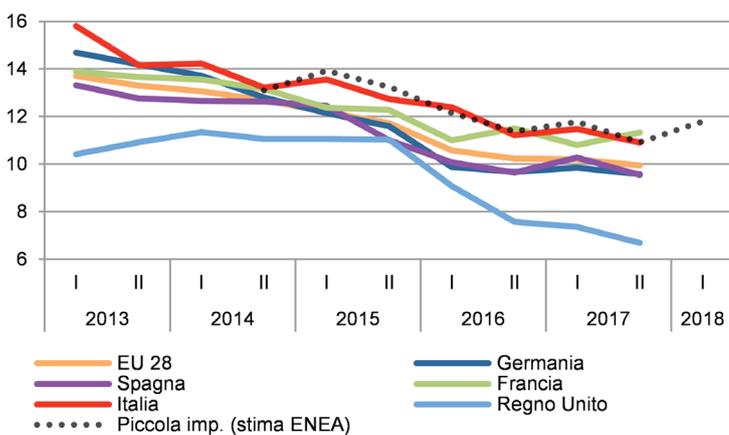
Per le utenze medio-alte (consumo annuo compreso tra 100.000 e 1.000.000 GJ, Figura 5.18) i prezzi del gas con-



**Figura 5.15 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sn €/GJ, asse dx €/MWh)**



**Figura 5.16 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione II semestre 2017/ I semestre 2017 (%)**



**Figura 5.17 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)**

tinuano ad essere i più bassi in assoluto, con un divario negativo rispetto alla media EU-28 che si è tuttavia assottigliato dal 5,7% al 3,2%, mentre per le utenze alte (consumo annuo compreso tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ, Figura 5.19), il differenziale con la media EU-28 continua a registrare valori di segno positivo stabili intorno al 4,7%.

### L'incidenza delle tasse in Italia rimane stazionaria continuando a gravare sulla piccola utenza

Le differenze di prezzo tra le tre tipologie di fasce di consumo sono considerate risultano dipendere, oltre che dalla dinamica dei prezzi netti, dalla diversa articolazione dell'imposizione fiscale. L'Italia si caratterizza per un sistema d'imposte che penalizza i consumatori industriali a minor consumo di energia, mentre in Germania, ad esempio, la pressione fiscale cresce man mano che si passa da fasce di consumo più basse a quelle più elevate (Figura 5.19). L'incidenza fiscale per la piccola utenza industriale in Italia ha raggiunto, nel secondo semestre 2017, il 15,9%, (+3,3% rispetto alla media EU-28) mentre per le utenze medio-alte e le utenze ad alto consumo assume livelli molto bassi, toccando rispettivamente il 2,0% e l'1,2%, risultando oltre cinque volte più bassa rispetto alla media EU-28 in ambedue i casi (Figura 5.20). Il confronto con i semestri precedenti evidenzia una situazione pressoché stazionaria.

### Nel primo semestre 2018, tornano a salire i prezzi e aumenta il divario tra piccola e alta utenza

Secondo le stime ENEA, riportate nella Figura 5.21, Figura 5.18, Figura 5.23, il prezzo del gas pagato dalle imprese italiane, comprensivo di imposte non deducibili, mostra nel primo semestre 2018 un incremento per tutte e tre le tipologie di impresa considerate. La crescita riguarda soprattutto la piccola utenza che rispetto al secondo semestre 2017 è di circa l'8%. L'aumento diminuisce sensibilmente man mano che si passa alle fasce di consumo medio-alte e alte, rispettivamente +2,1% e +1,4%. Il differenziale di prezzo della piccola utenza rispetto alle grandi utenze si mantiene elevato (79%) e in aumento rispetto al secondo semestre 2017 (+2,5 punti percentuali). Le variazioni del costo della materia prima sembrano avere un impatto maggiore sulla piccola utenza. Confrontando i prezzi al netto delle imposte e il costo della materia prima (componente Cmem bolletta gas) l'incremento nel primo semestre 2018 è del 5,4%, contro il +1,3% della grande utenza, a fronte di un aumento della componente Cmem del 11,2% (Figura 5.21).

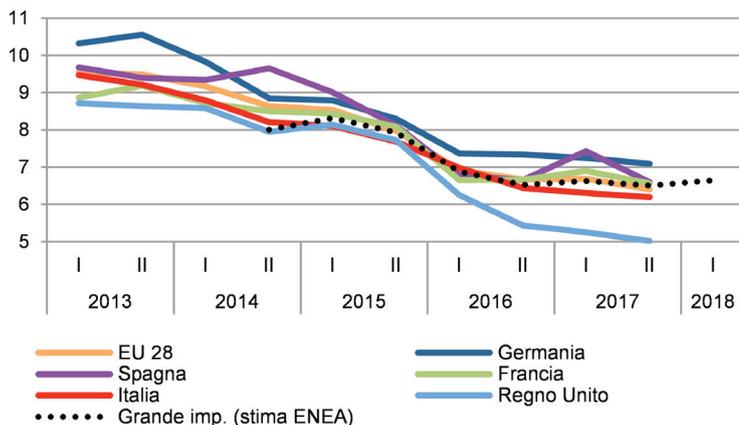


Figura 5.18 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

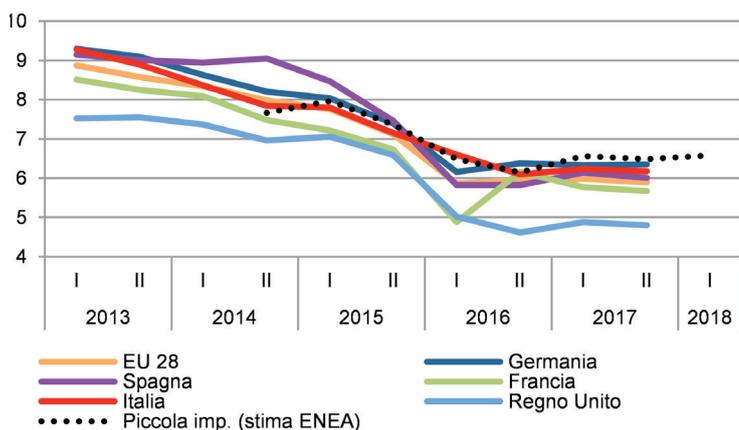


Figura 5.19 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili - consumo annuo 1.000.000 - 4.000.000 GJ (€/GJ)

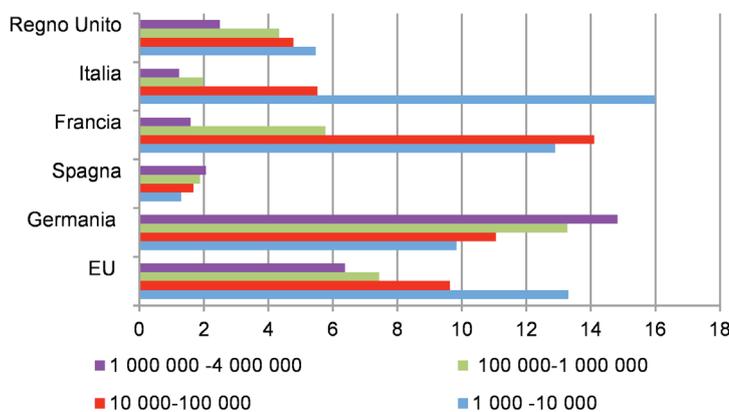


Figura 5.20 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - II semestre 2017

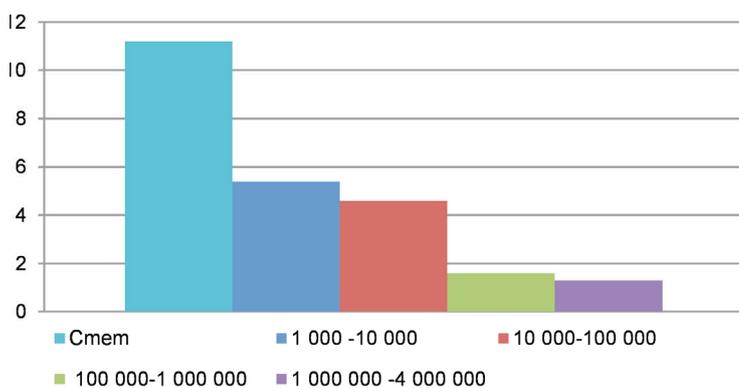


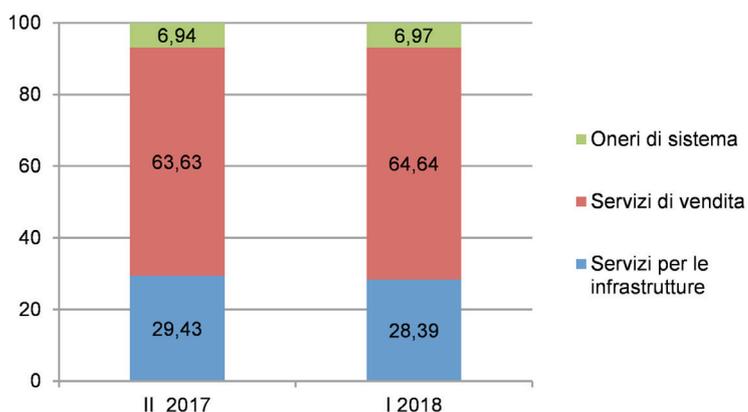
Figura 5.21 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte e costo della materia prima gas (Cmem). Variazione II semestre 2017/ I semestre 2018 (%)

**I costi delle infrastrutture per la piccola utenza aumentano e rimane elevato il divario tra Nord-Sud.**

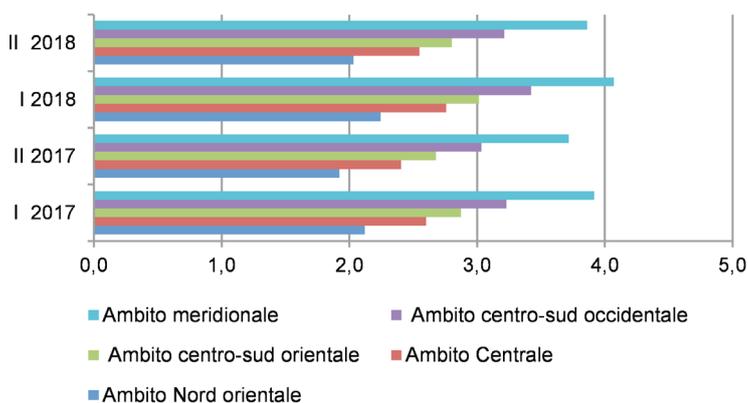
Per le piccole imprese l'incidenza dei costi di distribuzione assume valori elevati, mentre per i clienti industriali di grande dimensione questa componente non è neanche presente. Nel primo semestre 2018, l'incidenza della tariffa di distribuzione sul prezzo al netto delle imposte è di circa il 15%, pari a un costo medio di 6,01 c€/m<sup>3</sup> (o 1,6 €/GJ). Nel loro complesso, i costi dei servizi per le infrastrutture (distribuzione, misura e trasporto) a carico delle piccole utenze industriali, rappresentano oltre il 28% della spesa per la fornitura di gas al netto di imposte. Tali costi sono aumentati dell'1,5% rispetto al secondo trimestre 2017. In crescita anche i servizi di vendita (+7%) e gli oneri di sistema per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas (+6%).

Le tariffe del mercato libero per i servizi delle infrastrutture mostrano valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati dall'Autorità (Figura 5.23). Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei relativi servizi che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. Nel I semestre 2018 tale divario si attesta in media intorno al 74% rispetto all'ambito Nord Orientale.

Per le piccole imprese l'incidenza dei costi di distribuzione assume valori elevati, mentre per i clienti industriali di grande dimensione questa componente non è neanche presente.



**Figura 5.22 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ**



**Figura 5.23 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)**

## FOCUS – Certificati bianchi: una situazione complicata

Dario Di Santo (FIRE)

Il mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi) è salito all'attenzione delle cronache di settore negli ultimi due anni, in particolare per l'impennata dei prezzi del mercato, più che triplicati a inizio 2018 rispetto al 2015. L'incremento dei prezzi ha avuto un impatto al momento ancora contenuto sulla bolletta, ma in prospettiva può divenire preoccupante in termini di oneri a carico del consumatore finale. Ne è derivato un dibattito sull'effettiva sostenibilità economica dello schema, e il MiSE è intervenuto con un decreto correttivo pubblicato a luglio 2018, alla cui efficacia sembrerebbe legato il futuro dello schema. È utile dunque analizzare gli elementi che hanno portato all'attuale fase critica di un meccanismo fino a un paio di anni fa ritenuto estremamente virtuoso.

### Lo schema dei TEE: fondamentali, avvio e target

Quando lo schema dei certificati bianchi fu avviato nel 2005, prendeva corpo sulla scena delle politiche energetiche un progetto innovativo e ambizioso. L'idea di avere un meccanismo in grado di promuovere qualunque intervento di razionalizzazione energetica in qualunque settore, assicurando il raggiungimento di obiettivi crescenti, era affascinante, ma tutt'altro che scontata. Tanto più che lo schema sarebbe dovuto partire nel 2001, ma le linee guida operative furono pubblicate solo nel 2003 dall'allora Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA), e fu necessaria una nuova coppia di decreti istitutivi nel 2004 per gestire il ritardo accumulato.

Il funzionamento di base dello schema è semplice (Figura 5.24): i distributori di elettricità e gas naturale con almeno 50.000 clienti serviti hanno l'obbligo di produrre annualmente un numero di certificati corrispondente al proprio target, calcolato in base all'obbligo annuo fissato dai decreti ministeriali in ragione della quota di vettori energetici da essi distribuita. I certificati, ciascuno dei quali vale una tonnellata equivalente di petrolio (tep), vengono emessi in funzione del risparmio energetico generato dagli interventi realizzati dai distributori obbligati o, più comunemente, da soggetti "volontari", che comprendono le società di servizi energetici (ESCO), le organizzazioni dotate di un sistema di gestione dell'energia o di un esperto in gestione dell'energia (EGE) certificati secondo le norme ISO 50001 e UNI CEI 11339 (dal 2017, mentre in passato bastava avere nominato un energy manager) e i distributori non obbligati.



Figura 5.24 – Schema di base del meccanismo dei TEE

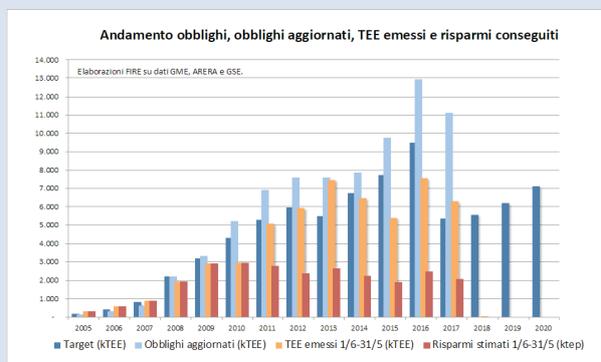


Figura 5.25 – Andamento degli obblighi, dei certificati emessi e dei risparmi conseguiti (stima)

I soggetti volontari possono vendere i TEE ai distributori obbligati attraverso un apposito mercato gestito dal GME, ottenendo così un controvalore economico che funge da incentivo (per quanto la variabilità nel tempo dei prezzi introduce un elemento di rischio non trascurabile). I distributori obbligati, che non possono ribaltare sugli utenti finali i costi sostenuti per la partecipazione allo schema, sono rimborsati sulla base dei TEE trasmessi al GSE per l'adempimento dei propri target attraverso un contributo che si fonda sugli introiti della componente UC7 della bolletta elettrica e della componente RE della bolletta del gas naturale.

Un tale dispositivo, secondo la teoria, avrebbe dovuto garantire non solo flessibilità, ma anche un ottimale indicatore di costo-efficacia, in virtù della presenza del mercato e di un paniere di interventi variegato (dalla lampadina all'edificio e all'impianto industriale).

L'avvio dello schema generò presto un surplus di offerta di certificati sul mercato, con la conseguente caduta dei prezzi dei TEE, complici le lampadine fluorescenti compatte e i rompighetto aerati. Nel 2007 uscì dunque un nuovo decreto, che definì gli obiettivi per il periodo 2008-2012 in modo eccessivamente ottimistico. Il risultato

è che dal 2008 i distributori cominciarono a ricorrere alla flessibilità sui propri obiettivi, ossia la possibilità di non soddisfare fino al 40% del target annuale, con l'obbligo di recuperare la quantità mancante nell'anno o nei due anni successivi senza incorrere in sanzioni. A causa dell'offerta annua di certificati insufficiente a coprire la domanda, l'obbligo residuo così creato finirà per crescere costantemente, con l'eccezione del 2014, fino ad arrivare all'estremo dell'obbligo 2017, in cui il target residuo vale quanto il target annuale (Figura 5.25).

A nulla è valso introdurre il cosiddetto tau (coefficiente di durabilità) a fine 2011 e rivedere gli obblighi al ribasso con i successivi decreti ministeriali del 2012 e 2017: i risparmi energetici annui – il vero obiettivo dello schema – hanno cessato di crescere nel 2010 e da allora il trend è stato tendenzialmente in diminuzione.

Vale in ogni caso la pena di evidenziare che attraverso il meccanismo si sono raggiunti risultati notevoli:

- risparmi energetici generati dall'avvio a fine 2017 pari a circa 26 milioni di tep;
- oltre 2 milioni di risparmi energetici annui, cui corrisponde un costo evitato in bolletta nell'ordine del miliardo e mezzo di euro (stima FIRE);
- più di 6 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> evitate annualmente (stima GSE);
- più di un miliardo di investimenti generati annualmente (stima GSE);
- oltre 11.000 occupati diretti e indiretti (stima GSE).

Una domanda lecita, considerando i risultati conseguiti e l'evoluzione recente, è se si sia ottenuto quanto possibile da questo schema o se convenga investire tempo e risorse nel cercare di superare le problematiche attuali e modificare le regole in modo da produrre altri risultati positivi in futuro. Di seguito alcune considerazioni e dati per aiutare i lettori a farsi un'idea in tal senso.

### L'offerta: le ragioni dell'andamento dei risparmi generati

La Figura 5.25 mostra come dal 2011 si sia verificato un disaccoppiamento fra certificati emessi e risparmi generati. Un aspetto che merita una spiegazione. Originariamente la vita utile dei progetti, ossia gli anni per i quali si ha diritto ad ottenere i TEE, era pari a cinque anni per tutti i progetti, con l'eccezione degli interventi relativi all'involucro edilizio, per i quali saliva a otto. Come evidenziato da uno studio commissionato da ENEA a FIRE nel 2010, per tutte le schede con valutazione standardizzata dei risparmi energetici<sup>1</sup>, ad eccezione di quelle relative alle lampade e ai rompigetto aerati e riduttori di flusso idrico, i certificati bianchi risultavano di scarso interesse economico, con un impatto cumulato sul costo di investimento inferiore al 10%.

Per rendere i progetti ad esse collegati più interessanti, l'ARERA introdusse nel 2011 il coefficiente tau, che aggiungeva ai risparmi annui riconosciuti ai singoli progetti quelli futuri, collegati al periodo compreso fra la fine della vita utile (in genere cinque anni) e la vita tecnica (compresa fra dieci e venticinque anni) che si riteneva ragionevole per i diversi interventi. Il coefficiente tau fu anche applicato retroattivamente ai progetti già presentati. Il risultato fu un'indubbia crescita di interesse nei confronti del meccanismo, ma con i seguenti effetti negativi:

- L'aggiunta dei risparmi futuri produsse il disaccoppiamento fra TEE emessi e risparmi generati (il vero obiettivo dello schema) e, non essendo stati rivisti contestualmente gli obblighi per i distributori<sup>2</sup>, drogò il sistema, rendendo tra l'altro più difficile comprendere il reale andamento dei titoli di efficienza disponibili nel tempo.
- La definizione del coefficiente tau era elegante e ben strutturata, ed effettivamente consentiva di valorizzare meglio i progetti con vita tecnica più lunga e dunque più complessi, un aspetto che lo schema originale avrebbe potuto perseguire variando la durata della vita utile<sup>3</sup>. Purtroppo, questo creò un problema sulle verifiche, in quanto in caso di cessazione del progetto prima del termine della vita tecnica, il proponente avrebbe dovuto restituire i TEE ottenuti in relazione agli anni di mancato funzionamento (tema complesso da gestire, evidentemente).
- Se da un lato il tau rese più interessante gli interventi legati alle schede standard, per alcuni progetti a consuntivo, che comunque erano già in crescita, si tradusse in un eccesso di premio economico.

Un altro elemento critico del meccanismo è stato l'avvio ritardato dello schema, ricordato in apertura di articolo, che obbligò il MiSE a consentire nei primi anni la presentazione dei progetti successivamente al loro avvio, per non far venire meno i diritti acquisiti in ragione dei decreti del 2001. Questo è stato uno degli aspetti più

1 Nella metodologia standardizzata i risparmi energetici vengono riconosciuti sulla base delle unità tecnologiche installate o sostituite. Si tratta di un metodo semplificato che garantisce facilità nella presentazione delle proposte, ma che non assicura che i risparmi energetici generati siano effettivamente conseguiti. Nei primi anni questa è stata la metodologia che ha prodotto la maggior parte dei risparmi. Lo schema italiano si è in seguito caratterizzato a livello mondiale per la preponderanza acquisita dalla metodologia "a consuntivo", che invece consente di misurare con precisione i risparmi generati, al prezzo di una maggiore complessità per gli operatori e l'autorità di gestione (inizialmente l'ARERA, in seguito il GSE).

2 I target avrebbero dovuto essere rivisti al rialzo di una quota pari al valore medio pesato del tau applicato ai diversi progetti per non alterare gli obiettivi in vigore.

3 Ovviamente il tau risultava più efficace dal punto di vista economico, in quanto manteneva la vita utile in cinque anni, consentendo una più semplice gestione dei flussi finanziari per il proponente e una minore rischiosità percepita dello schema.

critici, perché ha consentito alle ESCO di andare a raccogliere interventi già realizzati con due conseguenze:

- una materialità nulla – o un effetto *free rider* massimo se si preferisce – ossia il fatto che tali progetti ricevessero un contributo economico senza che questo avesse stimolato in alcun modo la decisione di investimento (dunque un regalo a tutti gli effetti);
- una difficoltà ulteriore di previsione dell'andamento dei titoli disponibili, poiché alla prima rendicontazione dei risparmi si presentavano spesso due o anche tre annualità di risparmi energetici, in quanto la generazione dei titoli prendeva il via dalla data di avvio del progetto, e non dalla sua presentazione.

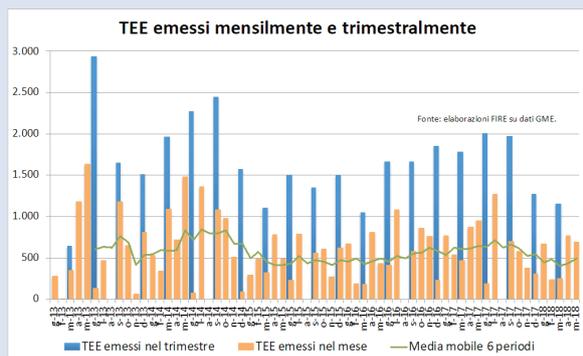
Nel D.M. 28 dicembre 2012 il MiSE pose correttamente fine a questa problematica, richiedendo, a partire dal 2014, che potessero essere ammessi solo progetti presentati prima dell'avvio degli stessi. Ciò spinse gli operatori a cercare di presentare più progetti possibile nel 2013, fatto che si tradusse in un picco di emissioni di certificati nel 2014 (1,4 milioni di TEE emessi su nuovi progetti), seguito da un crollo dal 2015 in poi (circa 200 mila certificati su nuovi progetti).

Questi primi due aspetti, potenziale tau e ammissibilità fino al 2013 di progetti già realizzati, hanno sicuramente reso più difficile valutare il potenziale dei certificati ottenibili, e sono stati probabilmente la causa di una stima troppo ottimistica dei target nei due periodi regolatori 2008-2012 e 2013-2016.

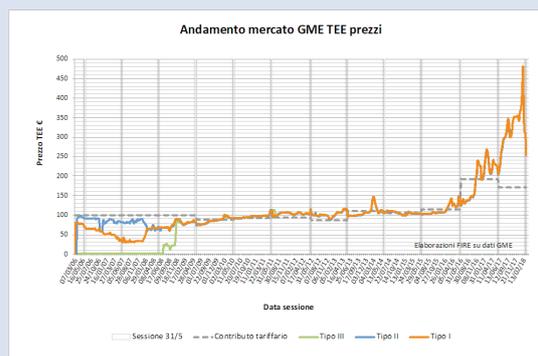
Il terzo elemento che ha influito sull'andamento dei risparmi nel tempo è l'addizionalità: i certificati bianchi non vengono rilasciati per tutti i risparmi energetici generati dagli interventi realizzati, ma solo per la quota parte che non si sarebbe conseguita in condizioni normali (business as usual). L'applicazione di questo concetto non è mai stata banale, soprattutto nel settore industriale. A rigore l'addizionalità è legata, nel caso delle sostituzioni, alla media dell'offerta di mercato disponibile al momento dell'intervento, con la possibilità di conteggiare l'effetto di anticipazione rispetto alla conclusione della vita tecnica del componente sostituito.

L'attuazione pratica dell'addizionalità nel settore industriale nei primi anni ha tenuto eccessivamente conto della media dell'installato (e non dell'offerta attuale di mercato), riconoscendo i TEE su buona parte dei risparmi conseguiti. Successivamente il GSE ha iniziato a rivedere le baseline su cui calcolare i risparmi, tenendo in maggior conto l'offerta di mercato e, soprattutto, introducendo e applicando anche retroattivamente una "baseline economica"<sup>4</sup>, mai definita in forma scritta. Ne è risultata una giusta esclusione dallo schema di interventi che non avevano bisogno di supporto economico, ma anche una contrazione dei TEE emessi per alcuni dei progetti presentati in precedenza, con effetti negativi sulla fiducia di imprese e operatori nello schema. Le emissioni di titoli si sono comunque riprese fra il 2015 e il 2017, grazie fondamentalmente alla crescita dei progetti standardizzati (Figura 5.26).

Il D.M. 11 gennaio 2017 ha quindi definito come baseline per l'addizionalità la media dell'offerta del mercato, senza più tenere conto dell'effetto di anticipazione prima evidenziato. La conseguenza è una contrazione dei certificati conseguibili dai nuovi progetti presentati a partire dal 2017, tanto che i dati relativi alle proposte presentate lo scorso anno evidenziano una dimensione media di progetto di 277 tep contro i 3.340 riferiti ai progetti presentati nello stesso periodo applicando le regole precedenti<sup>5</sup>.



**Figura 5.26 – Andamento delle emissioni di TEE nel tempo, a partire dal 2013**



**Figura 5.27 – Trend dei prezzi sul mercato spot del GME. Tipo I: risparmi elettrici, tipo II: risparmi gas, tipo III: altri combustibili**

La Figura 5.26 consente anche di evidenziare un ultimo elemento che ha pesato sull'andamento dei TEE, e che ancora sembra debba manifestarsi nella sua interezza: si tratta delle frodi commesse sui progetti standardizzati, emerse nel 2017. Secondo quanto comunicato dal MiSE nella relazione di accompagnamento alla proposta di decreto correttivo inviata alla Conferenza Unificata ad aprile 2018, sono emerse frodi per un ammontare

<sup>4</sup> Il GSE nel periodo 2013-2016 ha escluso dallo schema o ridotto i TEE riconosciuti per i progetti con pay-back time corto, che risultavano sovra-incentivati dal meccanismo.

<sup>5</sup> Si tratti di numeri non direttamente confrontabili, in quanto non riferiti agli stessi progetti, ma sono una prima stima dell'effetto dell'applicazione delle nuove regole.

annuo pari a 600 mila titoli, e successivamente sono stati bloccati altri 700 mila titoli in ragione di controlli più approfonditi avviati dal GSE. Si tratta di circa 1,3 milioni di TEE in meno all'anno, che hanno causato un crollo nell'offerta non previsto all'atto dell'emanazione del D.M. 11 gennaio 2017.

Questi cambiamenti continui di regole e la mancanza di un supporto informativo sufficientemente strutturato sono infine alla base della progressiva difficoltà di ottenere TEE sui progetti presentati, con un tasso di rigetto delle proposte a consuntivo compreso fra il 40% e il 50% nel triennio 2015-2017.

### L'effetto sui prezzi

Le problematiche sopra descritte non potevano non indurre un effetto sui prezzi dei TEE, che la Figura 5.27 consente di apprezzare nella loro "drammaticità". Ap-

paiono evidenti quattro fasi:

- i primi anni caratterizzati dall'eccesso di offerta e dal conseguente crollo dei prezzi da 80-90 a 30 euro/TEE<sup>6</sup>;
- la successiva ripresa legata agli obiettivi più ambiziosi;
- una lunga fase di sostanziale equilibrio intorno ai 100-110 euro/TEE;
- la rapida salita fra il 2016 e il 2018 fino ai 480 euro/TEE, seguita da un calmieramento legato alle azioni intraprese dal MiSE.

In termini di prezzi medi pesati per anno d'obbligo (periodo 1 luglio – 31 maggio), si è passati dai 117 euro/TEE del 2015 ai 313 euro/TEE del 2017. Questo comporta un corrispondente incremento dei costi dello schema, che sono pari al rimborso tariffario per i distributori per i TEE presentati per il soddisfacimento degli obblighi. Il contributo tariffario è a sua volta uguale al prezzo medio pesato per l'anno d'obbligo, al netto di un parametro che è variato fra i due e i quattro euro. Ne consegue che si è passati da un costo di annuo nell'ordine dei 600-700 milioni di euro a uno nell'ordine di 1,5-1,7 miliardi di euro.

### Le criticità e il decreto correttivo del 2018

Di seguito vengono illustrate le criticità principali dello schema.

La ricerca di regole troppo stringenti sull'addizionalità e la consistente mole di dati richiesta per i progetti, non comparabile con altri schemi (ma giustificabile, perché nel caso dei progetti di grande dimensione le cifre economiche in gioco possono essere davvero ragguardevoli), hanno via via ristretto i progetti ammissibili e i risparmi generabili, con una sequenza temporale non sempre collegata agli obiettivi fissati.

Il numero di proposte rigettate è indice di regole poco chiare, che richiederebbero una maggiore negoziazione preliminare e un maggiore supporto informativo e formativo agli operatori. Fra le conseguenze si evidenzia anche un elevato contenzioso amministrativo.

Il mercato ha confermato di essere naturalmente instabile. Non solo l'offerta è fortemente inelastica (dal momento dell'ideazione del progetto all'emissione dei TEE passa almeno un anno e mezzo, ma possono essere più di due<sup>7</sup>), ma il criterio di determinazione del contributo tariffario porta i distributori ad acquistare TEE in ogni sessione di mercato per avere dei costi di acquisto in linea con i prezzi medi pesati e dunque con il contributo tariffario stesso, aspetto che favorisce l'aumento dei prezzi in situazioni di mercato corto.

L'incremento dei prezzi, a causa del lungo periodo necessario prima che un nuovo progetto possa generare TEE, va sostanzialmente a vantaggio di progetti che non ne avrebbero bisogno, in quanto presentati in precedenza con prezzi inferiori. Ovviamente un effetto ugualmente difficile da gestire per gli operatori può verificarsi in caso di eccesso di offerta (nel qual caso i progetti conseguono un beneficio economico inferiore al previsto).

Per fare fronte a questi aspetti, il MiSE ha predisposto il D.M. 10 maggio 2018, correttivo delle precedenti linee guida. Due le fondamenta della proposta: contenere il costo dello schema e dare fiato ai distributori obbligati da un lato e favorire la presentazione di progetti dall'altro. A tal fine le misure previste sono:

- una soglia massima di 250 euro/TEE sul contributo tariffario, volta a calmierare i prezzi (la misura spinge i distributori a non comprare oltre tale limite);
- l'aumento da uno a due anni della flessibilità per i distributori sugli obblighi annuali;
- la possibilità per il GSE di emettere titoli non corrispondenti a risparmi energetici (con l'idea di proteggere i distributori dal rischio di assenza di TEE sufficienti a coprire gli obiettivi minimi e con precisi limiti di accesso temporali, economici e quantitativi);

<sup>6</sup> Nei primi anni vigeva l'obbligo per i distributori di presentare almeno il 50% dei risparmi collegati al vettore energetico da essi distribuito e oltre il 70% dei TEE disponibili era riferito a risparmi elettrici, da cui il crollo dei prezzi elettrici (tipo I) e la sostanziale tenuta di quelli legati al gas naturale (tipo II). Nel 2008 tale differenziazione è venuta meno e le varie tipologie di TEE hanno assunto i medesimi valori.

<sup>7</sup> Nella migliore delle ipotesi, immaginando che la realizzazione del progetto avvenga in un mese, richiede altri dodici mesi per la misura dei risparmi e il tempo necessario per la valutazione della RVC e il rilascio di titoli. Ma diversi elementi possono allungare questo intervallo.

- l'eliminazione dell'addizionalità per gli interventi di sostituzione, con l'idea di ridurre le problematiche in sede di valutazione e di contenzioso e favorire la generazione di certificati;
- l'emissione di un primo gruppo di nuove schede standard (non ancora pubblicate dopo l'uscita del D.M. 11 gennaio 2017, con l'impossibilità di usare il nuovo metodo standardizzato);
- l'aumento degli interventi ammissibili.

Difficile fare valutazioni su quello che sarà l'effetto di queste misure in termini di aumento di certificati emessi per progetto, ma si attende una ricaduta positiva che dovrebbe riportare i risparmi per progetto sui livelli precedenti e ridurre i fattori di rischio sull'accettazione dei progetti. Ciò potrà ridare nel tempo fiducia agli operatori, soprattutto se il GSE adotterà un approccio più orientato alla negoziazione preventiva e al supporto agli operatori.

Di certo ci vorrà tempo prima di assistere a un aumento dell'offerta, anche considerando l'attuale blocco di molte pratiche di vecchi progetti standardizzati sottoposte a procedimenti di annullamento come conseguenza delle truffe emerse nel 2017. I documenti richiesti dal GSE per verificare la realizzazione dei progetti, che non si riferiscono solo ai componenti installati, ma anche alle condizioni al contorno legate al rispetto di tutte le norme tecniche, appaiono però di difficile reperimento a posteriori in quanto gli operatori non immaginarono a suo tempo di dovere far fronte alle richieste ricevute in questi mesi. Se non si troverà una soluzione idonea, il rischio è di vedere diminuire i TEE presenti sul mercato, senza che questo sia necessariamente ascrivibile a truffe. E il paradosso è che l'esito del contenzioso amministrativo potrebbe successivamente reimmettere sul mercato grandi quantitativi di titoli.

### La sostenibilità del meccanismo

Le misure adottate dal MiSE dovrebbero garantire il funzionamento dello schema a prescindere dall'andamento di domanda e offerta e bloccare il prezzo dei certificati intorno ai 250 euro/TEE. Certo il meccanismo si è allontanato di molto dalle condizioni in cui ha navigato per anni. Due sono le domande fondamentali da porsi:

- Ha senso lo schema con un mercato che non funzionerà come previsto in origine, salvo interventi successivi sui target, in ragione dell'attuale deficit dell'offerta?
- Dal momento che i prezzi rimarranno nell'intorno dei 250 euro a titolo, si tratta di un valore accettabile dal punto di vista economico?

Alla prima domanda si può rispondere affermativamente. La mancanza del mercato teoricamente elimina un fattore di flessibilità dello schema e, in teoria, un segnale di prezzo che dovrebbe automaticamente favorire condizioni di equilibrio e massimo costo-efficacia. In pratica, però, l'inelasticità dell'offerta rende trascurabile se non nullo questo effetto in caso di mercato corto, mentre potrà comunque manifestarsi in caso di offerta abbondante (una situazione al momento lontana, ma che dipende dalle regole del gioco). In questo modo i distributori e gli operatori avranno maggiore certezza sul valore nel tempo, anche se occorrerebbe prevedere una soglia minima per evitare il rischio di cadute di prezzo eccessive e non lasciare un rischio potenziale sugli operatori, non coperti da nessuna forma di garanzia. I costi del sistema rimarranno sotto controllo, ma elevati rispetto al passato, senza benefici aggiuntivi. Un ritiro obbligato dei TEE collegati ai progetti ante D.M. 11 gennaio 2017 avrebbe probabilmente consentito di mantenere i costi bassi e di non intervenire sul mercato e forse sarebbe stata una misura più efficace.

Rimane dunque da capire se i 250 euro sono un prezzo accettabile, aspetto che ci porta alla seconda domanda. Qui le considerazioni si fanno più articolate. Si può intanto osservare che l'eliminazione del *tau* ha ridotto i certificati circa di un fattore 1,7, considerando che il *tau* medio era nell'ordine di 2,9, la vita utile attuale corrispondente a tale valore è in genere pari a dieci anni invece che cinque, e attualizzando opportunamente. Quindi un prezzo nell'ordine di 190-200 euro non sarebbe stato strano. Portarlo a 250 euro può giustificarsi considerando le maggiori difficoltà collegate alla presentazione dei progetti, la modifica dell'addizionalità, la perdita di confidenza e fiducia da parte degli operatori.

Passando a un'analisi della spesa in bolletta, a 250 euro per titolo ci si può attendere un costo annuo dello schema nell'ordine degli 1,8 miliardi di euro, considerando anche il residuo da recuperare, a fronte di risparmi nell'ordine dei 7,5 milioni di TEE annui, in buona parte addizionali perché legati ai progetti presentati negli ultimi anni. Per un utente domestico si tratta circa

di 3 euro/MWh a fronte di un costo medio di 196 euro/MWh per l'elettricità e di 0,01 euro/m<sup>3</sup> a fronte di un costo medio di 0,73 euro/m<sup>3</sup> per il gas naturale (il costo dell'elettricità è di circa 1.050 euro/tep e quello del gas di circa 900

	Coefficiente di addizionalità	Vita utile (anni)	TEE annui per tep risparmiato annuo	Valore cumulato incentivo a 100 euro/TEE (euro)	Valore cumulato incentivo a 250 euro/TEE (euro)	Valore cumulato del risparmio addizionale (euro)	Valore dell'import di gas evitato (euro)
D.M. 28/12/2012	100%	5	3,36	1.455	3.637	6.950	2.463
D.M. 28/12/2012	50%	5	1,68	727	1.818	3.475	1.232
D.M. 28/12/2012	10%	5	0,3	145	364	695	246
D.M. 11/01/2017	10%	10	0,1	77	193	695	246
D.M. correttivo	100%	7	1,0	579	1.447	6.950	2.463

Figura 5.28 – Valore dell'incentivo e risparmi generati per tep risparmiato annuo (non solo per la parte addizionale)

euro/tep), per una spesa annua nell'ordine dei 21 euro contro una spesa annua di circa 1.550 euro nel 2017 (stime GSE con prezzo medio a 286 euro/TEE).

In termini relativi il costo appare accettabile. In termini assoluti probabilmente meno, visti gli sforzi fatti per ritagliare uno spazio per le agevolazioni alle imprese energivore limitando la possibilità di accrescere la quota degli oneri destinata alle fonti rinnovabili. Rimane però il tema del costo efficacia.

La Figura 5.28 seguente riporta alcune grandezze fondamentali applicando le diverse linee guida al variare del prezzo dei TEE, ipotizzando valori di addizionalità differenti in ragione dell'evolversi delle regole e tenendo conto di un  $\tau$  pari a 3,36 (applicato solo per le linee guida 2012), una vita tecnica pari a 20 anni (riferimento usato per definire la vita utile nelle varie fasi regolatorie), un costo del tep risparmiato di 900 euro, un costo del gas importato di 319 euro/tep<sup>8</sup> e un tasso di sconto del 5%. Il tep indicato è in questo caso riferito al risparmio energetico totale, non solo alla parte addizionale. Il valore cumulato del risparmio è inoltre calcolato su una vita tecnica ridotta a dieci anni, contro i venti teorici (ipotesi cautelativa).

Per comprendere meglio la tabella, proviamo a seguire il secondo caso. Si tratta di un progetto presentato con le regole definite dal D.M. 28/12/2012, per il quale si ipotizza un'addizionalità del 50%<sup>9</sup>. Per ogni tep risparmiato, il progetto genera  $1 \times 3,36 \times 0,50 = 1,68$  TEE (ossia i tep vengono moltiplicati per il  $\tau$  e per il coefficiente di addizionalità). Nel corso della vita utile si generano dunque  $1,68 \times 5 = 8,4$  TEE, corrispondenti a 840 euro con prezzo dei TEE a 100 euro e a 2.100 euro a 250 euro (i valori in tabella sono più bassi perché attualizzati con un tasso di sconto pari al 5%). Questi due valori, che rappresentano l'entità complessiva dell'incentivo riconosciuto nelle due ipotesi di prezzo dei TEE, vengono quindi confrontati con il valore economico del risparmio energetico totale generato, dato dall'attualizzazione di  $900 \times 10 \times 0,50 \times 0,77 = 3.475$  euro (77% è la riduzione legata all'attualizzazione), e con il valore economico dell'import di gas naturale evitato grazie al risparmio energetico, pari a  $319 \times 10 \times 0,50 \times 0,77 = 1.232$  euro. Il valore cumulato dell'incentivo dovrebbe essere inferiore a quello dell'import di gas evitato affinché lo schema sia efficace.

Ciò premesso, appare evidente il ruolo svolto dall'addizionalità e dal  $\tau$  sul contributo economico apportato dall'incentivo. La tabella mostra che il confronto con il valore evitato dell'import con prezzo dei TEE a 250 euro risulta sempre sfavorevole nel caso del D.M. 28 dicembre 2012, a causa dell'effetto moltiplicativo del  $\tau$ . Considerato che la quasi totalità dei TEE sul mercato ricadono sotto questa condizione, si può capire come il costo-efficacia dello schema sia a rischio con i prezzi attuali<sup>10</sup>.

Per concludere, quanto detto finora non tiene conto degli altri benefici prodotti dal meccanismo (acquisizione dati, sviluppo mercato, occupazione, etc.) e dell'andamento dei prezzi futuri, ipotizzati mediamente in linea con quelli dell'ultimo decennio. In ogni caso, per assicurare l'efficacia economica dello schema, appare utile pensare a un ridisegno delle regole – necessario per far fronte all'imprevista mancanza di TEE prodotta dalle truffe e dalle azioni conseguenti adottate dal GSE nei confronti dei progetti standard – capace di produrre una riduzione del prezzo dei TEE nei prossimi mesi, perlomeno per i certificati riferiti a progetti che beneficiano del coefficiente  $\tau$ . Il rischio altrimenti è di trovarsi con uno schema che assorbe risorse degli utenti finali in modo inefficiente, con conseguenze negative per i progetti che avrebbero bisogno del sostegno e per la capacità del Paese di raggiungere gli obiettivi comunitari.

<sup>8</sup> Ottenuto come valore medio dei prezzi 2009-2018 elaborati da dati ISTAT.

<sup>9</sup> Non si hanno dati sull'addizionalità media. In pratica poteva variare dal 100% (tutti i risparmi generati considerati addizionali) a valori molto bassi, esemplificati in tabella dal caso al 10%.

<sup>10</sup> Il prof. De Paoli, nell'articolo "La promozione del risparmio energetico in Italia: i certificati bianchi" pubblicato sul numero 4/2017 della rivista "Energia", propone di ridurre il valore dell'import evitato al 25%-50%, per tenere conto di una propensione di spesa da parte dei contribuenti, o meglio degli acquirenti di elettricità e gas, in linea con la fiscalità sui redditi. Trattandosi di un reddito generato dal meccanismo, però, e collegato ad obblighi comunitari (direttiva 2012/27/UE art. 7), si ritiene qui di non considerare questa ipotesi, che ovviamente rende l'opzione TEE a 250 euro non conveniente anche con le regole definite nel 2017 e nel 2018.

# 6 I fatti dell'energia nella comunicazione

## 6.1 L'energia nella stampa generalista nel I trimestre 2018

Nel primo trimestre 2018 sono stati esaminati 665 articoli pubblicati sulle quattro principali testate giornalistiche italiane e relativi ai temi dell'energia e della sostenibilità. Si riassumono di seguito gli argomenti più trattati.

Con riferimento al **mercato internazionale dell'energia**, l'andamento del **prezzo del petrolio** - che nel trimestre considerato ha raggiunto i 70 \$ al barile, il valore massimo negli ultimi tre anni - è stato sotto osservazione nel corso dell'intero periodo. In estrema sintesi, i fatti maggiormente messi a fuoco sono stati: **l'aumento della produzione di shale oil americano**; l'intenzione palesata dall'OPEC e dalla Russia di confermare **i tagli alla produzione** fino alla fine dell'anno;

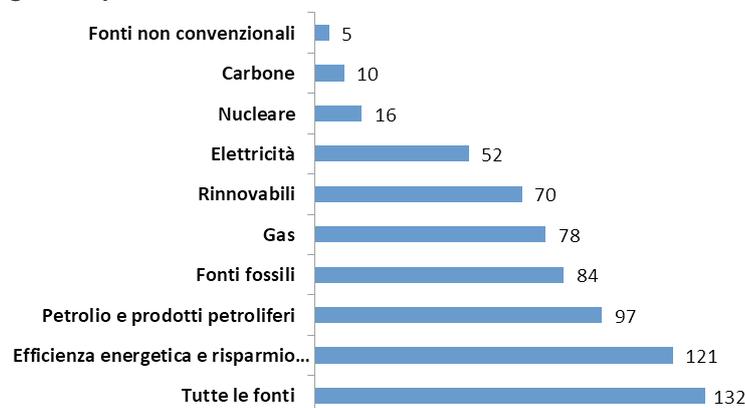


Figura 6.2 – Numerosità degli articoli per fonte energetica

za di articoli che trattano di **finanza sostenibile** e che fanno particolare riferimento allo sviluppo delle obbligazioni verdi (**green bonds**).

A proposito di **geopolitica dell'energia**, è stata ampiamente ripresa nel mese di febbraio 2018, la questione del **blocco**, al largo delle acque di Cipro, operato dalla Marina turca, **della piattaforma per esplorazioni di idrocarburi Saipem 12000**, noleggiata dall'ENI.

Nei primi giorni di marzo, inoltre, tutte le testate si sono occupate **delle tensioni tra Russia e Ucraina** che hanno messo in pericolo le forniture di gas in Europa, proprio mentre i prezzi continuavano a correre a causa dell'aumento della domanda. La forte dipendenza dei Paesi dell'Unione Europea dalla Russia per le importazioni di gas naturale è stata posta in evidenza.

Sottolineata, inoltre, l'importanza della costruzione del gasdotto **TAP (Trans Adriatic Pipeline)** per il mercato del gas europeo, più volte al centro delle contestazioni delle comunità locali in Puglia.

Infine, alcuni articoli, pubblicati all'inizio dell'anno, hanno parlato del via libera dell'Amministrazione Trump alle **trivellazioni offshore al largo delle coste degli Stati Uniti**.

Relativamente al **Mercato e politica nazionali dell'energia** sono stati costantemente forniti aggiornamenti normativi e chiarimenti sugli **incentivi fiscali per interventi di efficienza energetica negli edifici**. Inoltre, altri temi più volte trattati sono stati: le **variazioni delle condizioni economiche della fornitura di elettricità e gas** per i consumatori in maggior tutela decise da ARERA alla fine del 2017 e del primo trimestre 2018; la **socializzazione delle morosità** (sia dei clienti finali che delle società di vendita) **sugli oneri di sistema elettrici** (Delibera 50/2018 e Documento di Consultazione 52/18 di ARERA); l'autorizzazione della Commissione europea all'introduzione del **mercato della capacità in Italia**.

Tra le **tecnologie energetiche**, quelle legate alla **mobilità sostenibile** sono state ancora una volta le più considerate. In particolare, sono state illustrate le strategie intraprese da alcune industrie del settore per la scelta dei carburanti e per la diffusione sul mercato dell'**auto elettrica e di quella ibrida**. La numerosità degli articoli è riconducibile anche allo svolgersi nel trimestre di due importanti appuntamenti annuali: il Consumer Electronics Show (CES) di Las Vegas e il salone dell'auto di Ginevra.



Figura 6.1 – Numerosità degli articoli per argomenti trattati

la possibilità che l'**Opec Plus** diventi un'organizzazione permanente entro la fine del 2018 in modo da governare l'offerta di petrolio per un periodo di 10-20 anni; infine il debutto alla Borsa di Shanghai dei **futures cinesi sul greggio** (i primi a poter essere scambiati in Cina anche da soggetti stranieri).

Sempre nell'ambito delle questioni legate al mercato petrolifero, anche in questo trimestre, la stampa ha continuato a fornire informazioni sull'evolversi della vicenda della **quotazione in borsa del 5% del capitale della società Saudi Aramco**, che è controllata dal governo dell'Arabia Saudita.

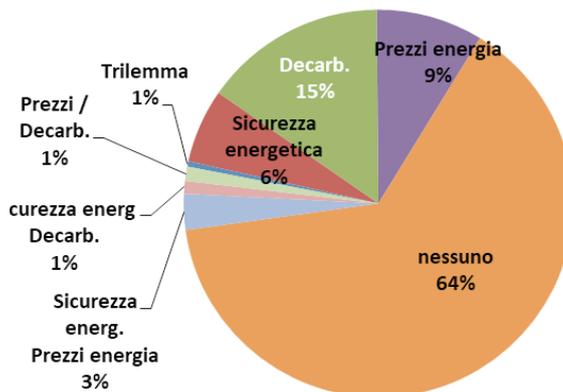
Infine, è stata rilevata una significativa presen-

Fra i temi inerenti **l'impatto ambientale**, quello preponderante è stato **l'Ilva di Taranto** e, più in particolare, la trattativa sulle integrazioni al decreto sul nuovo piano ambientale, già impugnato dalla Regione Puglia e dal Comune di Taranto in quanto non fornirebbe sufficienti garanzie per la salute dei cittadini. L'ultima notizia sull'argomento, fornita da più di una testata, ha riguardato l'apertura del cantiere per la copertura dei parchi minerali.

Si è parlato di **inquinamento dell'aria**, soprattutto con riferimento alle misure che alcune città stanno adottando al fine di combatterlo. L'argomento è stato anche oggetto di trattazione in ambito nazionale in occasione della presentazione di un rapporto di Legambiente, in ambito internazionale in coincidenza con lo scadere dell'*ultimatum* della Commissione Europea nei confronti di nove Paesi posti sotto osservazione per la qualità dell'aria.

Nel trimestre, il 32% degli articoli ha trattato le questioni relative agli "Operatori dell'energia" (Figura 6.1), seguite dalle "Tecnologie energetiche" (14%) e dal "Mercato nazionale energia e politica energetica nazionale" (13%). Per quello che riguarda la distribuzione degli articoli per fonti di energia (Figura 6.2), "Tutte le fonti" (20%) ed "Efficienza energetica" (18%) hanno una frequenza vicina, seguita dalla fonte "Petrolio e prodotti petroliferi" (15%).

La Figura 6.3 riporta la ripartizione degli articoli apparsi sulla stampa generalista rispetto alle voci del Trilemma energetico. Tra quelli classificabili, il numero più cospicuo afferisce alla voce "Decarbonizzazione" (15%), seguita da "Prezzi dell'energia" (9%) e "Sicurezza energetica" (6%). Peraltro, anche per questo trimestre, il Trilemma nel suo insieme è stato poco affrontato.



**Figura 6.3 – Frequenza delle componenti del Trilemma**

## 6.2 L'energia nella stampa specialistica nel I trimestre 2018

I testi analizzati per la stampa specialistica sono costituiti dall'insieme del titolo, occhietto e sommario relativo a 380 articoli comparsi nei mesi di gennaio, febbraio e marzo 2018. Le figure sotto riportate (Figura 6.4, Figura 6.5 e Figura 6.6) offrono una rappresentazione visiva sintetica e immediata del contenuto rilevato mediante gli strumenti della network analysis, che 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.

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

- La legge di bilancio 2018 proroga di un anno, al 31 dicembre 2018, la scadenza della detrazione del 65% per le spese relative agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici il cui importo è ridotto al 50 per alcuni interventi;
- il Parlamento Europeo ha approvato nuovi e più ambiziosi obiettivi vincolanti per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Gli eurodeputati hanno chiesto di arrivare entro il 2030 al 35% di efficienza energetica, ad una quota minima pari almeno al 35% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia e a una quota del 12% di energia da fonti rinnovabili nei trasporti;
- il report di IRENA conferma anche per il 2017 i trend positivi in termini di riduzione dei costi della generazione elettrica da fonti rinnovabili e in particolare da fotovoltaico ed eolico;
- gli investimenti nelle FER sono aumentati del 15% in Italia nel 2017 secondo il rapporto Bloomberg New Energy Finance;
- Terna porta avanti il piano per la sicurezza energetica e gli interventi sulla rete con nuovi elettrodotti;
- l'analisi del mercato delle auto solleva la questione delle ripercussioni della politica ambientale di riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> sul parco auto diesel.

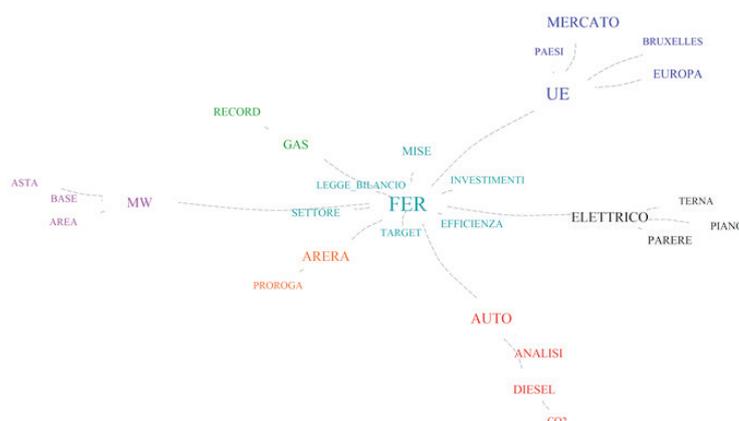


Figura 6.4 – Grafo per il mese di gennaio, stampa specialistica

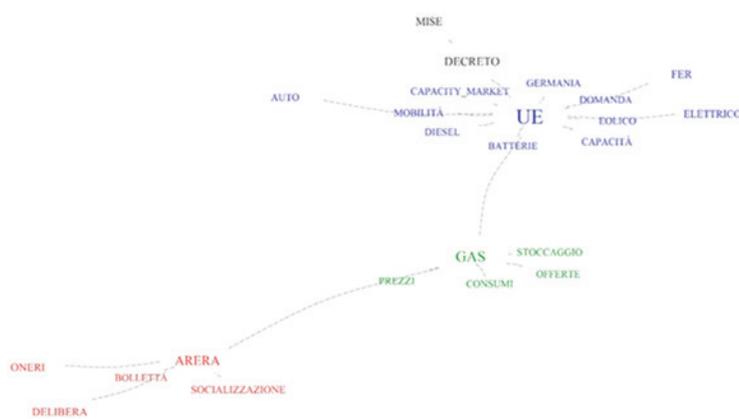


Figura 6.5 – Grafo per il mese di febbraio

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

- Approvato da Bruxelles il meccanismo del *Capacity market* per l'Italia necessario a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. Il piano, della durata di dieci anni, prevede riforme del mercato che riguardano anche migliorie della rete di trasmissione nazionale;
- continua in Europa il dibattito sul diesel anche per la vicenda tedesca con l'opposizione di alcuni governi locali alla circolazione dei veicoli diesel in disaccordo con la politica del governo centrale;
- sempre in tema mobilità l'Europa è impegnata nel promuovere l'auto elettrica mediante il lancio dell'Alleanza Europea per le batterie, una iniziativa che vede assieme industria, Stati membri e finanziamenti della Bei;
- attivismo del MISE su una serie di decreti ministeriali, dalla Legge concorrenza per il superamento della tutela, al decreto sui carburanti, sulla incentivazione alle FER non fotovoltaiche, per la promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti e le agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale;
- dibattito sul tema della socializzazione delle morosità delle bollette. Avanzate diverse critiche e richieste di chiarimenti per la delibera 50/2018 dell'autorità dell'Energia (ARERA) che prevede un meccanismo per recuperare, attraverso la bolletta dell'energia elettrica, una parte degli oneri generali versati dalle società di distribuzione agli enti preposti e non ancora pagati dalle società di vendita.

Il mese di **marzo** (Figura 6.6) conferma l'attenzione rivolta ai temi del bimestre precedente come il decreto Rinnovabili e la mobilità elettrica. Marzo è anche il mese delle consultazioni elettorali spesso nominate negli articoli della stampa specialistica.

- Commenti e reazioni per la bozza di Decreto Rinnovabili in discussione al MiSE nelle quali si parla di incentivi dedicati all'energia elettrica da impianti FER per il triennio 2018-2020. Si parla di eolico, fotovoltaico, idroelettrico, geotermia, a gas derivati da processi depurativi o a gas da discarica. Il decreto prevede due forme di incentivazione, il registro e l'asta, in funzione della potenza installata;
- la mobilità elettrica in Italia e la crisi del diesel in tutta Europa attraverso due appuntamenti importanti per gli operatori del settore: le elezioni italiane e l'arrivo di ulteriori misure relative al pacchetto mobilità sostenibile della commissione europea;
- firmato il decreto interministeriale che promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- gas sotto osservazione. Il settore termico vede ARERA alle prese con il prossimo passaggio al mercato di fine tutela e con le controversie nella *retail*. In ambito infra-

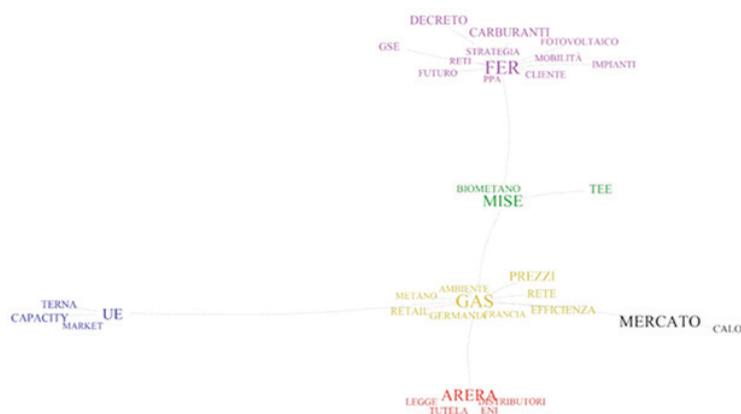


Figura 6.6 – Grafo per il mese di marzo

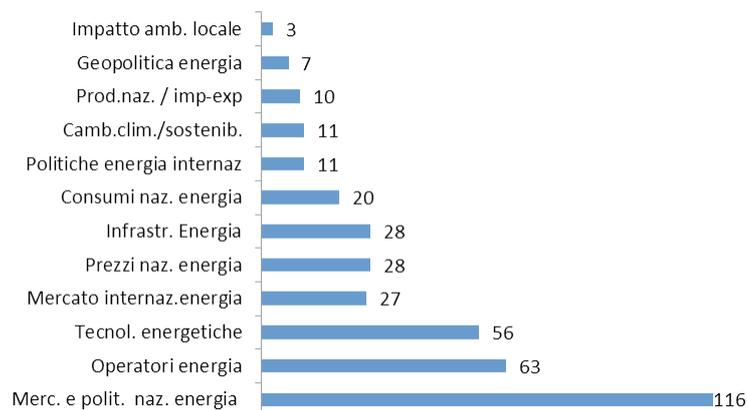


Figura 6.7 – Numerosità degli articoli per argomenti trattati

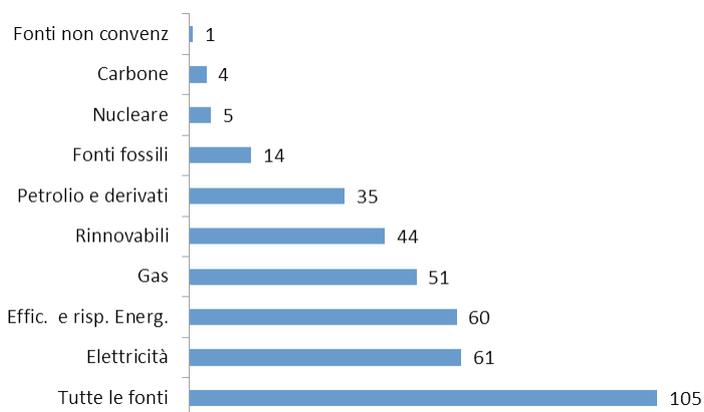


Figura 6.8 – Numerosità degli articoli per fonte energetica

riguardano, tra i primi gruppi, gli stessi argomenti trattati dalla stampa generalista anche se in ordine inverso: il "Mercato nazionale energia e politica energetica nazionale" (31%), gli "Operatori dell'energia" (17%) e le "Tecnologie energetiche" (15%).

Considerando la ripartizione degli articoli per fonte energetica, dopo il gruppo prevalente che riguarda "Tutte le fonti" (28%), seguono gli articoli relativi a "Elettricità" ed "Efficienza energetica" (entrambi al 16%). Minoritari rispetto alla stampa generalista risultano gli articoli sul "Petrolio e derivati" per la diversa attenzione rivolta alla geopolitica ed alla dinamica dei prezzi del barile.

L'analisi secondo il Trilemma rileva una ripartizione sostanzialmente omogenea nella classificazione "Prezzi dell'Energia", "Decarbonizzazione" e "Sicurezza Energetica" (Figura 6.9).

strutturale domina l'attenzione alla rete gas, ai punti vendita e alle posizioni degli operatori.

- pubblicato da Terna il documento sul *Capacity market*, il cui meccanismo remunerativo è passato al vaglio della Commissione Europea, per una consultazione con gli operatori del settore;
- ultimo aggiornamento trimestrale effettuato da ARERA che evidenzia un deciso ribasso per le bollette di elettricità e gas, spinto sostanzialmente dal calo dei prezzi all'ingrosso, legato anche alla stagionalità.

Gli articoli trattati dalla stampa specialistica

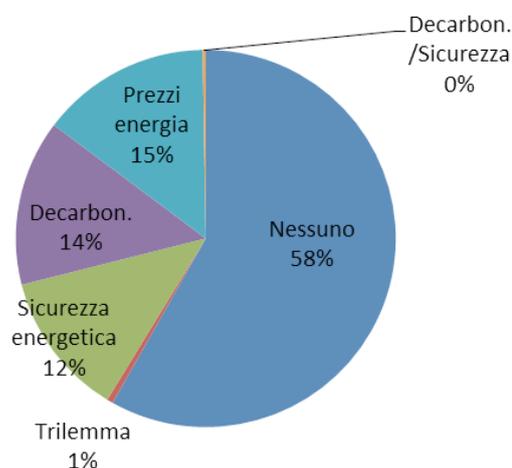


Figura 6.9 – Frequenza delle componenti del Trilemma

<i>Stampa generalista</i>	<i>Stampa specialistica</i>
<b>MERCATO INTERNAZIONALE ENERGIA</b>	<b>MERCATO INTERNAZIONALE ENERGIA</b>
Mercato e prezzo del petrolio	Nuovi obiettivi UE sull'efficienza energetica e rinnovabili
Aumento produzione shale oil	Mobilità in UE: lancio dell'Alleanza Europea per le batterie
Tagli alla produzione OPEC e Russia	
OPEC Plus	
Futures cinesi sul greggio	
Quotazione in borsa Saudi Aramco	
Finanza sostenibile – Green Bonds	
<b>GEOPOLITICA DELL'ENERGIA</b>	<b>GEOPOLITICA DELL'ENERGIA</b>
Blocco piattaforma Saipem 12000 al largo delle acque di Cipro	
Tensione tra Russia e Ucraina	
TAP (Trans Adriatic Pipeline)	
Trivellazioni offshore Stati Uniti	
<b>MERCATO e POLITICA ENERG. NAZIONALI</b>	<b>MERCATO e POLITICA ENERG. NAZIONALI</b>
Efficienza Energetica Edifici	Riqualficazione e efficienza Energetica Edifici
Variazioni condizioni economiche elettricità e gas consumatori mercato maggior tutela	Variazioni condizioni economiche elettricità e gas consumatori mercato maggior tutela
Socializzazione morosità sugli oneri di sistema	Socializzazione morosità sugli oneri di sistema
Mercato della capacità in Italia	Mercato della capacità in Italia
	Implementazione infrastrutture rete elettrica nazionale
	Decreto interministeriale biometano e biocarburanti trasporti
	Decreto MiSE rinnovabili, triennio 2018-2020
<b>TECNOLOGIE ENERGETICHE</b>	<b>TECNOLOGIE ENERGETICHE</b>
Mobilità sostenibile e auto elettrica e ibrida	Mobilità sostenibile e auto elettrica e ibrida
<b>IMPATTO AMBIENTALE LOCALE</b>	<b>IMPATTO AMBIENTALE</b>
ILVA Taranto (integrazioni nuovo piano ambientale)	
Inquinamento dell'aria	Dibattito sui veicoli diesel in Europa

**Figura 6.10 – Raffronto dei principali temi dell'energia nella stampa generalista e in quella specialistica nel primo trimestre 2018**

Il raffronto degli argomenti emersi negli articoli della stampa generalista e specialistica, nel corso del primo trimestre 2018, riportato schematicamente in Figura 6.10, consente di individuare alcune sostanziali differenze nell'importanza attribuita agli ambiti nazionali e internazionali. La stampa generalista infatti è risultata molto più attenta ai temi che riguardano il Mercato Internazionale dell'Energia ed alla Geopolitica dell'Energia. Ciò riguarda le notizie relative alle fonti fossili, in particolare sulla produzione, sui prezzi, sulla dinamica dei mercati finanziari e degli operatori internazionali, e sulle tensioni legate alla corsa per lo sfruttamento dei nuovi giacimenti. La stampa specialistica è risultata invece assai più attenta alle dinamiche del Mercato interno e della politica energetica nazionale.

## 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.

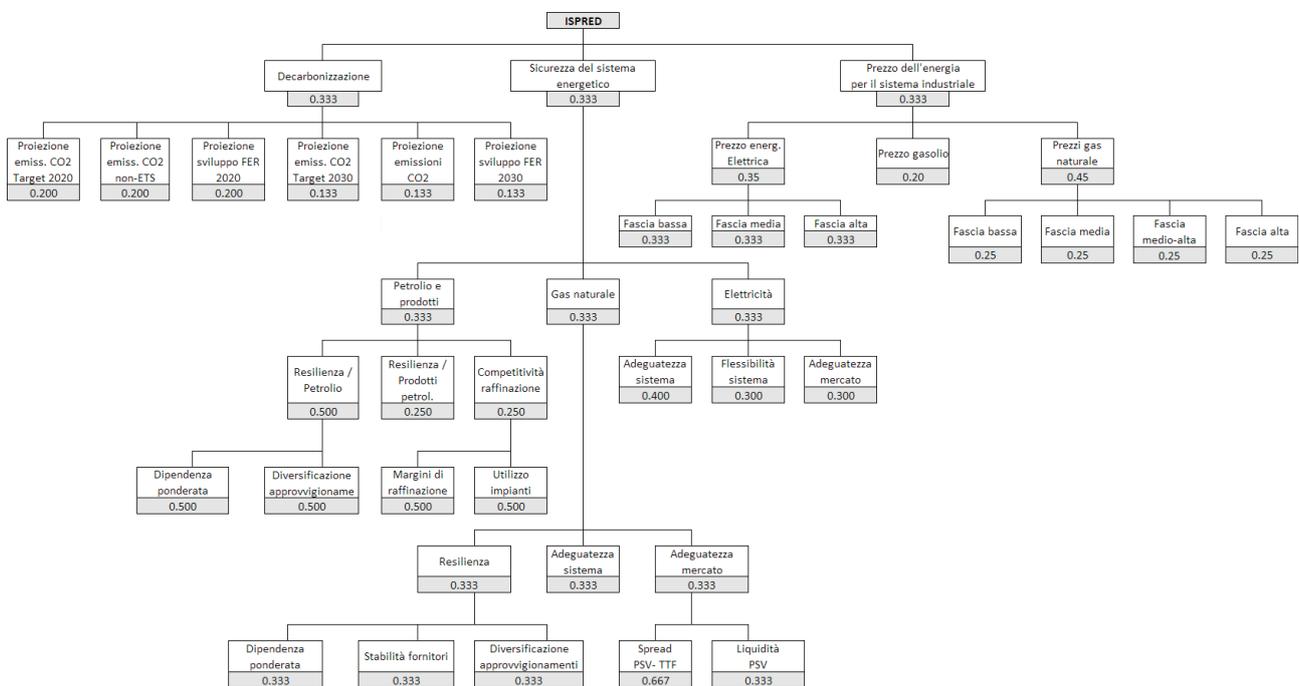


Grafico 1 – Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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	Margini di raffinazione (\$/bl)
			Utilizzo impianti (%)
	Gas naturale	Resilienza del sistema gas	Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema
			Stabilità dei fornitori - indice OECD / IEA
			Diversificazione approvvigionamenti (HHI)
		Adeguatezza del sistema gas	Minimo indice di flessibilità residua (% di capacità di import in eccesso rispetto alla domanda)
	Energia elettrica	Adeguatezza del mercato gas	Integrazione con i mercati del Nord Europa Spread PSV-TTF (€/MWh)
			Liquidità PSV - Distanza della media dei mercati UE (TWh)
Adeguatezza del sistema elettrico		Margine di riserva minimo (%)	
		Flessibilità del sistema elettrico	Variazione oraria della produzione intermittente (% 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 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano**

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 D.P.R. 412/93 aggiornata al 31 ottobre 2009). Così come per la variabile "proxy Gradi Giorno", anche la proxy Cold Degree Days (CDD) viene calcolata sui dati relativi alla stazione meteorologica Firenze Peretola. Per CDD si intende la somma degli scostamenti (non negativi) tra la temperatura media esterna giornaliera e la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 23 °C.

Per i valori di temperatura sono stati utilizzati fino al dicembre 2015 i dati ISPRA (relativi come detto alla stazione di Firenze Peretola); per l'anno 2016 i dati provengono invece da un sito web di meteorologia (<http://en.tutiempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dati:

- ISTAT <http://dati.istat.it/>
- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>

- ISPRA [http://www.scia.isprambiente.it/home\\_new.asp](http://www.scia.isprambiente.it/home_new.asp)
- <http://en.tutempo.net/climate/italy.html>
- ISTAT <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>
- AEEG [www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls](http://www.autorita.energia.it/allegati/faq/AggTabellaA.xls)

### Figura 2.2 – Evoluzione temporale del PIL e produzione industriale (var. tendenziale su base trimestrale, %)

Fonte dati:

- 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 dell'industria e dei 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 – PIL, produzione industriale, Prezzi e Proxy GG (asse destro), media mobile ultimi quattro trimestri

Vedi Figura 2.1

### Figura 2.5 – Bilancio domanda/offerta (Mbbbl/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 (dati storici e previsioni della Banca Mondiale)

La fonte dei dati sulla produzione di petrolio è [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

### Figura 2.7 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/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 – Prezzo del gas natural al TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)

Elaborazione ENEA

### Figura 2.9 – Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

- gas naturale (fonte MiSE, bilancio mensile del gas naturale)
- petrolio, compreso biodiesel (elaborazioni su dati mensili MiSE di consumi petroliferi);
- energia idraulica, geotermica, solare ed eolica: valorizzate a 2200 kcal/kWh, come nel bilancio energetico MiSE (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- import netto elettricità, valorizzato a 2200 kcal/kWh (elaborazioni su dati Terna, rapporto mensile);
- solidi: comprendono carbone, biomasse e rifiuti destinati alla generazione elettrica; elaborazioni su dati mensili MiSE (bollettino petrolifero), Newsletter trimestrale di Elettricità Futura, Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MiSE (consumi petroliferi).

I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura dell'Analisi trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti. Ogni eventuale modifica, anche parziale, della stima dei consumi di energia, sarà in ogni caso riportata ed evidenziata nei Rapporti ENEA successivi

Fonti dati:

- Bilancio mensile gas, MiSE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>
- Gas Trasportato Giornaliero, SNAM, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.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](http://www.elettricitafutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html)

### Figura 2.10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.11 – 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 elettricità. Le variazioni sono espresse in Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.12 – Trend dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (somma ultimi quattro mesi, 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/](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/dispatchamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Assoelettrica <http://www.assoelettrica.it/i-dati-congiunturali-del-settore-elettrico-italiano/>

### Figura 2.13 – 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/dispatchamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MiSE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.14 – 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 2.15 – Fonti primarie per la generazione elettrica nazionale (var. tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.16 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e variazione dai valori medi trimestrali decennio 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/dispatchamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

### Figura 2.17 – Variazione trimestrale dei consumi di energia finale (variazione tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.18 – Consumi di energia nei settori di impiego finale (variazione tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.19 – Consumi di benzina, carboturbo, gasolio motori e GPL autotrazione (var. tendenziale, Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 2.9.

### Figura 2.20 – 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/y8hg987a>
- Indice di Mobilità Rilevata (IMR) rilevato dall'ANAS, <http://www.stradeanas.it/it/le-strade/osservatorio-del-traffico>

### Figura 2.21 – 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 2.9
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: [http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC\\_INDXPIND\\_1](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPIND_1)

### Figura 2.22 – Industria: consumi finali di energia, indice della produzione industriale dei beni intermedi e totale industria (media mobile ultimi 4 trimestri, 2015=100)

Fonti dati: vedi nota Figura 2.21.

### Figura 2.23 – 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 2.9
- L'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA.

### Figura 2.24 – Stime degli effetti e rispettivi trend

ISTAT, Conti dell'impiego di energia: Impiego di energia delle attività economiche per tipo di impiego ([http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCN\\_PRODENER](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCN_PRODENER)). Il trend è stato ottenuto mediante l'applicazione di un filtro Hodrick-Prescott. L'operazione di estrapolazione del trend è stata preceduta dalla verifica delle ipotesi di stazionarietà. Alla luce del test KPSS non può essere rifiutata l'ipotesi di stazionarietà al livello del 5%. Ciò naturalmente è imputabile al fatto che le serie in esame sono relative alle differenze percentuali e rende la stima del trend più affidabile.

### Figura 2.25 – Stima dell'importanza relativa degli effetti per scansioni temporali

L'importanza relativa di ciascuna componente viene stimata in funzione dello scarto rispetto alla variazione complessiva. In particolare, per un dato periodo osservato, può essere definita come:

$$\frac{1}{\sum_{j=1}^n AbsRes} \div \frac{1}{\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^3 AbsRes}$$

dove:

n = numero anni considerati;

i = singola componente (Struttura, Intensità, Attività);

j = anno considerato;

AbsRes = Residuo assoluto, definito come:  $AbsRes = | \text{Effetto } i - \text{Variazione totale} |$

### Figura 2.26 – Dinamica del rapporto tra consumi di energia e produzione in MJ/€, 1995-2015 (a) e 2005-2015 (b)

Elaborazione ENEA.

### 3. Decarbonizzazione del sistema energetico

#### Figura 3.1 – Emissioni totali di CO<sub>2</sub> del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

La suddivisione delle emissioni di CO<sub>2</sub> tra settori ETS e settori non-ETS è una stima ENEA a partire da dati ISPRA e EEA:

- <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- <http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 2.26.

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.

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 CO<sub>2</sub> dei settori (variazioni tendenziali, kt CO<sub>2</sub>)

Vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

#### Figura 3.4 – Emissioni di CO<sub>2</sub> da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO<sub>2</sub> del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO<sub>2</sub>/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 (vedi nota Figura 2.9).

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/rappormentensile.aspx>

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

Vedi nota Figura 2.9.

#### Figura 3.6 – Emissioni di CO<sub>2</sub> del settore civile e proxy gradi giorno (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

#### Figura 3.7 – Emissioni di CO<sub>2</sub> e consumi di energia del settore trasporti, PIL (2010=100, media mobile 4 trimestri)

Vedi nota Figura 3.1 e Figura 3.2.

#### Figura 3.8 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (media ultimi quattro trimestri, asse sn) ed emissioni medie di CO<sub>2</sub> dei veicoli immatricolati (gCO<sub>2</sub>/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 3.9 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (var. tendenziale trimestre su trimestre)

Vedi nota Figura 3.8.

### Figura 3.10 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

La variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> all'energia consumata, al prodotto interno lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (CO<sub>2</sub>/Energia) e l'intensità energetica dell'attività economica (Energia/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 3.10 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2010.

### Figura 3.11 – Emissioni di CO<sub>2</sub> in Italia e suoi driver (2010=100)

Vedi nota Figura 3.1.

## 4. Sicurezza del sistema energetico italiano

### Figura 4.1 – Import netto di greggio (kt: asse; variazione percentuale trimestrale asse sn)

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

### Figura 4.4 – Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

Sono riportati i valori della media pesata del grado API e del tenore di zolfo dei dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati MiSE

[http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino\\_nuovo/indice.asp?anno=2018](http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino_nuovo/indice.asp?anno=2018)

#### Figura 4.5 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

#### Figura 4.6 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

#### Figura 4.7 – 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

#### Figura 4.8 – Rapporto tra produzione interna e 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](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_102m&lang=en)

#### Figura 4.9 – 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 4.10 – Differenziale tra Brent e WTI (\$/bbl) e tra i margini di raffinazione negli USA e in Europa

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 4.11 – 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 4.12 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm<sup>3</sup>, asse sx) e generazione elettrica da carbone nell'UE (GWh, asse dx)

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

#### Figura 4.13 – Importazioni di gas in Europa per origine (scostamento rispetto alla media decennale, Mm<sup>3</sup>, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia 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 4.14 – Tasso di utilizzo del gasdotto Nord Stream e delle rotte ucraine del gas russo verso Polonia e Slovacchia nell'ultimo inverno

Fonti dati:

- IEA, Gas trade flows.

#### Figura 4.15 – Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm<sup>3</sup>)

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

[http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/)

#### Figura 4.16 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (Miliardi di m<sup>3</sup>)

Fonte dati: vedi nota della Figura precedente.

#### Figura 4.17 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm<sup>3</sup>)

Fonte dati: vedi nota della Figura precedente.

#### Figura 4.18 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm<sup>3</sup>)

Fonte dati: vedi nota della Figura precedente.

#### Figura 4.19 – Importazioni mensili di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse dx)

Fonti dati:

- SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, [http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita\\_gas\\_trasportato/2\\_Andamento\\_dal\\_2005/](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 4.20 – Indice N-1 (Mm<sup>3</sup>/g) per l'Italia

L'indicatore N-1 descrive la capacità del sistema gas di soddisfare la domanda di picco giornaliera in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione durante un giorno di domanda eccezionalmente elevata, occorrente con la probabilità di una volta ogni 20 anni. Le infrastrutture includono la rete di trasmissione, la produzione e

$$N-1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N-1 \geq 100\%$$

- N-1 = percentuale della capacità tecnica delle infrastrutture di soddisfare il picco giornaliero di domanda di gas naturale in caso di interruzione della principale infrastruttura di importazione
- $D_{max}$  = Domanda giornaliera totale di gas in un giorno di domanda eccezionale (massimo ventennale)
- $EP_m$  = Technical capacity of entry points other than production, LNG and storage
- $P_m$  = Massima capacità di produzione giornaliera interna
- $S_m$  = massima capacità di erogazione giornaliera dagli stoccaggi
- $LNG_m$  = Massima capacità di importazione dai terminali di liquefazione
- $I_m$  = Capacità tecnica della maggiore infrastruttura di importazione

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati SNAM Rete Gas, MiSE, fonti varie.

#### Figura 4.21 – 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 4.22 – 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](https://www.leba.org.uk/pages/?page_id=59)

#### Figura 4.23 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

#### Figura 4.24 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

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

#### Figura 4.25 – Punta di domanda in potenza (GW)

Punta di domanda in potenza raggiunta in ciascun mese del 2016 e del 2017 e valori minimi e massimi di ogni mese nel periodo 2007-2017.

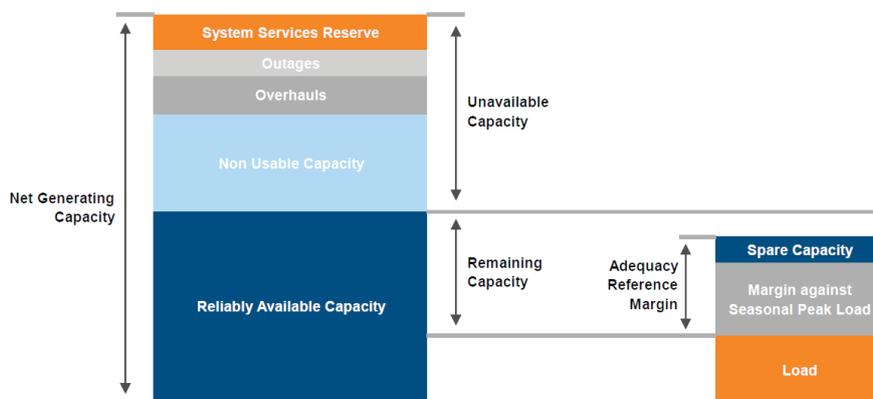
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

#### Figura 4.26 – 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 4.27 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

L'eccesso di capacità è calcolato in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report (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, elettricità importata dall'estero in quell'ora (stimata a partire dai dati orari di generazione pubblicati da Terna).

I valori pubblicati in Figura 4.27 fanno riferimento all'eccesso di capacità massimo dell'1% delle ore più critiche di ogni trimestre, vale a dire le 21 ore (sulle 2160 del trimestre) che registrano i più bassi valori di eccesso di capacità.

Fonti dati:

- Capacità termoelettrica installata: elaborazione su dati Terna e ENTSO-E.
- Indisponibilità: Terna, Ex ante information on planned outages of generation units.
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation, produzione effettiva delle unità di produzione indicata con dettaglio orario, pubblicata il giorno successivo a quello di competenza.
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>
- Margine di riserva per zona di mercato: Terna, Year-ahead forecast margin including peak load forecast - adequacy margin [MW] at time of annual peak load, diversi anni.
- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

#### Figura 4.28 – Rischio di eccesso di produzione nel corso dell'estate 2018 (ipotesi di alta produzione da FRP e bassa domanda)

Elaborazioni ENEA su dati Terna:

- Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>
- Generazione elettrica oraria per fonte: Terna, Ex post data on the actual generation

#### Figura 4.29 – Prezzo unico nazionale medio e prezzo medio del gas al PSV (€/MWh) nel I trimestre 2018

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

#### Figura 4.30 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – I trimestre 2017 vs I trimestre 2018

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

#### Figura 4.31 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

#### Figura 4.32 – 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 4.33 – Spark spread 2008-2018 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 4.34 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, I trimestre 2018 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

## 5. Prezzi dell'energia per il sistema industriale

#### Figura 5.1 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto delle imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 500 MWh. Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella [Direttiva 2008/92/CE](#) e nella sezione "[Explanatory text \(metadata\)](#)" della tabella ad essi relativa. Per la ricostruzione del prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia non domestico (in figura "piccola impresa") si sono prese a riferimento alcune tipologie d'impresa rilevate da REF Ricerche nell'ambito delle attività di rilevazione dei prezzi dell'energia pagati dalle imprese italiane. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 169 MWh, potenza impegnata di 95 kW, in bassa tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "piccola impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La stima di prezzo è al netto dell'IVA e corrisponde alla somma delle voci "Materia energia", "Trasporto e gestione del contatore" e "Oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "Materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'ARERA, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I dati presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW. I pesi assegnati riflettono l'ipotesi di distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica per l'impresa considerata e sono: 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. La "quota fissa" della voce "Materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'ARERA, suddivisa per

il consumo annuo di energia. La voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'ARERA per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti di cui sopra, suddivisa per il consumo annuo di energia. La "quota potenza" della voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come prodotto della componente DIS per la potenza disponibile diviso per il consumo annuo di energia. La voce "oneri di sistema" corrisponde alla media dei valori trimestrali forniti dall'ARERA per il semestre di riferimento. La "quota fissa" e la "quota potenza" della voce "oneri di sistema" sono calcolate come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivise per il consumo annuo di energia.

#### **Figura 5.2 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)**

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 2.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e tra 500 e 2.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 557 MWh, potenza impegnata di 257 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "media impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di Figura 81.

#### **Figura 5.3 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)**

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. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 20.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh e tra 2.000 e 20.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 2.505 MWh, potenza impegnata di 984 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "grande impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La "quota energia" e la "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" sono calcolate come indicato nella metodologia di Figura 67. Il valore ottenuto è successivamente moltiplicato per il complemento a 1 della differenza in percentuale tra il valore medio della componente di approvvigionamento delle imprese in Bassa Tensione e quelle in Media Tensione. La fonte del valore medio della componente di approvvigionamento è la Relazione Annuale dell'AEEGSI. Per il 2016 si utilizza la media delle differenze dei tre anni precedenti.

#### **Figura 5.4 – Prezzo trimestrale dell'energia elettrica per l'impresa italiana con consumi di 2,5 GWh annui**

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

#### **Figura 5.5 – Oneri di sistema**

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

#### **Figura 5.6 – Variazione trimestrale componenti PD e PE del prezzo dell'en. elettrica per utenze non domestiche (>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. Il prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa corrisponde a quello di Figura 85.

#### **Figura 5.7 – Aliquota per componente Ae per un "cliente tipo"**

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

### Figura 5.8 – Aliquota per componente UC7 per un “cliente tipo

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

### Figura 5.9 – Utenze domestiche di tipo 1. Composizione della tariffa

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

### Figura 5.10 – Utenze domestiche di tipo 2. Composizione della tariffa

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

### Figura 5.11 – Utenze domestiche di tipo 3. Composizione della tariffa

Elaborazioni ENEA su dati ARERA.

### Figura 5.12 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali paesi europei (€/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 – Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

Vedi nota della Figura precedente.

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

Vedi nota della Figura precedente.

### Figura 5.15 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sn €/GJ, asse dx €/MWh)

La figura mette a confronto il costo all’ingrosso della materia prima e i prezzi al consumatore finale industriale del gas in Italia e nei principali Paesi europei. I dati semestrali sui prezzi del gas sono tratti da Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)). La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ (quarta fascia Eurostat), che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell’utenza industriale italiana. Questa tipologia di utenza è definita medio-alta in funzione esclusivamente dei livelli di consumo annuo di gas e non in base al numero dei dipendenti e fatturato.

Per il costo all’ingrosso della materia prima si è fatto riferimento al prezzo spot registrato sul mercato olandese TTF (Title Transfer Facility), tenuto conto che la maggior parte dei contratti di fornitura a clienti industriali sono indicizzati al TTF. Il termine prezzo spot è qui utilizzato in senso lato con riferimento ai mercati all’ingrosso del gas, dove vengono negoziati prodotti “a pronti e/o prodotti a termine”, in contrapposizione ai contratti pluriennali di importazione.

### Figura 5.16 – Prezzo gas per l’industria al netto delle imposte: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ). Variazione II semestre 2017/ I semestre 2017 (%)

Il confronto europeo sulle variazioni percentuali (secondo semestre 2016 rispetto al primo semestre 2017) dei prezzi del gas al netto di tutte le imposte e oneri per i principali paesi europei è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)).

### Figura 5.17 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera i prezzi al netto delle imposte recuperabili (IVA), per analizzare l’effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l’acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000 -10.000 GJ (seconda fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei 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, indicata in figura, si 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. I valori si riferiscono a un consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno e sono stati calcolati come media dei valori delle fasce 5001 e 80.000 Smc/anno e 80.001 e 200.000 Smc/anno. Si è ipotizzato una perfetta corrispondenza tra prezzi del mercato tutelato e quelli praticati nel mercato libero. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

### Figura 5.18 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)) e considera solo i prezzi al netto delle imposte recuperabili (IVA), per analizzare l’effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l’acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 100.000 e 1.000.000 GJ, che presenta i maggiori volumi e, quindi, rappresentativa di gran parte dell’utenza industriale italiana. In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al nume-

ro dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza è definitiva medio-alta.

La ricostruzione dei prezzi praticati in Italia per l'utenza medio alta, indicata in figura, è stata effettuata riproporzionando i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi Figura 5.16) sulla base degli scostamenti tra i prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e della fascia con consumi compresi tra 100.000-1.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

#### **Figura 5.19 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili - consumo annuo 1.000.000 - 4.000.000 GJ) (€/GJ)**

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati semestrali Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte recuperabili (IVA), per analizzare l'effettivo onere economico sostenuto dalle imprese per l'acquisto del gas. La fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ (quinta fascia Eurostat). In funzione esclusiva dei livelli di consumo annuo di gas, e non in base al numero dei dipendenti e fatturato, questa tipologia di utenza, in assoluta prevalenza allacciata direttamente alla rete di trasporto, può essere definitiva come alta.

La ricostruzione degli andamenti dei prezzi praticati in Italia per l'utenza alta, indicata in figura, è stata effettuata riproporzionando i valori stimati della piccola utenza industriale (vedi Figura 5.16) sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e fascia con consumi compresi tra 1.000.000-4.000.000 GJ, di Eurostat. Ai prezzi al netto delle imposte sono stati aggiunti le imposte non deducibili (accise e addizionali regionali) previste dal regime fiscale vigente.

#### **Figura 5.20 – Quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia per fasce di consumo - Il semestre 2017**

La figura analizza l'incidenza percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo al lordo delle imposte nell'industria in Italia e in altri paesi europei in riferimento al secondo semestre 2017.

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non recuperabili è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) ed è stato ottenuto come differenza tra il "prezzo al netto dell'IVA e di altre imposte recuperabili" (Prec) e il "prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (Pnet). La quota percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(Prec - Pnet) / Ptot * 100$$

dove Ptot è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

Ai fini del confronto sono state considerate le principali fasce di consumo individuate da Eurostat per rappresentare tutte le diverse dimensioni d'impresa che compongono il sistema industriale europeo.

#### **Figura 5.21 – Prezzo gas per l'industria al netto delle imposte: e costo della materia prima gas (Cmem). Variazione Il semestre 2017/ I semestre 2018 (%)**

La figura mette a confronto le variazioni percentuali (primo semestre 2018 rispetto al secondo semestre 2017) dei prezzi del gas al netto di tutte le imposte della piccola utenza (consumo annuo 1.000-10.000 GJ) e della grande utenza (consumo annuo 1.000.000 - 4.000.000 GJ) stimate da ENEA con la variazione percentuale della componente CMEM (Componente costo medio efficiente del mercato) aggiornata trimestralmente da ARERA facendo riferimento al 100% ai prezzi spot del gas.

#### **Figura 5.22 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ**

L'incidenza percentuale dei servizi delle infrastrutture, di vendita e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto delle imposte è stata calcolata sulla base dei corrispettivi definiti trimestralmente da ARERA per i clienti domestici che hanno diritto al Servizio di tutela, prendendo a riferimento le fasce di consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno.

#### **Figura 5.23 – Costi dei servizi delle infrastrutture per ambiti territoriali: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/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, è cioè le aree geografiche dove trovano applicazione le tariffe per il servizio di distribuzione, sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

## 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 prima pagine.

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 6.2.

I testi esaminati nel trimestre sono stati 665, relativi ai quotidiani Sole 24 Ore (57%), Repubblica (19%), Corriere della Sera (15%), La Stampa (8%)

Rispetto alla collocazione risultano n. 1 articoli in Prima pagina, n. 651 articoli nelle pagine interne, n. 13 articoli pubblicati sui Magazine.

Rispetto alla tipologia si riportano le seguenti percentuali: articoli (70%), Notizia (22%) Corsivo/Fondo (2%), inchiesta (3%), intervista (3%), Editoriali (0%), Lettere (0%).

Il 14% degli articoli risulta annunciato nella prima pagina dei quotidiani.

### Figura 6.1 – Numerosità degli articoli per argomenti trattati

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

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 6.3 – Frequenza delle componenti del Trilemma

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 gennaio, 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 febbraio

Vedi nota di Figura 6.4.

#### **Figura 6.6 – Grafo per il mese di febbraio**

Vedi nota di Figura 6.4.

#### **Figura 6.7 – Numerosità degli articoli per argomenti trattati**

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**

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**

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 primo 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](http://www.enea.it)

Luglio 2018