

Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Il trimestre 2017



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Il trimestre 2017

n. 3/2017

2017 **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, Elena De Luca, Alessandro Zini, Andrea Fidanza,

Paola Del Nero, Laura Gaetana Giuffrida, Bruna Felici

- Capitolo 1: F. Gracceva, E. De Luca, A. Zini
- Capitolo 2: F. Gracceva, E. De Luca, A. Zini
- Capitolo 3: F. Gracceva, E. De Luca
- Capitolo 4: F. Gracceva, E. De Luca
- Focus: L'evoluzione della generazione nucleare in Francia. Quali impatti sul mercato elettrico italiano?
V. Bianco
- Capitolo 5: A. Fidanza, L. G. Giuffrida
- Capitolo 6: P. Del Nero, A. Fidanza, B. Felici, A. Zini

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

Sommario

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Sintesi dei contenuti | 4 |
| 1 Indice sintetico della transizione energetica | 6 |
| 2 Quadro di sintesi dei consumi di energia | 9 |
| 2.1 Variabili guida del sistema energetico | 9 |
| 2.2 L'andamento dei consumi energetici | 12 |
| 3 Decarbonizzazione del sistema energetico italiano | 15 |
| 4 Sicurezza del sistema energetico italiano | 18 |
| 4.1 Sistema petrolifero | 18 |
| 4.2 Sistema del gas naturale | 21 |
| 4.3 Sistema elettrico | 25 |
| FOCUS – L'evoluzione della generazione nucleare in Francia. Quali impatti sul mercato elettrico italiano? | 30 |
| 5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale | 33 |
| 5.1 Prezzi dell'energia elettrica | 33 |
| 5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi | 35 |
| 5.3 Prezzi del gas naturale | 36 |
| 6 I fatti dell'energia nella comunicazione | 38 |
| 6.1 L'energia nella stampa specialistica nel corso del II trimestre 2017 | 38 |
| 6.2 L'energia nella stampa generalista nel corso del II trimestre 2017 | 41 |
| 6.3 Analisi comparativa tra la stampa specialistica e generalista | 43 |
| Nota metodologica | 44 |

Sintesi dei contenuti

- Secondo la stima preliminare ENEA nel II trimestre 2017 i **consumi di energia primaria** sono rimasti sullo stesso livello dell'anno precedente, nonostante che dalle principali variabili guida (PIL, produzione industriale, temperatura, prezzi) sia venuta una lieve spinta alla domanda di energia. Il dato cumulato relativo all'intero primo semestre dell'anno mostra invece una crescita dello 0,6%.
- In termini di **fonti primarie** si è registrato un nuovo incremento significativo del gas naturale (+1,2 Mtep, +11% rispetto al II trimestre 2016) e un nuovo calo dei combustibili solidi (-9%) e del petrolio (-1%). Un nuovo calo subiscono anche le fonti energetiche rinnovabili, che scendono di 0,5 Mtep (-7%), trainate dalla forte riduzione della produzione idroelettrica, mentre è tornato alla normalità l'import netto di elettricità.
- Nel **sistema elettrico** gli ultimi dati sembrano indicare l'interruzione della tendenza alla diminuzione della richiesta di energia elettrica che ha caratterizzato gli ultimi cinque anni, e mostrano qualche timido segnale di ripresa (+1,4% la crescita della domanda nella prima metà dell'anno). Nella generazione **elettrica** è aumentata ancora la generazione da gas naturale (+5,6 TWh), che ha compensato la ridotta produzione idroelettrica (-2,7 TWh) e l'aumento della richiesta totale (+1,6 TWh), mentre si è esaurita la necessità di rimpiazzare le minori importazioni dalla Francia. È ancora in calo il ricorso al carbone, con un -11% che segue il -11% del I trimestre e il -13% dell'intero 2016, anche per il perdurare degli elevati prezzi del carbone sui mercati internazionali.
- I **consumi finali di energia** sono in leggero aumento rispetto al I trimestre 2016, trainati dal settore civile, dove ha forse avuto un ruolo la ripresa economica (+1,4% la crescita del valore aggiunto dei servizi). Sono invece stabili i consumi dei trasporti, pur in presenza di dati sul traffico veicolare che sembrano continuare ad aumentare, e in leggero calo quelli dell'industria, in linea con il leggero calo della produzione di beni intermedi. Complessivamente nell'intero primo semestre dell'anno i consumi finali sono in crescita dell'1,6%, con incrementi sia nel civile sia nell'industria, mentre sono fermi quelli dei trasporti.
- Le **emissioni di CO₂** hanno registrato un nuovo aumento (+0,9% rispetto al II trimestre 2016), principalmente nel settore elettrico, spinte dalla forte riduzione della produzione idroelettrica, dunque da un fattore in qualche misura congiunturale, e da una (pur modesta) ripresa della domanda. Si tratta del terzo aumento consecutivo dopo i notevoli incrementi registrati tra fine 2016 (+5%) e inizio 2017 (+2,5%), per quanto anch'essi legati a un fattore che almeno per il breve periodo dovrebbe essere congiunturale (le ridotte importazioni dalla Francia, che nel medio periodo potrebbero però trasformarsi in fattore *strutturale*, come discusso nel Focus sul tema presente in questo numero dell'Analisi trimestrale). Nell'intero primo semestre dell'anno la crescita delle emissioni è pari al +1,9%, ma restano comunque pressoché assicurati gli obiettivi UE al 2020. È però ora divenuto meno scontato il raggiungimento dell'obiettivo fissato nella SEN 2013 (-15% delle emissioni totali di CO₂ rispetto al 2010). Inoltre, il cambiamento della traiettoria di decarbonizzazione avvenuto a partire dal 2015 sembra continuare a rendere progressivamente più problematico il raggiungimento degli obiettivi 2030. A fine 2017 la quota di rinnovabili sui consumi finali potrebbe risultare in frenata per la prima volta dopo molti anni.
- Dal lato della **sicurezza energetica** l'indice sintetico risulta in calo (-4% rispetto al trimestre precedente, -7% rispetto al II trimestre 2016), a seguito di un moderato miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero e di peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico e del sistema del gas naturale. Nel **sistema petrolifero** la situazione italiana resta stabile e piuttosto rassicurante per l'approvvigionamento di greggio, che è altamente diversificato, ma va registrato il nuovo stop della produzione nazionale, dimezzata per il nuovo blocco degli impianti in Val d'Agri. Continua invece la fase positiva del sistema della raffinazione, sia per l'utilizzo degli impianti (+4%) sia per i margini, che sono in miglioramento lieve rispetto al I trimestre dell'anno ma significativo rispetto a un anno fa (3,9 \$/bbl contro 2,6), con ulteriori miglioramenti segnalati dai dati provvisori del terzo trimestre. Nel **sistema del gas**, accanto al forte aumento della domanda grazie a termoelettrico e industria, si registrano variazioni significative anche dal lato dell'offerta, con il raddoppio delle importazioni dal Nord Europa, il forte aumento di quelle dalla Russia, il forte calo per l'Algeria. Complessivamente le importazioni sono aumentate del 9,5% rispetto al II trimestre 2016, e di ben 3,4 miliardi di metri cubi nell'intero primo semestre del 2017 (+10%), in linea con la domanda. Se si proiettano i dati del I semestre all'intero 2017, a fine anno la quota di gas naturale sull'energia primaria potrebbe tornare vicino al massimo storico del 38%, mentre con la costante diminuzione della produzione nazionale la dipendenza dalle importazioni potrebbe superare il 92% (nuovo massimo storico). Il peggioramento più significativo rispetto a un anno fa riguarda comunque lo spread PSV-TTF, che nel II trimestre è rimasto in media a ben 2,5 €/MWh, un dato molto elevato anche per il mercato italiano. Nel **sistema elettrico** i margini di riserva sono tornati su valori più elevati dopo il superamento della crisi del nucleare francese, ma nel medio periodo resta la possibilità di problemi di adeguatezza in casi estremi. La forte ripresa del ruolo del termoelettrico si è combinata con prezzi sulla borsa elettrica in forte aumento rispetto al 2016, per quanto in discesa rispetto al I trimestre. La redditività degli impianti a gas è invece tornata a peggiorare leggermente, restando peraltro su livelli molto più elevati rispetto a un anno fa: lo *spark spread* è sceso poco al di sotto dei 10€/MWh (in discesa rispetto ai 15 del trimestre precedente, ma in forte aumento rispetto ai 4,5 del II trimestre 2016). Il rallentamento della crescita delle fonti rinnovabili non programmabili FRNP ha invece rallentato l'aumento delle necessità di maggiore flessibilità del sistema.
- I **prezzi dell'energia elettrica** risultano in aumento per tutte e tre le fasce di consumo analizzate. Nel caso della piccola impresa italiana, dopo il +1,3% del II trimestre, la stima ENEA è di un aumento del 3,7% nel III trimestre. Anche dopo questo aumento il prezzo resta leggermente inferiore a quello del III trimestre 2016 (-1,4%), ma senza che la posizione italiana presenti un sostanziale miglioramento nel confronto con gli altri principali Paesi UE.
- Il **prezzo del gasolio** è in leggera discesa rispetto al trimestre precedente (-1%), ma in forte aumento rispetto al II trimestre del 2016 (+8%). La diminuzione congiunturale è inoltre meno marcata che negli altri principali Paesi UE, tanto alla fine del trimestre il prezzo italiano risultava superiore al prezzo registrato in Gran Bretagna, divenendo dunque il più caro dei cinque principali Paesi UE e il più caro dell'intera UE a 28 (al pari della Svezia).
- I **prezzi del gas** risultano in aumento nell'insieme del primo semestre 2017 (+9% per le piccole utenze), ma si stima una nuova flessione nel III trimestre 2017, che dovrebbe essere sufficiente a riportare i prezzi sui valori del II semestre 2016. Resta il problema del differenziale positivo di prezzo tra piccole e grandi utenze, che si mantiene elevato, attestandosi intorno all'84%.

- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'**indice sintetico della transizione energetica ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nel II trimestre 2017 presenta un calo del 4% rispetto al trimestre precedente, come conseguenza di un peggioramento in tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico. Il calo è particolarmente rimarchevole rispetto al II trimestre del 2016 (-17%), e origina in misura rilevante dall'indicatore sintetico relativo alla decarbonizzazione, che è sceso in un anno da valori di ridotta criticità a valori che si possono considerare di criticità media. In sostanza, sembra consolidarsi la conclusione che negli ultimi due anni vi è stata una **discontinuità nella transizione energetica italiana**. L'aumento delle emissioni degli ultimi due anni è legato alla presenza di fattori in parte di natura congiunturale, ma sembrano esserci ragioni *strutturali* che fanno ritenere che almeno nel breve periodo la tendenza alla decarbonizzazione del sistema sia destinata a rallentare, a meno di novità rilevanti. Per un verso, la fine della recessione e il ritorno a una pur modesta crescita del sistema economico, insieme alla caduta del prezzo del petrolio, hanno interrotto la sequenza di riduzioni della domanda energetica in tutti i settori degli anni 2011-2014. Per un altro verso, la brusca frenata nell'incentivazione delle rinnovabili elettriche ha imposto una parallela frenata alle riduzioni delle emissioni di CO₂ del settore elettrico, principale responsabile dei progressi sul fronte della decarbonizzazione dell'intero sistema. Questa discontinuità ha anche avuto dei risvolti positivi, nella misura in cui ha contribuito a moderare alcune implicazioni problematiche della decarbonizzazione. La frenata degli incentivi alle rinnovabili elettriche ha aiutato a ottenere dei miglioramenti sul fronte dei prezzi dell'energia, mentre la ripresa del ruolo del gas ha avuto effetti positivi sul mercato elettrico e rallentato la crescita delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico. Ma la ripresa della domanda di gas degli ultimi due anni, pure aiutata da fattori congiunturali, ha anche fatto di nuovo riemergere alcune fragilità dei sistemi elettrico e gas. Alla frenata sulla decarbonizzazione non sembrano dunque corrispondere miglioramenti sugli altri due fronti del trilemma energetico.

1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

L'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, PPrezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica) è costruito a partire da un insieme di indicatori (riportati in Figura 1) che hanno l'obiettivo di fornire un quadro relativamente ampio e esaustivo dell'evoluzione delle diverse dimensioni del cosiddetto *trilemma energetico*, aiutando a coglierne complessità e interdipendenze. Per ogni indicatore in Figura 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 valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1.

Decarbonizzazione in forte peggioramento anche se in parte per ragioni congiunturali, criticità medio-alta per gli obiettivi 2030

Nel II trimestre 2017 le emissioni di CO₂ hanno continuato ad aumentare (+1%), spinte dalla ridotta produzione idroelettrica, dopo i notevoli incrementi già registrati tra fine 2016 (+5%) e inizio 2017 (+2,5%), allora determinati dalla forte ripresa della produzione termoelettrica nazionale necessaria a compensare le ridotte importazioni dalla Francia. In tutti e tre gli ultimi trimestri hanno dunque avuto un ruolo

importante fattori che almeno in parte dovrebbero essere congiunturali. D'altra parte, questi dati confermano un trend negativo per l'insieme di indicatori relativi alla dimensione *decarbonizzazione* che è iniziato nel 2015, dopo i notevoli progressi del triennio 2011-2014. Per tutti gli indicatori considerati c'è dunque un peggioramento delle tendenze di breve periodo, mentre se si confronta la situazione attuale con quella di cinque anni fa la situazione resta in miglioramento (Figura 1). Riguardo agli obiettivi di breve-termine (2020) si mantiene ampiamente soddisfacente l'indicatore relativo agli obiettivi UE, che riguarda le emissioni del settore non-ETS, come anche l'indicatore relativo alla proiezione di sviluppo delle FER. In entrambi i casi il raggiungimento degli obiettivi attribuiti all'Italia sembra assicurato. L'indicatore relativo alle emissioni totali di CO₂ scende invece per la prima volta nella fascia di criticità media, perché è divenuto ora meno scontato il raggiungimento dell'obiettivo fissato nella SEN 2013 per le emissioni totali di CO₂ (-15% rispetto al 2010). La situazione relativa agli obiettivi di medio periodo (2030) è meno soddisfacente e in peggioramento. Entrambi gli indicatori relativi alla proiezione delle emissioni si collocano su un livello di criticità media, perché la traiettoria attuale delle emissioni di CO₂ sembra in linea con gli obiettivi solo nel caso in cui una crescita economica contenuta aiuti a frenare i consumi energetici. La proiezione di sviluppo delle FER a partire dalle tendenze degli ultimi anni mostra invece come il mantenimento di questa traiettoria condurrebbe a valori lontani dagli obiettivi (criticità elevata).

Complessivamente l'indicatore sintetico relativo alla dimensione decarbonizzazione risulta in calo del 5% rispetto al I trimestre 2017 e del 24% rispetto al secondo trimestre 2016, attestandosi su un valore di circa 0,64, dunque per la prima volta nell'area di criticità media (Figura 2).

| Decarbonizzazione | Valore II 2017 | Valore indicatore | Tendenza breve periodo | Tendenza medio periodo |
|----------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 distanza dal target (Mt) | -8 | 0,62 | ↓ | ↑ |
| Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2020 distanza dal target (Mt) | -14 | 0,83 | ↓ | ↑ |
| Proiezione sviluppo FER al 2020 | 19% | 0,95 | ↓ | ↑ |
| Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 distanza dal target (Mt) | 3 | 0,55 | ↓ | ↑ |
| Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2030 distanza dal target (Mt) | 14 | 0,44 | ↓ | ↑ |
| Proiezione sviluppo FER al 2030 | 22% | 0,26 | ↓ | ↓ |

| Sicurezza del sistema energetico | | Valore II 2017 | Valore indicatore | Tendenza breve periodo | Tendenza medio periodo |
|-----------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| Resilienza sistema petrolifero | Dipendenza ponderata con % petrolio su CL | 33,2% | 0,49 | ↔ | ↔ |
| | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | 0,14 | 0,76 | ↑ | ↑ |
| Approvvigionamento prodotti petroliferi | Copertura domanda benzina-gasolio | 1,4 | 0,90 | ↔ | ↔ |
| Compettività raffinazione | Margini di raffinazione (\$/bl) | 3,9 | 0,64 | ↑ | ↑ |
| | Utilizzo impianti (%) | 77% | 0,47 | ↑ | ↑ |
| Resilienza sistema gas naturale | Dipendenza dall'import ponderata con il peso del | 35% | 0,00 | ↓ | ↓ |
| | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | 0,27 | 0,63 | ↔ | ↓ |
| Adeguatezza sistema gas | Eccesso capacità import su domanda (%) | 18% | 0,35 | ↓ | ↑ |
| Adeguatezza mercato gas | Spread PSV-TTF (€/MWh) | 2,5 | 0,00 | ↓ | ↑ |
| | Liquidità PSV (TWh) | 214 | 0,19 | ↔ | ↑ |
| Adeguatezza sistema elettrico | Indice capacità in eccesso | 33% | 0,53 | ↓ | ↓ |
| Flessibilità sistema elettrico | Indice ENTSO-E | 9,9% | 0,51 | ↔ | ↓ |
| Adeguatezza mercato elettrico | Spark spread (€/MWh) | 7,59 | 0,51 | ↑ | ↓ |

| Prezzo dell'energia per il sistema industriale | | Valore II 2017 | Valore indicatore | Tendenza breve periodo | Tendenza medio periodo |
|------------------------------------------------|--|----------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh) | | 0,176 | 0,26 | ↔ | ↑ |
| | | 0,161 | 0,21 | ↓ | ↓ |
| Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh) | | 0,142 | 0,28 | ↔ | ↓ |
| | | | | | |
| Prezzi gasolio (€/L) | | 1,379 | 0,34 | ↓ | ↑ |
| | | | | | |
| Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ) | | 12,44 | 0,19 | ↔ | ↑ |
| | | | | | |
| Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ) | | 8,71 | 0,58 | ↔ | ↑ |
| | | | | | |
| Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ) | | 7,01 | 0,45 | ↓ | ↑ |
| | | | | | |
| Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ) | | 6,63 | 0,27 | ↔ | ↑ |
| | | | | | |

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 – Indicatori delle tre dimensioni del trilemma energetico: stato attuale (II 2017 e valore indicatore) e tendenze di breve e medio periodo

Fase positiva per la raffinazione, criticità in aumento nel sistema gas, nel sistema elettrico torna a scendere la redditività dei cicli combinati a gas

in fase positiva il sistema della raffinazione, sia per l'utilizzo degli impianti (+4%) sia per i margini, che sono in miglioramento lieve rispetto al I trimestre dell'anno ma significativo rispetto a un anno fa (3,9 \$/bbl contro 2,6). L'indicatore del settore resta comunque nella fascia di criticità media. (Figura 1).

L'indice relativo alla sicurezza del sistema gas è invece in forte peggioramento, in termini sia tendenziali sia congiunturali. Nel confronto con un anno fa la ripresa della domanda, giunta al quinto incremento tendenziale consecutivo, ha mostrato come, nel caso di combinazione di eventi estremi, situazioni di ridotto margine di capacità possano tornare a verificarsi anche in un orizzonte di breve-medio periodo (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Il peggioramento rispetto al I trimestre del 2017 è invece legato soprattutto all'elevato spread PSV-TTF, che nel II trimestre si è attestato a una media di 2,5 €/MWh, un valore storicamente elevato anche per il mercato italiano (Figura 1). È invece stabile la situazione relativa alla dipendenza dall'import (in criticità elevata), ma con la costante diminuzione della produzione nazionale a fine anno la dipendenza dalle importazioni potrebbe raggiungere un nuovo massico storico, superando il 92%, mentre allo stesso tempo la quota di gas naturale sull'energia primaria potrebbe tornare vicino al massimo storico del 38%. D'altra parte, resta elevata la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, una peculiare caratteristica italiana.

L'indice sintetico relativo alla sicurezza del sistema elettrico mostra un leggero miglioramento rispetto al trimestre precedente, grazie al miglioramento degli indicatori relativi alle necessità di flessibilità del sistema. La percentuale di ore di variazioni elevate oraria della produzione intermittente è stata infatti inferiore all'anno precedente. La redditività degli impianti a gas è invece tornata a peggiorare leggermente, restando peraltro su livelli molto maggiori di un anno fa: lo *spark spread* è sceso poco al di sotto dei 10€/MWh (in discesa rispetto ai 15 del I trimestre, ma in forte aumento rispetto ai 4,5 del II trimestre 2016). Infine, con la fine della crisi del nucleare francese i margini di riserva del sistema elettrico sono tornati su livelli più elevati, ma in una prospettiva di breve-medio periodo restano possibili problemi di adeguatezza in caso di combinazione di condizioni estreme.

Il prezzo del gasolio italiano è il più alto dell'UE, in peggioramento anche la dimensione prezzi

Sul fronte dei prezzi dell'energia per l'industria la situazione è stabile rispetto al trimestre precedente (anche a causa di una disponibilità solo parziale di nuovi dati). L'indice sintetico si attesta a 0,32 (Figura 2), in calo marginale rispetto al I trimestre dell'anno, ma in peggioramento del 15% rispetto al II trimestre 2016. Il confronto con le altre realtà europee conferma come il costo dell'energia per il sistema industriale rimanga elevato, in particolar modo per l'energia elettrica, i cui indicatori restano su valori di elevata criticità nonostante il miglioramento rispetto a 5 anni fa. Nel complesso del I semestre dell'anno i prezzi risultano in leggera diminuzione per tutte e tre le fasce di consumo analizzate, ma sono aumentati nel II trimestre e risultano ancora in aumento nel III trimestre. Per i prodotti petroliferi l'indicatore permane in un'area di media criticità, con un significativo peggioramento sia rispetto al trimestre precedente sia rispetto a un anno prima, perché il prezzo del gasolio italiano (tasse incluse) ha superato quello britannico divenendo il più alto dell'UE (insieme a quello svedese). Nel caso dei prezzi del gas naturale, gli indicatori sono invariati rispetto al I trimestre 2017 e tutti in leggero peggioramento rispetto al I trimestre 2016. Resta comunque il miglioramento sul medio periodo (rispetto a 5 anni prima), e gli indicatori restano nell'area di criticità media con l'eccezione di quello relativo alle imprese meno energivore, che si trovano a pagare prezzi più alti rispetto a quelli pagati dalle imprese degli altri principali Paesi UE.

L'indice sintetico che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano la sicurezza energetica risulta anch'esso in calo (-7% rispetto al II trimestre 2016, - 4% rispetto al I trimestre 2017; Figura 2). Ciò a seguito di un moderato miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero e di peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico e del sistema del gas naturale. Nel sistema petrolifero la situazione italiana resta stabile e piuttosto rassicurante per l'approvvigionamento di greggio, che è altamente diversificato. Anche la copertura della domanda di prodotti petroliferi con produzione interna resta elevata e stabile rispetto a un anno fa. Infine sembra attraversare una

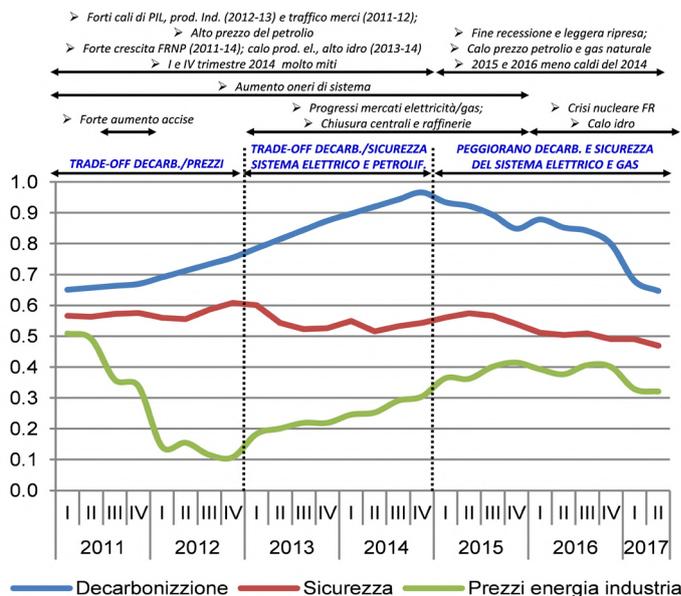


Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1) ed evoluzione di alcuni driver di rilievo

ISPRED in leggero calo rispetto al trimestre precedente, in forte calo rispetto a un anno fa

sul fronte della sicurezza energetica grazie ad alcuni miglioramenti registrati nel sistema petrolifero.

In conseguenza di questo peggioramento di tutte e tre le sue componenti anche l'indice ISPRED, costruito come media pesata dei tre indici rappresentati in Figura 2, risulta evidentemente in calo, del 4% rispetto al trimestre precedente, di ben il 17% rispetto al II trimestre del 2016 (Figura 3; N.B.: l'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a 0 e un valore massimo pari a 1, vedi Nota metodologica).

L'indice ISPRED resta per il secondo trimestre consecutivo al di sotto della soglia di 0,5. Sebbene dietro questi dati vi siano diverse ragioni in parte congiunturali, è rimarchevole come l'indice segnali un peggioramento della transizione energetica italiana che, con l'eccezione di una breve ripresa a metà 2016, perdura dall'inizio del 2015.

In sostanza, sembra consolidarsi la conclusione che negli ultimi due anni vi sia stata una *discontinuità* nella transizione energetica italiana (come emerge chiaramente dalla Figura 2). L'aumento delle emissioni degli ultimi due anni è legato alla presenza di fattori che almeno in parte hanno natura congiunturale, ma sembrano esserci ragioni *strutturali* che fanno ritenere che in assenza di novità rilevanti nel breve periodo la tendenza alla decarbonizzazione del sistema sia destinata a rallentare. Da un lato, la fine della recessione e il ritorno a una pur modesta crescita del sistema economico ha interrotto gli impulsi alla riduzione della domanda energetica che negli anni 2011-2014 aveva portato a notevoli miglioramenti sul fronte della decarbonizzazione, anche grazie alla forte incentivazione delle fonti rinnovabili e all'alto prezzo del petrolio. Da un altro lato, la brusca frenata degli incentivi alle rinnovabili elettriche, che ha aiutato a ottenere dei miglioramenti sul fronte dei prezzi dell'energia, ha imposto una parallela frenata alle riduzioni delle emissioni di CO₂ del settore elettrico, principale responsabile dei progressi sul fronte della decarbonizzazione dell'intero sistema.

Per un altro verso questa discontinuità ha imposto una temporanea frenata ad alcune implicazioni problematiche della decarbonizzazione sulla sicurezza del sistema elettrico che si erano accentuate negli anni 2013-2014, come la crescente necessità di flessibilità del sistema e la scarsa redditività degli impianti termoelettrici. Ma anche questi riflessi positivi sono stati compensati dal fatto che la ripresa della domanda di gas degli ultimi due anni, pure aiutata da fattori congiunturali, ha fatto di nuovo riemergere alcune fragilità dei sistemi elettrico e gas, tuttora presenti in caso di combinazione di eventi estremi. Alla frenata sulla decarbonizzazione non sembrano dunque corrispondere miglioramenti sul fronte della sicurezza energetica.

In sintesi, come già accaduto nel I trimestre 2017, anche nel II trimestre dell'anno si è verificato un peggioramento simultaneo di tutte e tre le dimensioni del trilemma energetico, particolarmente rilevante nel caso della decarbonizzazione, più contenuto

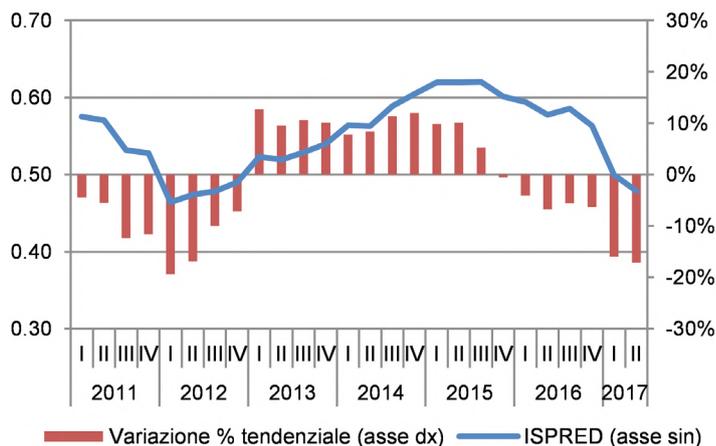


Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sn - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Dalle principali variabili guida una lieve spinta ai consumi di energia

Nel II trimestre 2017 il superindice dei consumi energetici elaborato dall'ENEA (vedi Nota metodologica) è risultato in lieve aumento (+0,6% rispetto al II trimestre 2016, Figura 4). Si tratta della decima variazione positiva consecutiva, a conferma di una tendenza favorevole all'aumento dei consumi energetici, sebbene in molti degli ultimi trimestri le variazioni siano state in realtà piuttosto modeste. Il miglioramento del superindice è spiegato dall'aumento del PIL e della produzione industriale, solo parzialmente compensato dall'aumento dei prezzi dell'energia, mentre la variabile climatica (che peraltro nel II trimestre dell'anno ha un'influenza ridotta sui consumi di energia) ha presentato variazioni minime. Complessivamente nei primi sei mesi dell'anno il superindice è aumentato dell'1,5%.

In effetti, in un quadro internazionale caratterizzato dalla crescita dell'intera area euro, per di più in accelerazione, si delinea un rafforzamento della ripresa anche per l'economia italiana, con una crescita diffusa tra i settori produttivi. Nel II trimestre 2017 il prodotto interno lordo (PIL) è infatti cresciuto in termini grezzi dell'1,2% rispetto al II trimestre del 2016. Il dato corretto per gli effetti di calendario e destagionalizzato ha invece segnato un aumento dello 0,4% sul trimestre precedente, registrando la crescita tendenziale più alta degli ultimi sei anni (+1,5% rispetto al secondo trimestre 2016). Anche la produzione industriale è in crescita, con un +0,6% in termini grezzi (totale industria escluse costruzioni) che corrisponde a un significativo +3% se corretta per i dati di calendario.

A differenza di quanto accaduto nell'ultimo anno, nel II trimestre 2017 la crescita della produzione dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è stata però inferiore a quella della produzione dell'industria nel suo insieme (+1,7% contro il 3% del totale industria il dato corretto per i dati di calendario), in linea con la tendenza di più lungo periodo, da cui si evince come con la crisi economica l'industria italiana si sia anche evoluta in una direzione meno energivora (Figura 5).

Si tratta comunque di una "ripresa ciclica non consolidata nelle componenti della domanda, e mediocre, sia in assoluto sia nel confronto internazionale. Soprattutto, mediocre rispetto a un crollo che dai picchi ciclici trimestrali di dieci anni fa si commisura negli scarti negativi seguenti: -6,8% il Pil; -4,2% i consumi privati; -27% gli investimenti; -21,4% la produzione industriale; -2% l'occupazione; +7,1% le esportazioni" (P. Ciocca, Il Sole 24 Ore, 08/09/2017).

Anche la variabile temperatura ha avuto un ruolo nell'aumento del superindice, ma marginale, perché nel II trimestre dell'anno il clima ha un'importanza minore nel determinare i consumi di energia. La "proxy gradi giorno riscaldamento" è risultata in linea con l'anno precedente, mentre il mese di giugno è stato significativamente più caldo, determinando una maggiore domanda di condizionamento.

Infine, una spinta contraria alla crescita della domanda di energia è venuta dai prezzi. In particolare, il prezzo del gasolio agli utenti finali è infatti risultato superiore del 7,6% rispetto a un anno prima. Un aumento ancora maggiore ha avuto il prezzo del gas importato in Italia, ma con un impatto sui consumi molto attenuato dalla fiscalità.

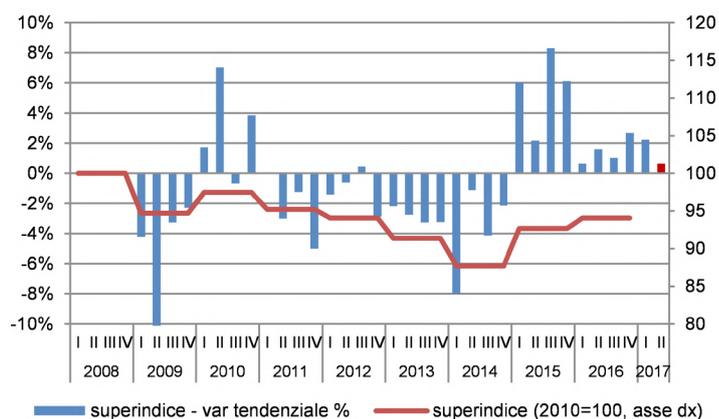


Figura 4 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

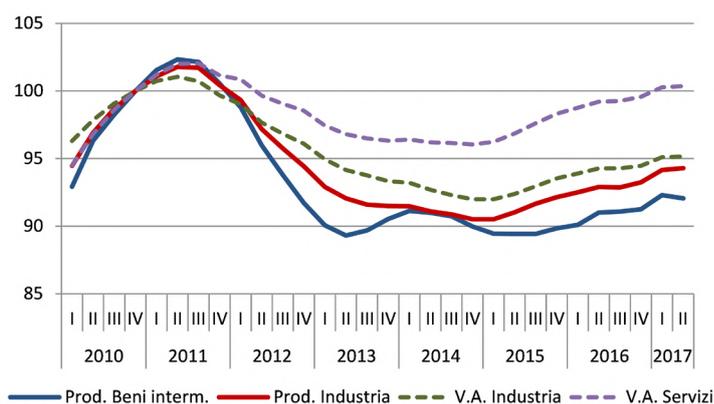


Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100) – Media mobile 4 termini

Tiene il taglio produttivo, ma frena la ripresa del prezzo del petrolio. Segnali di avvicinamento al riequilibrio del mercato

Dopo che nel I trimestre 2017 il prezzo del petrolio (media dei prezzi spot dei tre greggi Brent, WTI e Dubai Fateh, rilevata dal Fondo Monetario Internazionale) era rimasto stabilmente al di sopra dei 50 \$/bbl, in seguito all'accordo OPEC/non-OPEC per un taglio produttivo pari a 1,8 Mbbl, il prezzo è tornato a scendere sotto i 50 \$/bbl nel II trimestre dell'anno, collocandosi a 49 \$/bbl nella media del trimestre. Nel confronto con il II trimestre 2016 il prezzo medio del II trimestre 2017 risulta in aumento del 10%, ma il prezzo medio degli ultimi 12 mesi (07/2016-06/2017), pari a 49 \$/bbl, resta comunque su livelli decisamente inferiori alla media dell'ultimo decennio (Figura 6), per cui il freno ai consumi energetici proveniente dal rialzo del prezzo del petrolio si può considerare modesto.

L'orizzonte resta quello di un riequilibrio del mercato, a condizione ovviamente che la disciplina sul taglio produttivo OPEC/non-OPEC continui a reggere. È meno chiaro se questo riequilibrio possa avvenire già nel breve periodo. Per un verso, secondo i dati dell'Agenzia internazionale dell'Energia nel II trimestre 2017 la domanda globale è cresciuta in modo significativo (+2,3 Mbbl/g), arrivando a 97,9 Mbbl/g, con buone prospettive di crescita per il resto dell'anno e per l'anno prossimo. Inoltre, per la prima volta da diverso tempo si sarebbe verificato un eccesso di domanda. L'offerta, pur in aumento di 0,9 Mbbl/g rispetto al II trimestre 2016, si sarebbe infatti fermata a 97 mb/g, grazie a una disciplina molto forte dei Paesi OPEC e non-OPEC nei tagli produttivi. Anche il livello delle scorte, che pure resta su livelli maggiori della media quinquennale, risulta in riduzione.

Sull'altro piatto della bilancia vi è il nuovo ulteriore aumento della produzione statunitense, trainata dallo *shale oil*. Gli ultimi dati dell'Energy Information Administration (leggermente rivisti rispetto a tre mesi fa) mostrano che a luglio 2017 la produzione USA ha raggiunto i 9,2 Mbbl/g (Figura 6), il dato più alto da novembre 2015, e in aumento di ben 500.000 bbl/g rispetto a fine 2016. A questo si aggiunge l'incertezza circa le elevate potenzialità degli aumenti produttivi nei due Paesi esclusi dall'accordo OPEC/non-OPEC, Libia e Nigeria. È interessante comunque come l'ultima previsione elaborata dal Fondo Monetario Internazionale (di luglio 2017) veda una traiettoria del prezzo del petrolio che, pur in modesto aumento, resta costantemente al di sotto della traiettoria della previsione di cinque mesi prima (Figura 7).

Prezzi del gas naturale in ripresa dai minimi di lungo periodo; resta ampio lo spread USA-Europa

Dopo l'aumento nell'ultima parte del 2016, legato alla forte domanda sia in Asia che in Europa (Figura 8), anche per ragioni congiunturali, il prezzo del gas è tornato a scendere su tutti i mercati. Il prezzo medio al TTF olandese è stato di 15,7 €/MWh, in calo del 16% rispetto al I trimestre dell'anno, ma pur sempre significativamente superiore al prezzo dello stesso trimestre dell'anno precedente (+19%). Anche i prezzi asiatici sono scesi, riprendendo il percorso di convergenza che aveva caratterizzato il 2016, percorso temporaneamente interrotto dal picco di prezzi registrato in Asia all'inizio del 2017. Nel II trimestre il prezzo medio del GNL importato in Giappone è sceso infatti a 17,8 €/MWh, con uno spread rispetto al TTF pari a circa 2 €/MWh (quando a febbraio aveva superato gli 8 €/MWh). Si è ridotto anche lo spread tra TTF e Henry Hub, che nel I trimestre è rimasto stabile a 9,5 €/MWh. Il prezzo all'Henry Hub è in costante aumento dal I trimestre 2016, supportato dall'aumento della domanda nella generazione elettrica e dalle crescenti esportazioni (4.2 bcm nel II trimestre 2017 contro 1 bcm nel II 2016).

Per il breve-medio periodo restano decisamente dominanti le aspettative di eccesso di offerta (Figura 8). La nuova capa-

Dopo che nel I trimestre 2017 il prezzo del petrolio (media dei prezzi spot dei tre greggi Brent, WTI e Dubai Fateh, rilevata dal Fondo Monetario Internazionale) era rimasto stabilmente al di sopra dei 50 \$/bbl, in seguito all'accordo OPEC/non-OPEC per un taglio produttivo pari a 1,8 Mbbl, il prezzo è tornato a scendere sotto i 50 \$/bbl nel II trimestre dell'anno, collocandosi a 49 \$/bbl nella media del trimestre.

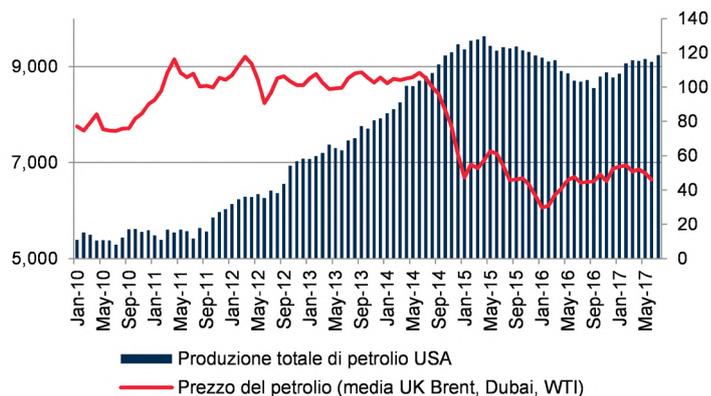


Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (kbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

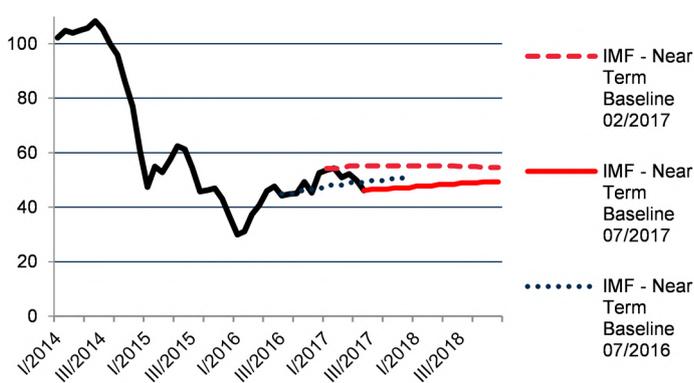


Figura 7 – Prezzo del petrolio: dati storici e previsioni IMF (\$/bbl)

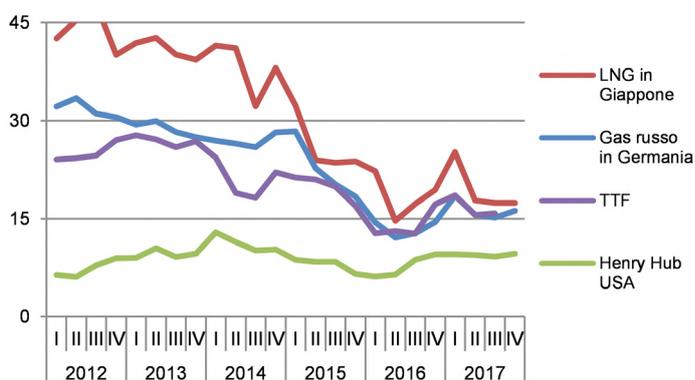


Figura 8 – Prezzo del gas naturale: dati storici e previsioni IMF (€/MWh)

cità di liquefazione che diverrà disponibile nei prossimi anni arriva infatti in un momento in cui il mercato del gas naturale liquefatto (GNL) è già in eccesso di capacità. Nei prossimi cinque anni la capacità di liquefazione dovrebbe crescere di 150 miliardi di metri cubi (il 75% in Australia e Stati Uniti), con 44 miliardi di metri cubi previsti già nel 2017 e più di altri 100 miliardi di metri cubi in costruzione (IEA, *Gas 2017. Analysis and Forecasts to 2022*). Anche nel caso del gas gli Stati Uniti hanno un ruolo centrale per le prospettive del mercato, grazie alla cosiddetta rivoluzione shale, che mostra nuovo vigore e si combina ora con una "seconda rivoluzione", quella delle crescenti esportazioni di GNL. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia la produzione americana di gas aumenterà di circa 140 miliardi di metri cubi entro il 2022, raggiungendo gli 890 miliardi di metri cubi, equivalenti al 22% della produzione globale. Sebbene la domanda interna del gas americano sia prevista in crescita, grazie alla crescente domanda dell'industria, più della metà dell'avanzamento della produzione sarà trasformato in GNL per l'esportazione.

Dal lato della domanda, è in costante crescita anche il numero di Paesi importatori di GNL, già cresciuto dai 15 del 2005 ai 39 di oggi. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia entro il 2022 altri 20 Paesi dovrebbero aggiungersi ai Paesi importatori di GNL, anche grazie alle unità di Floating GNL. Ma a differenza di quanto visto per il petrolio la crescita della domanda non dovrebbe essere sufficiente a riequilibrare il mercato, nonostante la forte incertezza circa l'evoluzione della domanda del mercato asiatico.

Questo scenario di ampia disponibilità di GNL sta inevitabilmente mettendo pressione sulle tradizionali modalità di fissazione dei prezzi. L'espansione delle esportazioni statunitensi, che non essendo legate a una determinata destinazione svolgeranno un ruolo importante nell'aumento della liquidità e della flessibilità del commercio di GNL, accentuerà questo processo. L'Europa continentale è ben posizionata per assorbire le forniture di GNL nel momento in cui il mercato globale si muove verso l'eccesso di offerta, grazie agli hub liquidi e ai terminal di liquefazione sottoutilizzati e la presumibile crescente domanda proveniente dalle centrali elettriche a gas.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Stabili i consumi di energia primaria

Secondo le stime ENEA nel II trimestre 2017, i consumi di energia primaria si sono attestati a 36,7 Mtep (N.B: la stima ENEA include circa il 95% del totale, vedi Nota metodologica), invariati rispetto al corrispondente periodo del 2016 (Figura 9). Il dato cumulato relativo all'intero primo semestre dell'anno mostra invece una crescita dello 0,5%. I consumi di energia non hanno dunque seguito il modesto aumento delle variabili guida del sistema energetico – PIL, produzione industriale, prezzi dell'energia e gradi giorno riscaldamento – sintetizzate nel *superindice* ENEA (vedi cap. 2.1, Figura 4), con una nuova conferma della tendenza all'allargamento della forbice tra i due valori (Figura 10). Poiché il *superindice* ENEA rappresenta solo le variabili guida che hanno carattere *congiunturale*, questa forbice può essere interpretata come una proxy del ruolo svolto dai fattori *strutturali* (ad esempio l'efficienza energetica e lo *shift* verso produzioni meno energivore) nel moderare la crescita dei consumi energetici (per un'analisi della questione si rimanda al Focus incluso nel n. 1/2017 dell'Analisi trimestrale).

Ancora un forte aumento dei consumi di gas naturale, ancora un calo per FER e carbone

In termini di fonti primarie (Figura 11), nel II trimestre 2017 è continuato a calare il ricorso ai combustibili solidi (-0,2 Mtep, -9% rispetto allo stesso periodo del 2016), mentre il gas naturale presenta un altro aumento notevole (+1,2 Mtep, equivalente a una variazione del +11%) e il petrolio scende ancora, ma in modo marginale (0,2 Mtep, -1%). Un nuovo calo subiscono anche le fonti energetiche rinnovabili (FER), che scendono di 0,5 Mtep (-7%), trainate dalla forte riduzione della produzione idroelettrica. Infine, si riduce ancora l'import netto di elettricità (-0,11 Mtep), ma in modo decisamente più contenuto rispetto alla drastica caduta dei due trimestri precedenti, quando vi era stata la riduzione delle esportazioni francesi per il fermo di parte del parco nucleare. È interessante che tutte le variazioni suddette sono in linea con quanto registrato nel trimestre precedente, per cui se si guarda all'intero primo semestre dell'anno spicca in primo luogo il notevole aumento dei consumi di gas (+2,8 Mtep, + 10% rispetto ai primi sei mesi del 2016), mentre scendono le importazioni di elettricità (-0,9 Mtep, peraltro concentrate nel I trimestre), le fonti rinnovabili (-0,6 Mtep, escluse biomasse per usi termici) e il carbone (-0,5 Mtep). Guardando ai valori assoluti e allargando la prospettiva a un orizzonte temporale più lungo, la Figura 12 evidenzia chiaramente le variazioni avvenute negli ultimi due anni nelle tendenze di lungo periodo che caratterizzano le diverse fonti primarie. A fronte di un chiaro trend crescente nel periodo 2010-2014, la crescita delle fonti rinnovabili si è interrotta negli ultimi due anni, in parte per motivi forse congiunturali (la ridotta idraulicità), in parte per il deciso rallentamento nella crescita delle altre fonti rinnovabili. Il gas presenta, non casualmente, un andamento opposto con calo costante nel periodo 2010-2014 e una continua ripresa negli anni successivi. Anche la caduta dei prodotti petroliferi si è fermata nel 2014, ma ad essa è seguita uno stabilizzarsi sui valori di quell'anno. Infine il carbone presenta una costante tendenza al declino che prosegue ininterrotta dal 2012.

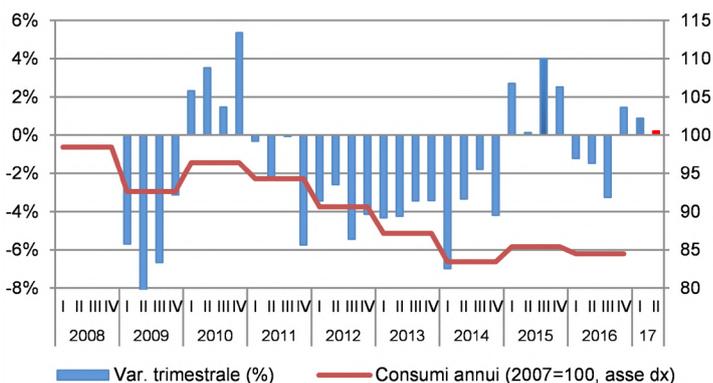


Figura 9 – Consumi di energia primaria trimestrali (var. % su anno prec., asse sn) e annuali (2007=100, asse dx)

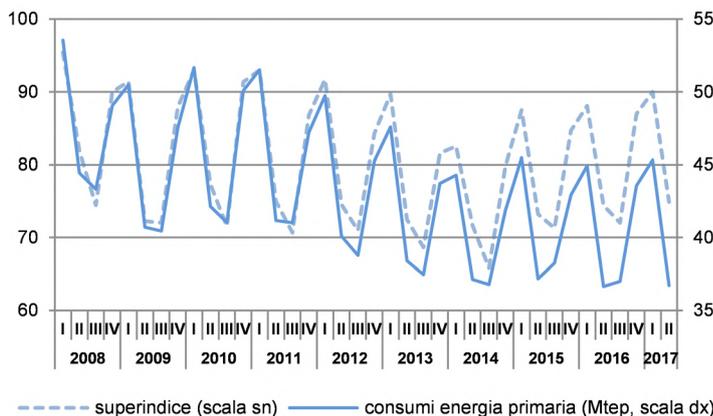


Figura 10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

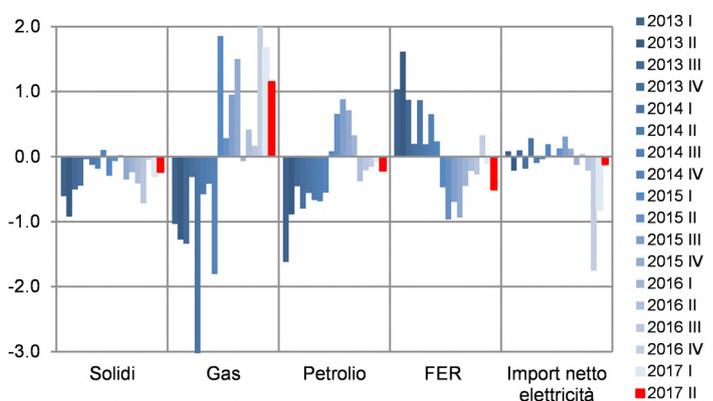


Figura 11 – Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. trimestrale su trimestre anno prec., Mtep)

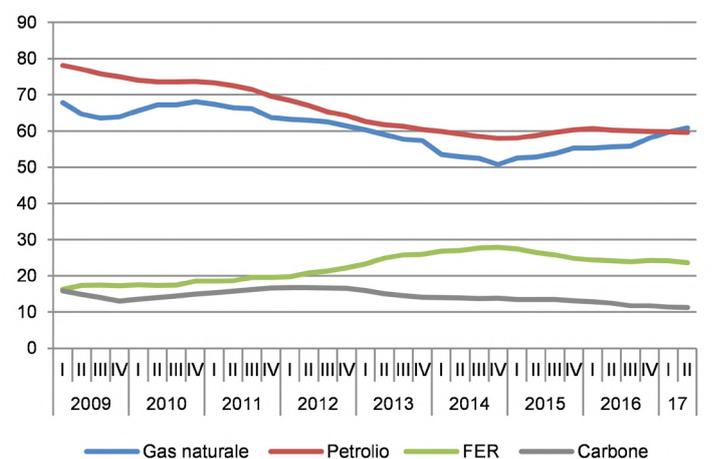


Figura 12 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (Mtep)

Nella generazione elettrica il gas è ancora in forte aumento mentre le FER subiscono un drastico calo

Il settore della generazione elettrica è quello che, a partire dal 2015, ha mostrato le variazioni di maggior rilievo, a causa dell'inversione di tendenza che ha visto una costante ripresa dell'impiego del gas naturale, in contemporanea con il calo sia della produzione idroelettrica sia della generazione da carbone (Figura 13). Nel II trimestre 2017 la produzione elettrica totale è risultata infatti a circa 67 TWh, in aumento di 2 TWh rispetto al corrispondente periodo del 2016. È cresciuto ancora l'input di gas naturale alla termoelettrica, che si è attestato a circa 4,5 Mtep, con un aumento di 0,8 Mtep rispetto al II trimestre 2016 (+23%), perfino maggiore dell'aumento registrato nel trimestre precedente (+19%), quando però la crescita del gas era stata favorita soprattutto dalla necessità di rimpiazzare la riduzione delle importazioni di elettricità dalla Francia. Importazioni che sono invece tornate pressoché alla normalità nell'ultimo trimestre. Nel II trimestre l'aumento della produzione da gas (+5,6 TWh) ha invece compensato la riduzione della produzione idroelettrica (-2,7 TWh) e l'aumento della richiesta totale (+1,6 TWh).

È ancora in calo il ricorso al carbone (-0,22 Mtep), con un -11% che segue il -11% del I trimestre e il -13% del 2016, anche per il perdurare degli elevati prezzi del carbone sui mercati internazionali, che nel II trimestre 2017 sono stati del 50% superiori ai prezzi del II trimestre 2016. Un nuovo forte calo ha riguardato l'insieme delle fonti rinnovabili (0,5 Mtep, -7%), a causa dell'ennesimo calo della produzione idroelettrica (-20%). Nel dettaglio, la generazione idroelettrica si è fermata a 11 TWh, un valore che implica uno scostamento rilevante rispetto alla media degli ultimi dieci anni (-4 TWh, Figura 14). Nel solo mese di aprile, la produzione è scesa del 30% rispetto allo stesso mese del 2016, mentre a maggio e giugno le riduzioni sono state dell'11 e del 20%. Vi è stato poi un significativo calo della produzione eolica (-850 GWh, pari a -19%), pressoché bilanciato però dall'incremento della produzione fotovoltaica (+770 GWh, pari a +10%). Infine, continua a diminuire l'uso dei prodotti petroliferi, che ha raggiunto ormai valori molto contenuti, per cui in valore assoluto si tratta di variazioni marginali.

Un'altra modesta crescita dei consumi elettrici, che sembrano presentare segnali di ripresa

Nel II trimestre 2017, i consumi di elettricità si sono attestati a 74.289 GWh, in aumento dello 0,5% rispetto al secondo trimestre 2016 (Figura 15). Si tratta di un aumento simile a quello registrato nel primo trimestre, confermando dunque l'interruzione dell'andamento negativo che aveva caratterizzato gli ultimi cinque anni (con l'unica eccezione del III trimestre 2015, fortemente condizionato dal clima di luglio). Inoltre, una stima probabilistica delle anomalie mensili a partire dalla depurazione del dato grezzo (vedi nota metodologica), per tener conto dei giorni lavorativi e dell'effetto climatico, mostra che nei tre mesi del II trimestre, e in particolare ad aprile e giugno, la richiesta di energia elettrica si è collocata vicino all'estremo superiore dell'intervallo di previsione al 95% (Figura 16). Si tratta di un dato che indica che i consumi effettivi sono stati superiori al valore atteso derivato da un modello di domanda basato sulla serie storica decennale. Potrebbe essere una prima parziale indicazione di un segnale di ripresa dei consumi.

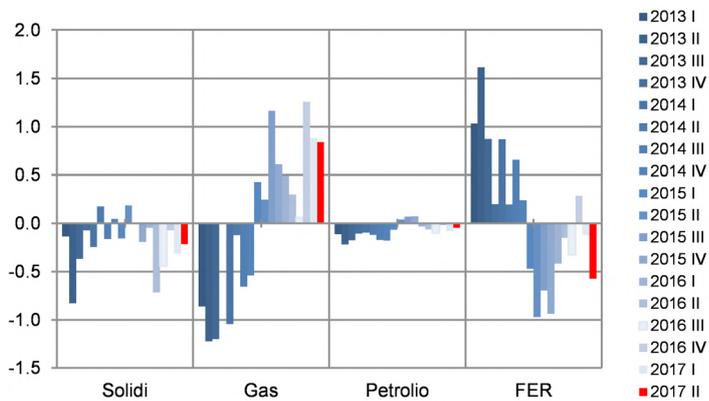


Figura 13 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestrale su trimestre anno prec., Mtep)

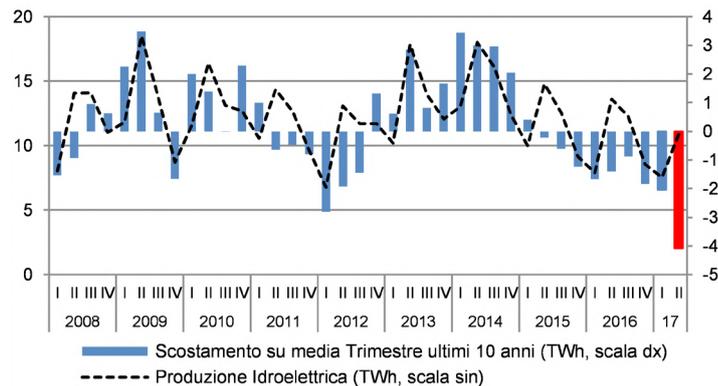


Figura 14 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e scostamento dai valori medi trimestrali 2006-2016 (TWh, asse dx)

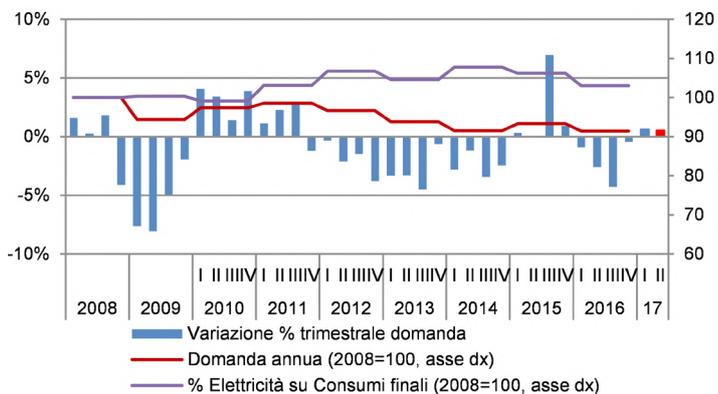


Figura 15 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

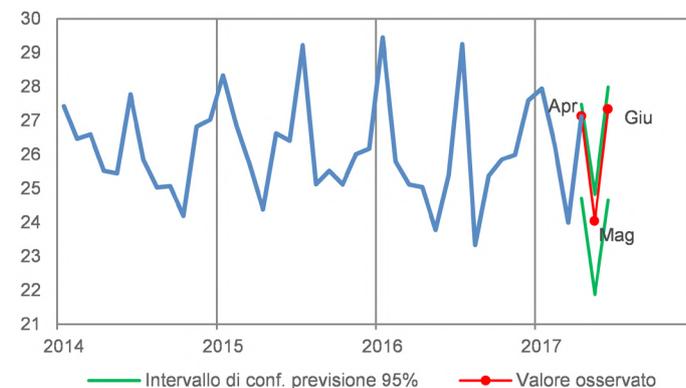


Figura 16 - Richiesta sulla rete di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi) con intervallo di previsione al 95%, con considerazione dell'effetto climatico (TWh)

Aumentano i consumi finali, trainati dal settore civile. Stabili i consumi dei trasporti pur in presenza di traffico veicolare che sembra in aumento

I consumi finali di energia stimati per il II trimestre 2017 si attestano a circa 26 Mtep, in aumento dell'1% rispetto al corrispondente trimestre del 2016 (+0,3 Mtep), un valore dunque maggiore dell'aumento

dei consumi primari (N.B.: la stima tempestiva dei consumi settoriali, in particolare per civile e industria, presenta però limiti inevitabili; vedi Nota metodologica). Anche il dato cumulato relativo all'intero primo semestre indica un aumento dell'1,5%.

Nel settore dei trasporti i consumi sono rimasti pressoché invariati a 9,7 Mtep (+0,4%), in sostanziale continuità con quanto osservato nel 2016, quando si era interrotto il trend positivo dei due anni precedenti. In Figura 17 le variazioni trimestrali dei consumi sono associate alle variazioni relative al traffico veicolare sulla rete autostradale che, pur rappresentando solo un segmento degli automezzi circolanti, può essere considerato una proxy del traffico totale (la principale variabile guida dei consumi di energia del settore). È interessante notare come fino al primo trimestre 2016 la variabile relativa al traffico è sempre apparsa correlata con il consumo di energia del settore. Dal secondo trimestre 2016, invece, i consumi di energia sono tornati a variazioni negative dopo due anni di crescita e non si osserva più la correlazione positiva con la proxy relativa al traffico. In particolare, nel II trimestre 2017, a fronte della stabilità dei consumi energetici, i dati relativi al traffico mostrano una crescita piuttosto consistente (+5%). Restano comunque da indagare meglio le cause delle variazioni osservate, che potrebbero ad esempio essere correlate con la maggiore efficienza dei veicoli che costituiscono il parco auto circolante. Considerando le sole autovetture (vedi cap. 3) si osserva che, con l'accelerazione del ricambio del parco auto avvenuta a partire dall'inizio del 2016, è cresciuta la quota di veicoli di classe Euro 6 (ed elettrici), che hanno raggiunto il 12% del totale circolante, iniziando forse ad avere peso sulla riduzione dei consumi di energia.

Calo marginale dei consumi nell'industria in linea con la produzione dei beni intermedi

Secondo la stima ENEA, i consumi dell'industria per il secondo trimestre 2017 si sono attestati a 6,4 Mtep, in calo marginale rispetto all'anno precedente (-0,4%). Si tratta di un dato in perfetta coerenza con il dato della produzione industriale dei beni intermedi (-1% il dato grezzo; Figura 18).

Complessivamente nella prima metà dell'anno i consumi del settore sono aumentati dell'1,6%, mostrando segnali di un'interruzione del trend di segno negativo iniziato nel 2014, anche in questo caso in perfetta coerenza con la produzione industriale dei beni intermedi, cresciuta nel I semestre dell'1,7% (dato grezzo).

I consumi di energia del civile trainano i consumi totali

Nel II trimestre 2017, i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una crescita del 2,6%, attestandosi a 7,4 Mtep (Figura 19). Se nel trimestre precedente, quando i consumi erano cresciuti del 2,8%, aveva giocato un ruolo determinante il clima meno mite rispetto all'anno precedente, nel II trimestre dell'anno il clima ha un ruolo minore, mentre ha forse avuto un ruolo più importante la crescita economica. Il superindice relativo al settore civile, che combina le variabili valore aggiunto dei servizi (+1,5%), proxy gradi giorno riscaldamento e raffreddamento, è cresciuto del 3,3%.

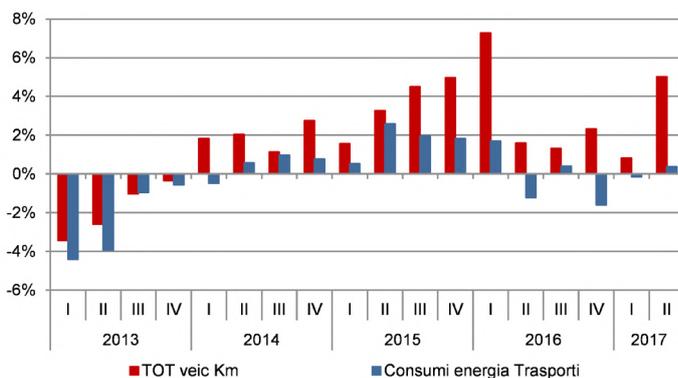


Figura 17 – Consumi di energia nei trasporti e traffico veicolare sulla rete autostradale (variazione % tendenziale)

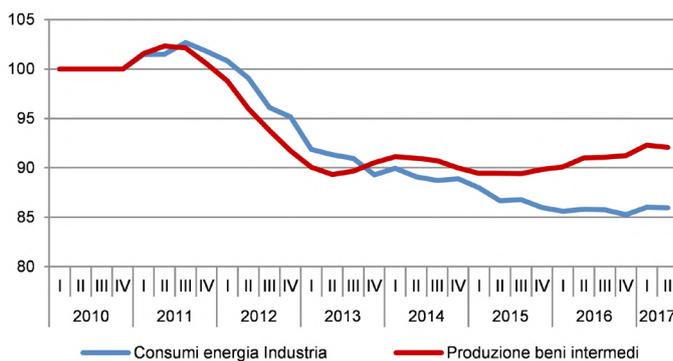


Figura 18 – Industria: consumi finali di energia e indice della produzione industriale dei beni intermedi (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

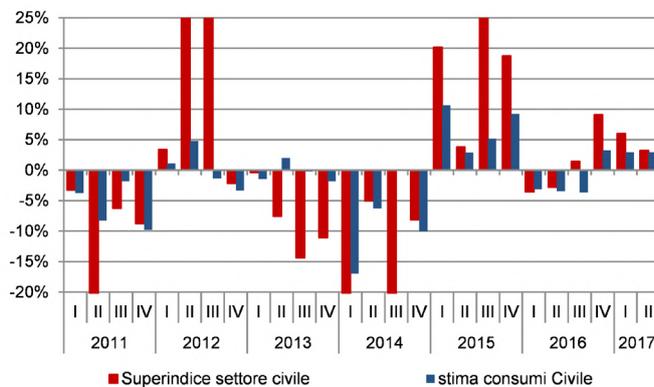


Figura 19 – Consumi di energia nel settore civile e superindice dei consumi del settore (variazione % tendenziale)

3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Emissioni di CO₂ in aumento per il terzo trimestre consecutivo

Come nei due trimestri precedenti anche nel II trimestre 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono aumentate in termini tendenziali (cioè rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), sebbene in modo meno marcato (Figura 17; N.B.: vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima preliminare ENEA). La crescita è stata pari all'1% circa, a fronte del +2,5% del I trimestre 2017 e del 5% del IV trimestre 2016. D'altra parte, nei due trimestri precedenti le emissioni erano state spinte da un importante fattore congiunturale, la crescita della generazione termoelettrica necessaria per rimpiazzare le ridotte importazioni dalla Francia, fattore che non ha invece inciso sulla crescita dell'ultimo trimestre. Anche nell'ultimo trimestre ha comunque avuto un ruolo un fattore che almeno in parte dovrebbe avere una componente congiunturale, cioè la drastica riduzione dell'idraulicità, da cui è derivata una minore produzione idroelettrica per circa 2,7 TWh. In caso di produzione idroelettrica sui livelli dell'anno precedente, con corrispondente minore produzione elettrica da gas, le emissioni di CO₂ del trimestre sarebbero state infatti leggermente inferiori a quelle dell'anno precedente. In effetti l'aumento delle emissioni ha riguardato in primo luogo il settore della generazione elettrica (+6% sul II trimestre 2016), mentre sono scese le emissioni dell'industria, per cui complessivamente le emissioni dei settori che rientrano nell'Emission Trading System (ETS) risultano in aumento dell'1,3%. Sono in aumento anche le emissioni del civile, anche per l'aprile più freddo dell'anno precedente, mentre sono stabili quelle dei trasporti, per cui le emissioni dei settori non coperti dall'ETS (ma disciplinati dalla cosiddetta Effort Sharing Decision, n. 406/2009/CE) sono in aumento dello 0,7%, (Figura 21). Nell'insieme del primo semestre dell'anno le emissioni totali sono aumentate di circa 3,2 Mt (+2%).

Pressoché assicurati gli obiettivi UE al 2020, meno scontato l'obiettivo fissato nella SEN 2013

Nell'ipotesi di emissioni invariate nel II semestre, a fine 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano raggiungerebbero un valore pari all'incirca a 337 Mt, un dato molto vicino all'obiettivo del -15% (rispetto al 2010, e per la sola CO₂) fissato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013, ma significativamente più elevato rispetto al minimo di 323 Mt raggiunto nel 2014 (quando si era arrivati a -19% rispetto al 2010).

Questi dati sono comunque ampiamente in linea con l'impegno preso nell'ambito del primo Pacchetto Clima Energia, che fissava un obiettivo di riduzione del 13% (rispetto al 2005) per i soli settori non-ETS. Per questi settori il valore delle emissioni atteso a fine 2017 è infatti pari al -18%. Anche se per il 2020 si ipotizza un nuovo modesto aumento delle emissioni di questi settori, in linea con le tendenze più recenti, legate alla ripresa dell'economia, sembra escluso che l'obiettivo al 2020 possa essere a rischio. Come evidenziato nel documento di consultazione della SEN del 2017, il raggiungimento dell'obiettivo 2020 "riflette essenzialmente tre fattori che dalla metà degli anni duemila hanno limitato, anche oltre le attese, le emissioni: i) la flessione del livello della produzione di beni e servizi; ii) la prima forte accelerazione della produzione energetica da fonti rinnovabili, innescata anche dall'introduzione degli schemi incentivanti, e il calo dell'olio combustibile; iii) il progressivo rafforzamento degli strumenti attivi per stimolare gli interventi l'efficienza energetica nei diversi settori".

Negli ultimi due anni i primi due fattori hanno però preso una traiettoria molto diversa, che ha inevitabilmente rallentato la diminuzione delle emissioni: la produzione di beni e servizi è finalmente tornata in territorio positivo, sia pure su livelli ancor piuttosto modesti, mentre la crescita della produzione di energia da rinnovabili ha subito un deciso rallentamento, in linea con la frenata degli schemi di incentivazione. La conseguenza è che i dati degli ultimi due anni hanno cambiato in modo significativo la traiettoria di decarbonizzazione italiana, allontanandola dagli obiettivi di più lungo periodo, cioè quelli relativi al 2030 (riduzione del 33% per i settori non-ETS e del 43% per l'insieme dei settori ETS europei).

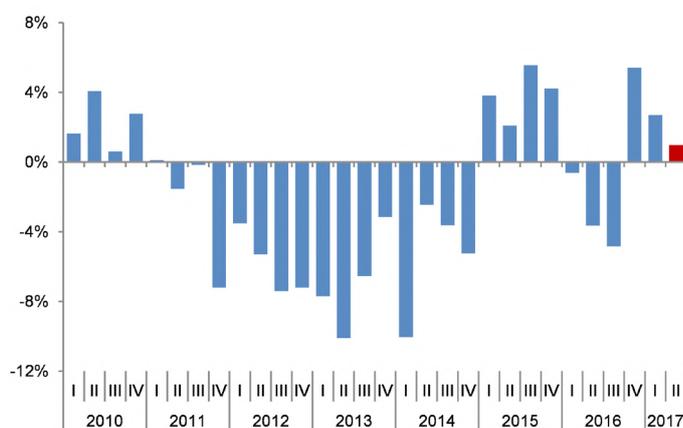


Figura 20 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

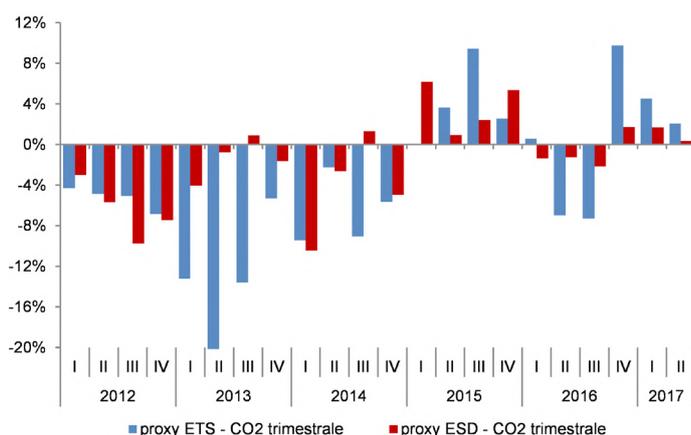


Figura 21 – Emissioni di CO₂ dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

La traiettoria attuale di decarbonizzazione si allontana dagli obiettivi 2030

Per valutare la compatibilità tra l'attuale traiettoria delle emissioni di CO₂ italiane e gli obiettivi di lungo periodo un utile strumento di analisi è l'identità di Kaya (vedi nota metodologica), che aiuta a comprendere il ruolo di alcuni principali macro-fattori nella variazione delle emissioni. La Figura 23 mostra che negli ultimi cinque anni (da metà 2012 a metà 2017) le emissioni di CO₂ sono diminuite a un tasso medio annuo del 2,5%, aiutata anche da una diminuzione del PIL pro-capite dello 0,5% medio annuo. 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 e quindi legati alle caratteristiche del sistema energetico, è stata pari a circa il 2% medio annuo (-1,6% m.a. l'intensità energetica, -0,3% m.a. sia l'intensità carbonica delle fonti fossili sia la quota di energia fossile sul totale).

Negli ultimi tre anni (da metà 2014 a metà 2017) il sistema si è invece mosso in modo molto diverso. Le emissioni di CO₂ sono aumentate a un tasso medio annuo dello 0,6%, spinte anche da una crescita del PIL pro-capite tornata positiva (+0,9% medio annuo). Anche al netto di quest'ultima componente la diminuzione delle emissioni è stata dunque minima (-0,3% annuo), perché le riduzioni dell'intensità energetica (-0,8% m.a.) e dell'intensità carbonica delle fonti fossili (-0,9% m.a.) non sono state sufficienti a compensare la combinazione di crescita del PIL (+0,9% m.a.) e della quota di fonti fossili sull'energia primaria (+1,5% m.a.), quest'ultima legata alla ripresa del gas naturale in primo luogo nella termoelettrica (Figura 23).

Se invece si concentra l'attenzione sugli ultimi due trimestri (cioè la prima metà del 2017) la ripresa delle emissioni è stata legata alla combinazione di aumento del PIL e forte aumento della quota di fossili nel mix (Figura 23). Sono invece diminuite sia l'intensità energetica del PIL sia l'intensità carbonica dell'energia fossile (grazie alla sostituzione del carbone con gas nella termoelettrica), ma evidentemente in misura non sufficiente a compensare la spinta proveniente dal PIL e dalla quota di fossili sull'energia primaria.

In prospettiva, è plausibile che il trend di continue riduzioni della produzione idroelettrica, che ha spinto in alto i consumi di gas nella termoelettrica, sia destinato ad arrestarsi, per cui è prevedibile che la crescita della quota di fossili sull'energia sia anch'essa destinata ad arrestarsi. Ma anche ipotizzando un ritorno alle tendenze degli ultimi 5 anni descritte in Figura 23 gli obiettivi 2030 verrebbero raggiunti solo nel caso in cui per tutto il resto dell'orizzonte temporale la crescita economica rimanesse nulla, cioè nel caso in cui dalla componente PIL pro-capite non arrivasse nessuna spinta alla crescita delle emissioni, una prospettiva evidentemente non auspicabile. Sembra dunque che continuino a consolidarsi le ragioni che portano a ritenere che, con la fine degli impulsi depressivi sulla domanda di energia legati alla recessione economica, il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ rischia di divenire problematico, ancor più se si guarda in particolare agli obiettivi che riguardano i settori non-ETS (vedi il numero 1/2017 dell'Analisi trimestrale).

A fine 2017 la quota di rinnovabili sui consumi finali potrebbe risultare in frenata dopo molti anni

La Figura 23 mostra come una ragione decisiva nell'allontanamento della traiettoria di decarbonizzazione dagli obiettivi sta nel cambio di direzione preso dalla quota di fonti fossili sull'energia primaria (curva azzurra). In effetti, negli ultimi anni lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha progressivamente rallentato, e procede ora a ritmi decisamente più lenti di quelli coerenti con l'obiettivo di una quota del 27% dei consumi finali da raggiungere entro il 2030. Come negli ultimi due anni, anche a inizio 2017 la quota di fonti rinnovabili è cresciuta a un ritmo insufficiente a raggiungere l'obiettivo 2030. Inoltre, se nella seconda metà dell'anno si confermassero le tendenze del primo semestre, la crescita della quota di fonti rinnovabili sul totale dei consumi di finali energia (pur stimata anticipatamente mediante alcune approssimazioni, vedi nota metodologica) potrebbe non aumentare per la prima volta dal 2011 (Figura 24).

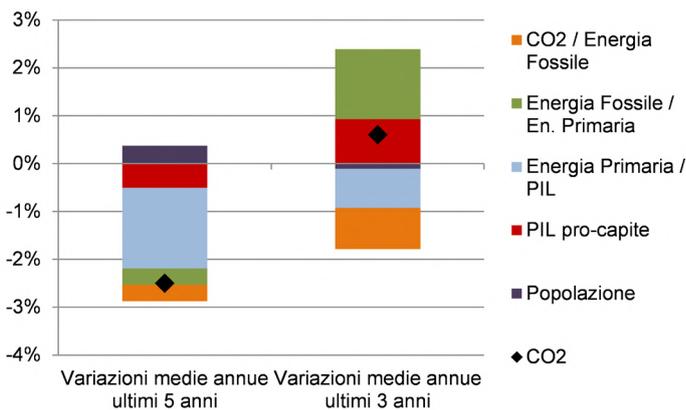


Figura 22 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue mediante l'identità di Kaya

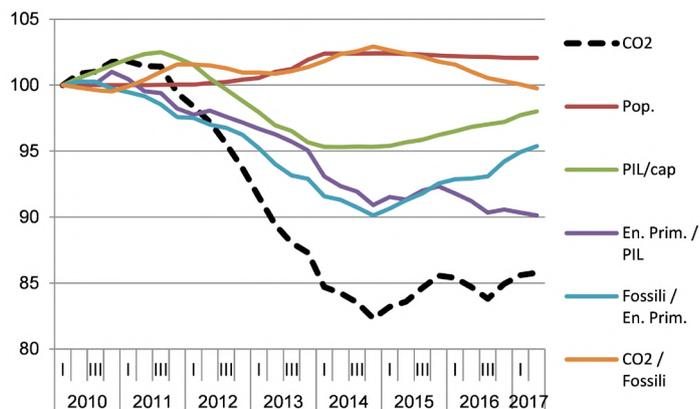


Figura 23 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

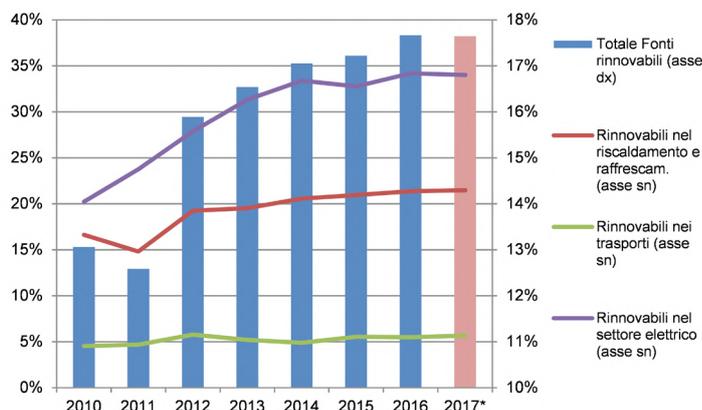


Figura 24 – Evoluzione degli obiettivi europei relativi alle fonti energetiche rinnovabili

Ripresa della domanda e basso idro dietro al nuovo aumento delle emissioni del settore elettrico

Negli ultimi tre trimestri le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono costantemente aumentate. In Figura 25 la variazione delle emissioni è scomposta in variazione della produzione netta e variazione dell'intensità carbonica della produzione elettrica. Ne emerge come l'intensità carbonica dei kilowattora prodotti, che nell'ultimo anno era diminuita per la riduzione della generazione da carbone, ha invece spinto le emissioni nel II trimestre 2017, per l'aumento della generazione termoelettrica (+5 TWh) e la riduzione di quella da FER, causata dalla ridotta produzione idroelettrica (-2,7 TWh). A questo fattore si è poi aggiunta la sia pur modesta ripresa della domanda, che ha richiesto un aumento della produzione netta totale (+2 TWh). Quest'ultimo fattore aveva spinto le emissioni anche nel IV trimestre 2016 e nel I 2017 (+12 TWh nel complesso rispetto all'anno precedente), ma in quel caso la maggiore produzione era stata necessaria per rimpiazzare la diminuzione delle importazioni di elettricità dalla Francia.

Emissioni dei settori ESD (civile e trasporti) in aumento in linea con PIL e meteo

Nel II trimestre 2017 le emissioni di CO₂ dei settori ESD, cioè principalmente trasporti e climatizzazione degli edifici, disciplinati dalla Effort Sharing Decision (che per l'Italia stabilisce un obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ pari a -33% rispetto al 2005), sono aumentate dello 0,5%, terzo aumento consecutivo su base trimestrale. Complessivamente nel I semestre l'aumento è pari all'1,3%. La Figura 26, da cui emerge l'elevata correlazione fra l'evoluzione dei consumi di energia dei settori ESD e l'evoluzione delle variabili guida della domanda di servizi energetici degli stessi settori (vedi Nota metodologica), mostra come in tutti e tre gli ultimi trimestri l'aumento dei consumi di energia sia stato parallelo alla spinta proveniente dalle variabili guida. Dalla figura emerge chiaramente come a partire dall'inizio del 2015, con la fine della forte spinta alla riduzione della domanda di servizi energetici esercitata negli ultimi anni dalla lunga recessione, anche la riduzione dei consumi energetici si sia arrestata, tornando tendenzialmente ad aumentare, in misura più o meno marcata dalle variazioni del clima.

Mercato auto ancora in forte crescita, stabili le emissioni dei nuovi veicoli ma Euro 6 salgono al 12% del parco

Nel caso dei trasporti le emissioni medie dei nuovi veicoli immatricolati continuano a ridursi. Rispetto al II trimestre 2016 sono in calo dello 0,4%, portandosi a circa 112,1 g CO₂/km (Figura 27). Il mercato dell'auto si conferma, inoltre, in crescita, con circa 553.000 nuovi veicoli (+6% rispetto al II trimestre 2016) con significativi aumenti per le ibride elettriche (462 nuovi veicoli, +69%), mentre scendono ancora le immatricolazioni delle auto a metano (7.333 nuovi veicoli, -42%). In leggero calo le auto a benzina (175.010 nuovi veicoli, -1%), resta fortemente in crescita il diesel (+8%). Nonostante l'inerzia del parco auto circolante, le auto Euro 6 ed elettriche sono ora stimate intorno al 12%, in aumento di quasi 3 punti percentuali rispetto alla fine del 2016. Trattandosi di veicoli più performanti, il ricambio del parco auto può contribuire a spiegare il modesto aumento dei consumi energetici pur in presenza di indicatori del traffico in aumento (vedi cap. 2.2).

Negli ultimi tre trimestri le emissioni di CO₂ del settore della generazione elettrica sono costantemente aumentate. In Figura 25 la variazione delle emissioni è scomposta in variazione della produzione netta e variazione dell'intensità carbonica della produzione elettrica.

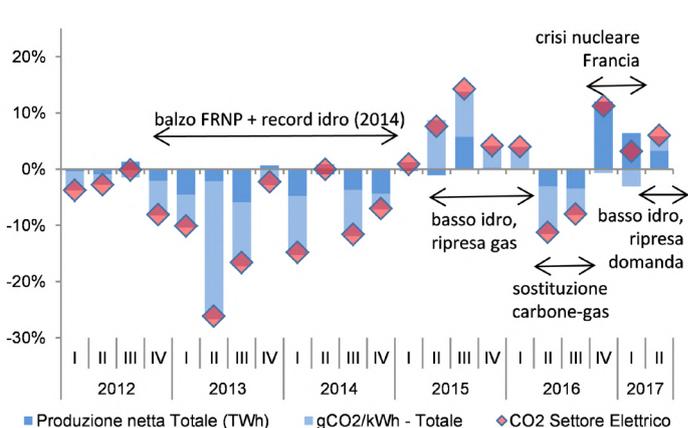


Figura 25 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

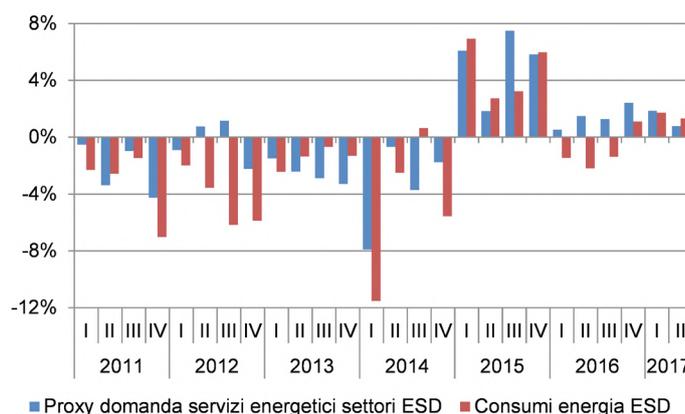


Figura 26 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD (variazioni % su trimestre anno precedente)

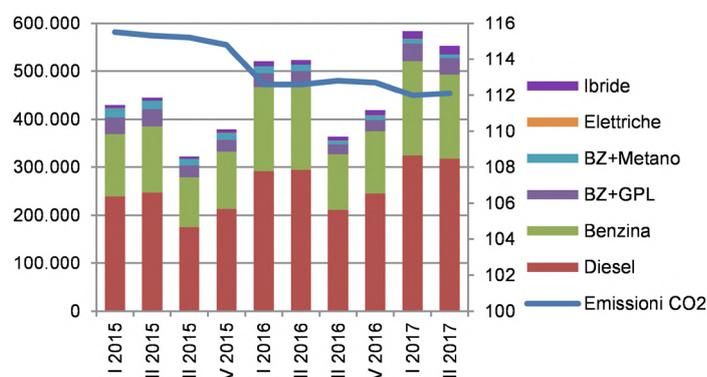


Figura 27 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli immatricolati (gCO₂/km, asse dx)

4 Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Ancora in aumento l'import di greggio, ma nuovo stop nella produzione

Con circa 16 milioni di tonnellate (Mt) in entrata nel nostro Paese, nel secondo trimestre 2017 si mantiene il trend positivo dell'import netto di greggio (+3% rispetto al II trimestre 2016, Figura 28), aiutato anche da un costo medio del prodotto importato sceso a 50,5 \$/bbl, contro i 52,51 \$/bbl del II trimestre 2016. Complessivamente, nella prima metà dell'anno l'import totale è stato di 31,5 Mt, in aumento di 2,5 Mt (+8,4%). Sul fronte della produzione interna di greggio si assiste ad un nuovo stop delle estrazioni (meno di 600 kt di greggio estratto, Figura 29) dovuto a un nuovo blocco degli impianti della Val d'Agri, fatto che aveva caratterizzato anche la prima metà del 2016. La produzione interna di greggio è inoltre ostacolata dal ritardo dell'operatività degli impianti del Centro olio di Tempa Rossa in Basilicata, ritardo dovuto alla mancata attuazione del progetto di adeguamento della raffineria di Taranto alla ricezione e stoccaggio del greggio lucano.

Si mantiene in calo la domanda di semilavorati (-30%) con effetto diretto sulle lavorazioni di questi prodotti nelle raffinerie.

Ancora in crescita l'import dal Medio Oriente e dalla Libia

La Figura 30 mostra la ripartizione della provenienza dei greggi dalle diverse aree geografiche.

Nel secondo trimestre del 2017 si conferma la dominanza dell'import dall'area mediorientale (Iran, Iraq e Kuwait) che copre il 31% del totale, con un incremento del 20% rispetto al secondo trimestre 2016. In particolare nell'ultimo anno sono cresciute rapidamente le forniture dall'Iran, fino alle attuali 4,4 Mt di greggio, che rappresentano il 14% del prodotto importato. L'Iran è ora il secondo Paese fornitore dopo l'Azerbaijan (18%). In crescita (+10%) anche l'import di greggio saudita, che però potrebbe avere carattere congiunturale per i tagli all'export annunciati in luglio.

La forte crescita delle importazioni dal Medio Oriente ha sostituito una parte rilevante delle importazioni dall'Africa (Libia esclusa), che scendono di quasi 6 Mt (-37%), in continuità con il trend negativo dell'ultimo anno. È invece in forte crescita l'import di petrolio libico (+26%, corrispondenti a circa 1,1 Mt in più). Infine crollano le importazioni dall'area Europea (-53%, -1,7 Mt), prevalentemente dalla Norvegia e in misura minore dall'Albania, essendosi azzerate quelle dal Regno Unito e dalla Grecia. In calo rilevante anche le importazioni dalla Russia (-11%, -1,4 Mt).

Continua la ripresa delle lavorazioni di greggio

Nel secondo trimestre 2017 si conferma la ripresa delle lavorazioni di greggio (+3% rispetto al II trimestre 2016) che avevano mostrato una variazione negativa per tutto il 2016. Tra aprile e giugno alle raffinerie sono pervenute circa 16.400 kt di petrolio, valore massimo registrato per il trimestre in questione dal 2012 (Figura 31). Nell'intero primo seme-

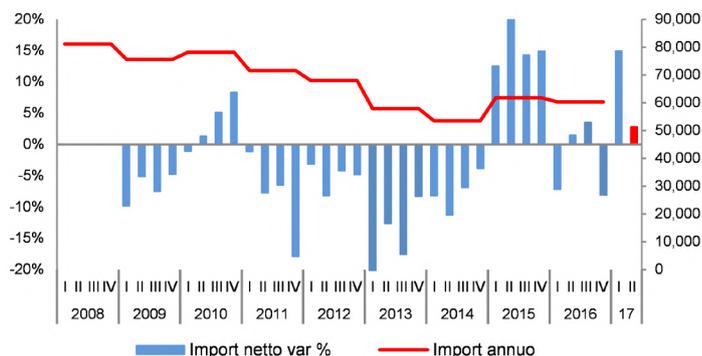


Figura 28 – Import netto di greggio (asse sn, var.% trim; asse dx, import totale kt)

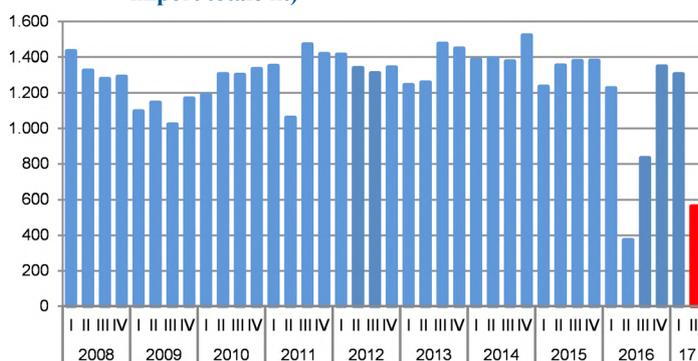


Figura 29 – Produzione interna di greggio (kt)

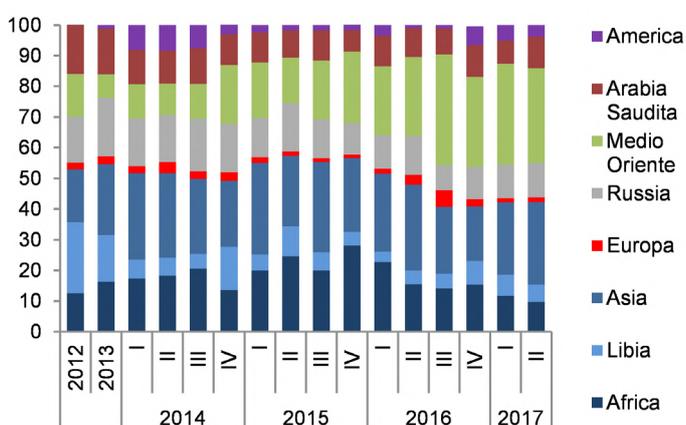


Figura 30 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

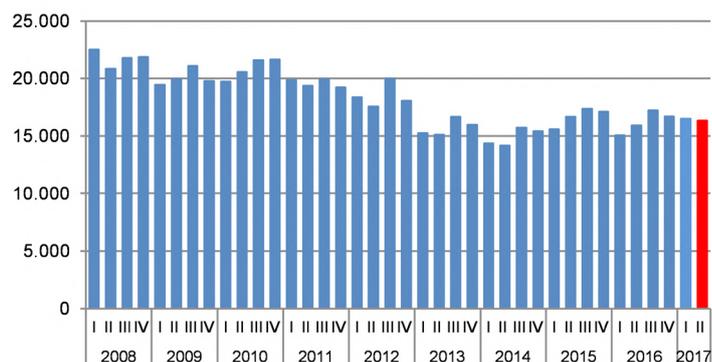


Figura 31 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

stre le lavorazioni sono aumentate del 6% circa (+ 2 Mt). È rimarchevole che la crescita italiana è la più elevata tra i principali Paesi UE.

È invece di nuovo rilevante il calo delle lavorazioni di prodotti semilavorati, che si attesta a circa -34%.

In calo il consumo dei prodotti petroliferi

Completivamente il consumo di prodotti petroliferi ha subito un calo rispetto al secondo trimestre 2016 (-3,9%, equivalenti a una riduzione di 600 kt). Questo calo porta a un calo del consuntivo a metà anno: nell'intero primo semestre i consumi totali sono infatti in riduzione del 2,2%.

Nel dettaglio, il trend non è però lo stesso per tutti i prodotti. La benzina, con circa 2 Mtep di prodotto consumato, subisce un calo del 2,3%, mentre il gasolio rimane stabile attestandosi intorno ai 6,6 Mtep. Ancora in aumento, seppur più contenuto rispetto ai periodi precedenti, il consumo di carboturbo, che si attesta a poco più di un Mtep con una variazione positiva dell'1,2%. Il GPL mostra, da circa un anno, una crescita costante che nell'ultimo trimestre si è attestata al 5,2% con circa 0,7 Mtep di energia consumata. In forte calo i distillati pesanti (-21%) a 1,32 Mtep di consumo, mentre torna a calare il consumo di nafta (-3% circa, 0,9 Mtep) dopo sei mesi di variazione positiva (Figura 32).

Si inverte il segno delle immatricolazioni a benzina, ma benzina e gasolio restano dominanti nell'alimentazione delle autovetture

Nel II trimestre 2017 sono tornate a diminuire, sia pure in modo contenuto (-1%), le immatricolazioni delle auto a benzina, che erano in aumento dal 2015 (vedi Figura 25 nel capitolo 3). Sono invece ancora in forte aumento le nuove auto a gasolio (+25.000 unità, +8%), come anche quelle ad alimentazione mista benzina/GPL (+22%), mentre continua il calo di quelle a metano (-42%). La "metanizzazione" del mercato auto resta ancora ingessata per l'assenza di una rete di distribuzione adeguata, per cui le scelte alternative si orientano verso le auto ibride e quelle elettriche. Le auto ibride e le elettriche restano in forte crescita, con 8.000 unità in più le prime (+82%) e 200 unità in più le seconde (+69%).

In termini di parco circolante, nel secondo trimestre 2017 si stimano circa 38.00.000 di veicoli formalmente circolanti (Figura 33), in aumento dell'1% rispetto al II trimestre 2016. Le alimentazioni "tradizionali" (benzina e gasolio) sono ancora prevalenti e rappresentano rispettivamente circa il 48,5% e circa il 43% del totale. L'insieme dei veicoli ad alimentazione mista, benzina+GPL e benzina+metano, è comunque ferma a poco più dell'8% del totale, mentre la forte crescita delle auto elettriche e ibride le porta a circa lo 0,4% del parco (da una stima di circa lo 0,3% di fine 2016).

Ancora in crescita l'export di olio combustibile e benzina. Sul fronte import sale la nafta mentre calano carboturbo e GPL

Completivamente, nel secondo trimestre 2017 l'export netto di prodotti petroliferi è aumentato in modo consistente (+9%), grazie alla ripresa delle esportazioni di olio combustibile (+45%, circa 1,2 Mt totali) e benzina (+4%, circa 2 Mt totali), mentre una variazione negativa si è invece osservata per l'export di gasolio (-5%, circa 0,9 Mt totali), che appare comunque in riduzione rispetto a quanto osservato nel trimestre precedente dove l'export aveva subito un crollo pari a -48% (Figura 34).

In forte ripresa l'import di nafta, a 157 kt, rispetto alle 36 del secondo trimestre 2016. Si riduce invece l'import di carboturbo (-23%) e di GPL (-19%).

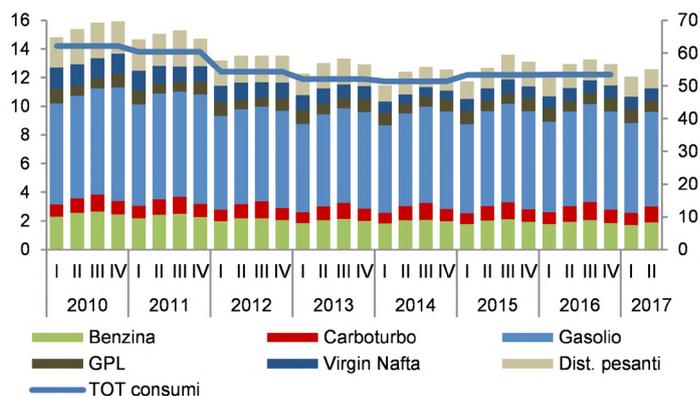


Figura 32 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e totale consumi annuali (asse dx) (Mtep)

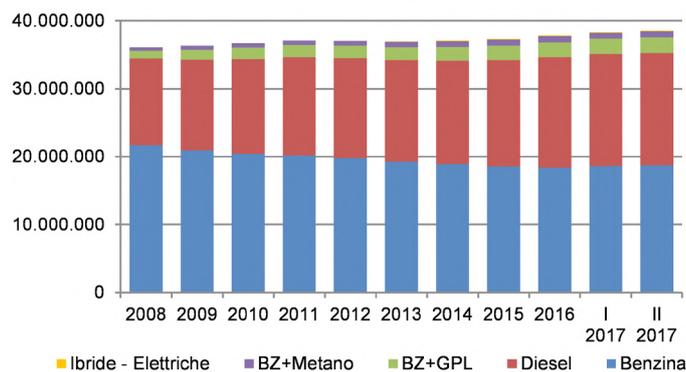


Figura 33 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

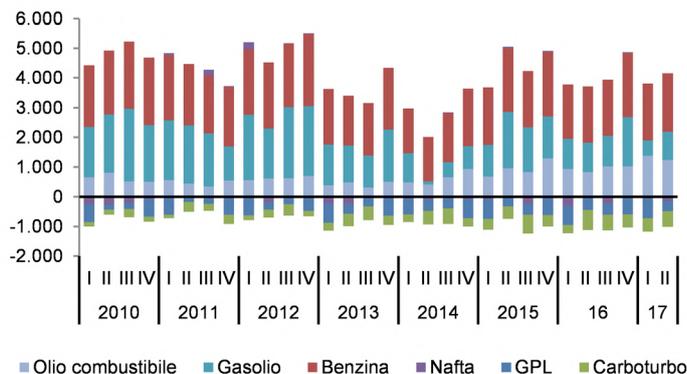


Figura 34 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

In calo l'eccesso di produzione di gasolio e benzina

Per quanto riguarda il gasolio, anche nel secondo trimestre 2017 l'Italia si conferma come unico Paese, rispetto alle altre principali realtà economiche europee prese a confronto, con un rapporto produzione/consumo costantemente maggiore di 1, sebbene con una moderata tendenza decrescente di lungo periodo (Figura 35). Questa tendenza decrescente è coerente con il dato relativo all'export, che mostra anch'esso una tendenza decrescente di lungo periodo.

Nel caso della benzina il rapporto tra produzione interna e consumi mostra una tendenza di lungo periodo relativamente costante, al di là delle oscillazioni stagionali (Figura 36). Nel II trimestre del 2017 il rapporto in questione è sceso a 1,6. L'aumento dell'export sembra comunque confermare la capacità di collocare l'eccesso di produzione sul mercato estero.

Il terzo trimestre potrebbe riservare qualche novità a seguito dello stop della più grande raffineria europea, l'impianto di Pernys in Olanda, che potrebbe avere ripercussioni su produzione ed esportazioni di questi due prodotti petroliferi negli altri Paesi europei.

Margini della raffinazione in crescita

Per l'area mediterranea nel secondo trimestre 2017 salgono i margini della raffinazione, che arrivano a 3,9 \$/bbl (Figura 37) con una variazione positiva di oltre il 50% rispetto al corrispondente periodo del 2016. Pur essendo mediamente più redditizi, anche gli altri mercati sono in crescita, anche se di entità percentualmente inferiore rispetto all'area mediterranea (+17% il mercato nordeuropeo, +27% l'asiatico e +24% quello americano). Ma la tendenza al miglioramento dei margini è particolarmente positiva nel mercato nord americano. Lo spread tra greggio WTI e Brent, che era positivo a inizio anno, si è infatti progressivamente ridotto nel corso del primo trimestre, attestandosi da allora su valori compresi tra -1 a -2 \$/bbl, mentre quello tra il Dubai e Brent, pur mantenendosi di segno negativo intorno a circa -0,7 \$/bbl in media nel trimestre, nella seconda metà di marzo si è quasi annullato. Più in generale, il generale miglioramento dei margini di raffinazione è anche conseguenza della riduzione del prezzo del petrolio. Il prezzo del mix di greggio importato in Italia si è attestato al di sotto dei 50 \$/bbl, dopo che, successivamente all'accordo sui tagli nell'estrazione OPEC, nel trimestre precedente era stato pari a 52,5 \$/bbl.

I dati provvisori relativi al III trimestre 2017 mostrano una situazione ancora più incoraggiante per il settore. Per l'area mediterranea, il margine è pari a 4,6 \$/bbl, livello raggiunto solo una volta nel 2015 nell'arco di tempo considerato (Figura 37).

In crescita moderata l'utilizzo degli impianti

In linea con la redditività, nel secondo trimestre 2017 è aumentato l'utilizzo degli impianti delle raffinerie italiane, che si è attestato intorno al 77% della capacità disponibile, in crescita del 4% rispetto al secondo trimestre 2016. Si conferma quindi il trend positivo innescatosi ad inizio anno, dopo che, nel 2016, c'era stato uno stop alla ripresa osservata nel 2015. Tali valori non escludono però la possibilità di una ulteriore razionalizzazione del sistema della raffinazione. Per quanto riguarda le altre realtà economiche prese a confronto, l'utilizzo degli impianti è notevolmente in crescita, eccetto che in Germania, dove sembra esserci un assestamento intorno al 90%, valore raggiunto anche da Spagna e superato dalla Francia che si attesta al 92% (Figura 38).

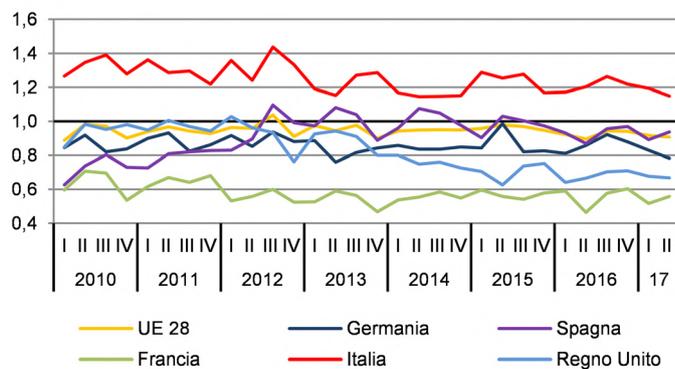


Figura 35 – Rapporto tra produzione interna e consumi di gasolio

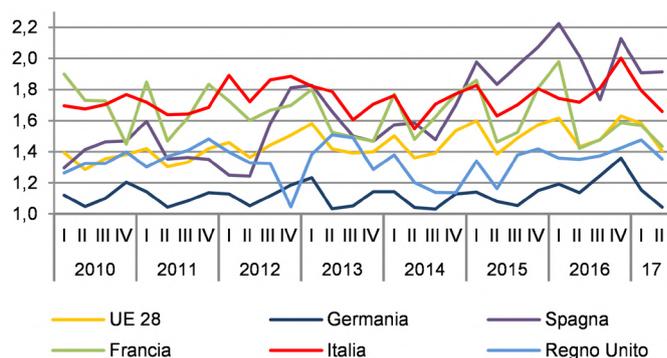


Figura 36 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

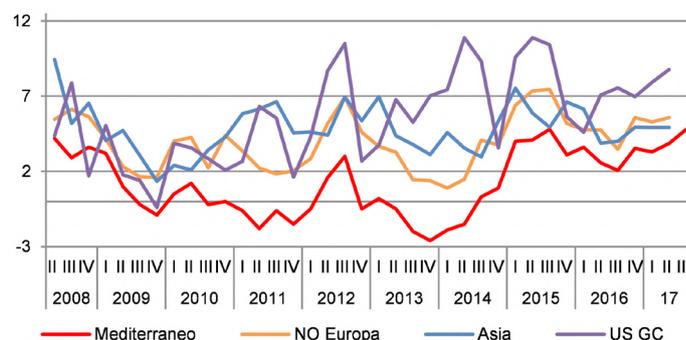


Figura 37 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

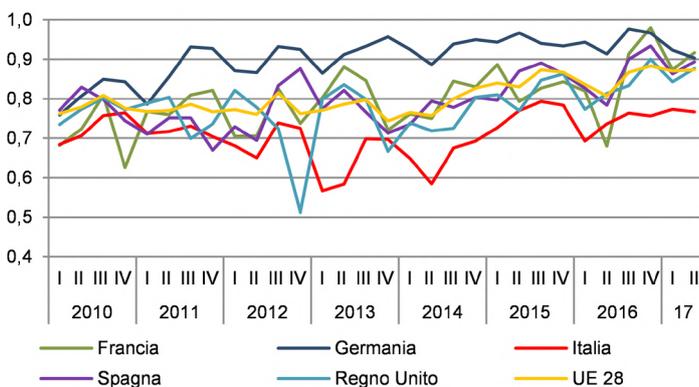


Figura 38 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

4.2 Sistema del gas naturale

Anche nel II trimestre domanda in forte aumento grazie a termoelettrico e industria

Nel secondo trimestre 2017 la domanda di gas naturale in Italia è ammontata a circa 13,5 miliardi di m³, in aumento di circa 1,3 miliardi di m³ rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Figura 39), pari a un incremento dell'11%. Si tratta del quinto incremento tendenziale consecutivo, e negli ultimi dieci trimestri, cioè a partire dal I trimestre del 2015, si è verificata una sola variazione negativa (nel I trimestre 2016, peraltro marginale). Come negli ultimi due trimestri la crescita della domanda è stata dovuta in primo luogo al settore termoelettrico (un miliardo di m³ in più, +24%), la cui richiesta è rimasta sostenuta nonostante la fine della spinta che nello scorso inverno era venuta dalla drastica riduzione delle esportazioni francesi di energia elettrica (e la conseguente necessità di coprire il gap con produzione interna). D'altra parte un sostegno notevole continua invece a venire dalla ridotta produzione idroelettrica (-19% rispetto al II trimestre 2016), arrivata al decimo calo tendenziale consecutivo (l'ultima variazione positiva si è verificata a fine 2014). Ma è rimarchevole anche l'aumento della domanda dell'industria (circa 200 milioni di m³ in più, +5,6%, dopo il +7% del I trimestre), giunta al sesto trimestre consecutivo di crescita sulla scia della ripresa della produzione industriale (vedi cap. 2.1). Si è invece mossa meno la domanda del settore civile, le cui variazioni sono legate prevalentemente alle esigenze di riscaldamento, molto ridotte nel II trimestre dell'anno. È interessante notare che la domanda cumulata degli ultimi quattro trimestri risulta pari a quasi 74 miliardi di m³, un valore che se si guarda ai dati dell'ultimo decennio risulta più vicino al massimo del 2008 (84 miliardi di m³) che al minimo del 2014 (61 miliardi di m³, un dato peraltro fortemente condizionato dal clima particolarmente mite). La Figura 40 mostra in effetti come nell'ultimo anno i consumi mensili dell'industria siano costantemente ritornati al di sopra della media decennale, mentre i consumi del termoelettrico, che presentano una maggiore variabilità mensile, sembrano comunque oscillare intorno alla media decennale. Negli ultimi anni entrambe le variabili erano invece rimaste costantemente ben al di sotto dei valori medi decennali.

Raddoppiano le importazioni dal Nord Europa, forte aumento per la Russia, forte calo per l'Algeria

Dal lato dell'offerta, nel secondo trimestre dell'anno le importazioni hanno seguito la crescita della domanda, aumentando del 9,5% (+1,5 miliardi di m³) rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente (Figura 41). La Russia resta ampiamente il primo fornitore di gas italiano. Dopo che in due degli ultimi tre trimestri il peso delle importazioni dalla Russia era sceso al di sotto del 40%, nell'ultimo trimestre tale peso è tornato a rappresentare quasi la metà dell'import totale. La forte crescita dei flussi al punto di entrata di Tarvisio (+1,4 miliardi di m³, +20% rispetto all'anno precedente) ha infatti quasi completamente compensato la notevole riduzione dei flussi al punto di entrata di Mazara (-1,7 miliardi di m³,

Nel secondo trimestre 2017 la domanda di gas naturale in Italia è ammontata a circa 13,5 miliardi di m³, in aumento di circa 1,3 miliardi di m³

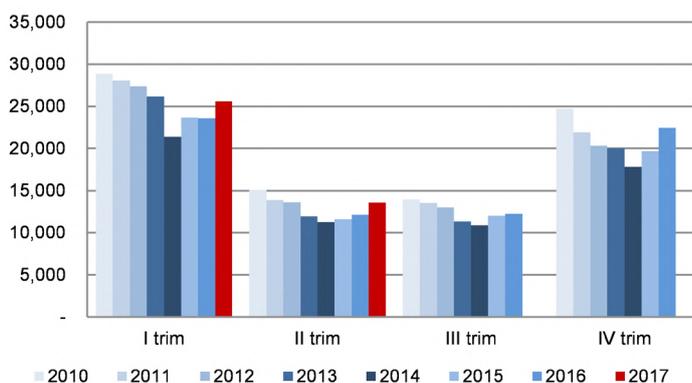


Figura 39 – Domanda trimestrale di gas naturale (Mm³)

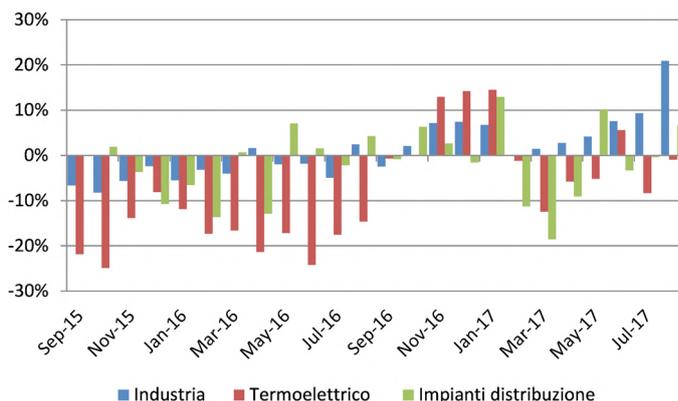


Figura 40 – Domanda mensile di gas naturale per settore – Differenza rispetto alla media decennale (%)

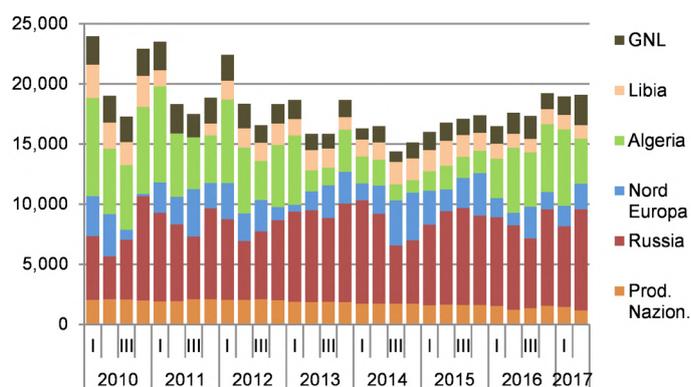


Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (Mm³)

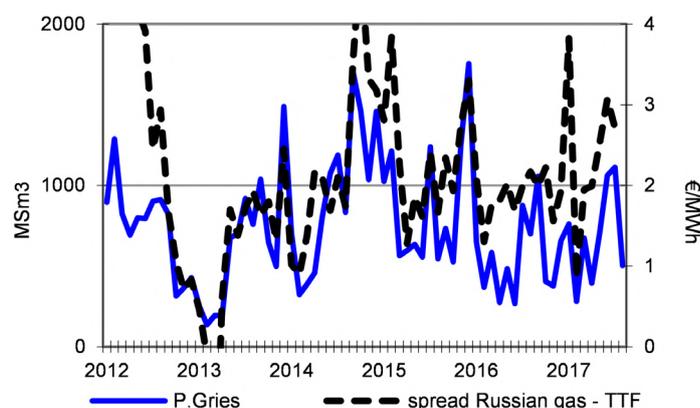


Figura 42 – Importazioni di gas dal Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas al PSV e prezzo al TTF (asse dx)

-31%). Come segnalato nel precedente numero dell'Analisi trimestrale le importazioni dall'Algeria sono infatti scese bruscamente con l'inizio del nuovo anno termico, dopo la forte ripresa legata all'accordo fra ENI e Sonatrach sulle forniture per l'anno termico 2016/2017.

Le importazioni dal Nord Europa sono quelle che hanno presentato le variazioni più significative (+1,1 miliardi di m³ nel trimestre, pari a +111%, +300% nel solo mese di giugno), spinte dal forte spread tra prezzo del gas al PSV e prezzo al TTF, costantemente superiore ai 2 €/MWh, ma particolarmente elevato a giugno, quando si è attestato sui 3 €/MWh. La Figura 42 mostra l'elevata correlazione fra i flussi di gas al punto di entrata di Passo Gries e lo spread PSV-TTF. Infine, notevoli incrementi hanno riguardato le importazioni via nave, aumentate del 40% (750 milioni di m³ in più), grazie in primo luogo ai 430 milioni di m³ in più di GNL consegnati al terminale di Livorno, connessi al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Il confronto fra i dati relativi all'intero I semestre 2017 e i valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni (Figura 43) permette di valutare le variazioni recenti in una prospettiva di lungo periodo. Ne emerge come gli 84 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia sono ampiamente al di sopra della media degli ultimi otto anni (Figura 44). Non a caso, il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (72%, con una deviazione standard del 16%, che indica un utilizzo medio superiore al 50% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno). Se si guarda all'intero I semestre anche l'import dall'Algeria resta ancora al di sopra della media di lungo periodo, ma è ora inferiore alla media 2016. Invece, nonostante i recenti aumenti, le importazioni dal Nord Europa restano sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo (21 milioni di m³, contro i 25 della media di lungo periodo), evidentemente perché scontano il premio del prezzo PSV rispetto al prezzo del gas russo. Infine, è notevole l'aumento delle importazioni di GNL, salite a 22 milioni di m³, +3 milioni di m³ rispetto alla media di lungo periodo). È rimarchevole in particolare come, mentre il tasso di utilizzo del terminale di Cavarzere resti costantemente su valori elevati, il terminale di Livorno, che aveva un tasso di utilizzo del 9% nel 2016, sia salito al 22% nel I semestre 2017, con una punta del 40% nel II trimestre.

In Europa ancora in aumento il gas russo, in ripresa il GNL

Nell'insieme dei Paesi europei si sono registrate tendenze simili a quelle viste per l'Italia. Dopo i massimi raggiunti nel 2016 dall'export di gas russo verso l'Europa (N.B.: Turchia inclusa), grazie a prezzi ai minimi degli ultimi dodici anni e inferiori ai prezzi spot, le esportazioni russe verso l'Europa sono continuate ad aumentare sia nel I sia nel II trimestre 2017, in concomitanza con un prezzo del gas russo sostanzialmente allineato ai prezzi spot (Figura 44). Nel II trimestre dell'anno è poi tornato ad aumentare in modo significativo l'import europeo di GNL, che nell'inverno 2016/2017 era stato penalizzato dalla forte domanda asiatica, spinta dal clima e da alcuni fermi di impianti nucleari. Lo spread fra mercato asiatico e mercato nord europeo, che a cavallo tra 2016 e 2017 si era allargato (il prezzo spot medio del

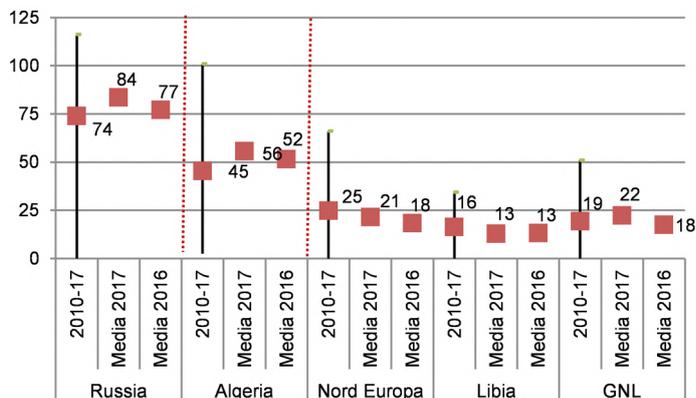


Figura 43 – Immissioni di gas naturale per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MMSm³)

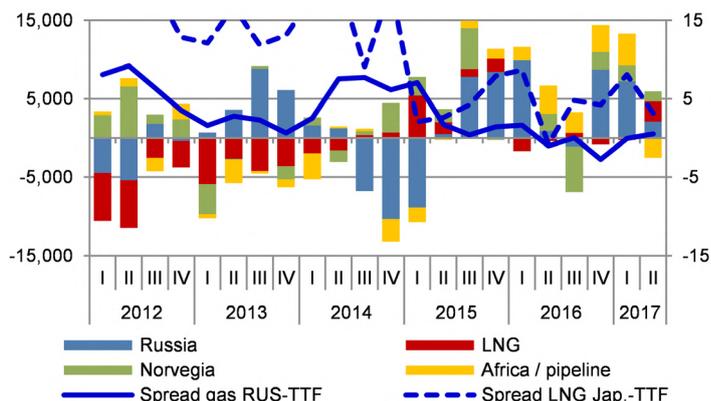


Figura 44 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas in Europa (Mm³, asse sn), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

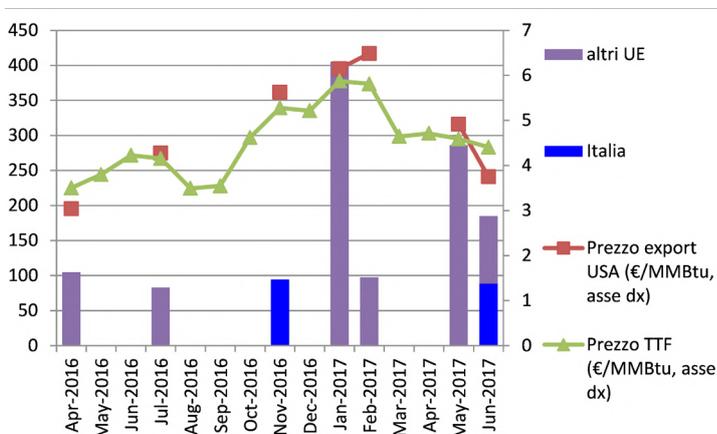


Figura 45 – Esportazioni di GNL USA verso l'Europa (Mm³)

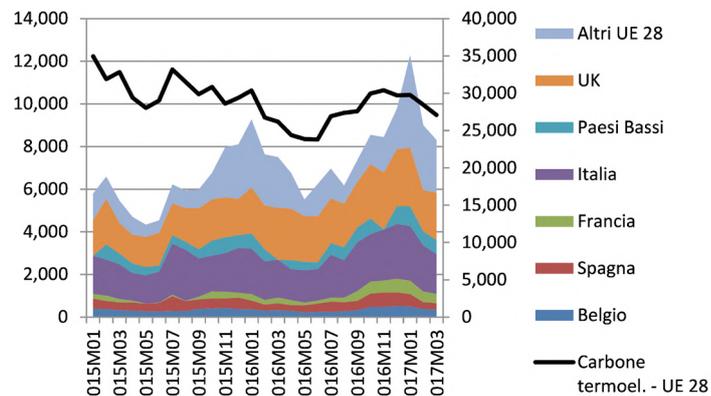


Figura 46 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sn) e generazione elettrica da carbone (GWh, asse dx)

GNL importato in Giappone è salito fino a quasi 9 \$/MBtu a febbraio), è tornato su valori contenuti, favorendo dunque le consegne in Europa. È interessante come ad oggi le prime esportazioni di GNL dagli USA verso l'Europa siano state sporadiche e di entità modeste. D'altra parte, è significativo che secondo i dati dell'Energy Information Administration vi sono state consegne a prezzi in linea con gli attuali prezzi del gas sul TTF, su livelli storicamente bassi (Figura 45).

Questi dati sembrano confermare che nel breve periodo è plausibile che la competizione tra gli esportatori di gas verso l'Europa si intensifichi, perché agli attuali prezzi degli hub europei sia il GNL di provenienza USA sia quello di provenienza Qatar risultano competitivi. Questo soprattutto in uno scenario di bassa domanda asiatica (vedi quanto detto nell'Analisi trimestrale n. 2/2017), che lascerebbe disponibile per il mercato europeo una parte rilevante della nuova capacità di liquefazione globale. Nel 2017 è infatti previsto che entrino in funzione 44 miliardi di metri cubi di nuova capacità, dopo i 49 già entrati in funzione nel 2016, e ulteriori 100 miliardi di metri cubi sono in costruzione (IEA 2017).

In Europa resta inoltre sostenuta la domanda, spinta dal *fuel switching* da carbone a gas nella termoelettrica (Figura 46). Anche dopo il superamento della fase di riduzione delle esportazioni francesi (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017) la sostituzione del carbone con gas continua infatti ad essere favorita dall'andamento divergente dei prezzi delle due commodity, perché i prezzi del carbone restano sui massimi dell'ultimo quinquennio e il prezzo del gas sui mercati dell'Europa continentale è ora allineato al prezzo necessario per il "coal-to-gas switching" (IEA, 2017).

Dipendenza dall'import e peso del gas sono ai massimi storici

La dinamica di domanda e offerta di gas sul mercato interno e sui mercati internazionali ha riflessi sia positivi sia negativi sulla sicurezza del sistema italiano del gas naturale. Un elemento strutturalmente critico del sistema energetico italiano sta nella combinazione di un elevato livello di dipendenza dall'import (non diversamente dagli altri principali Paesi UE) e di un peso molto rilevante del gas nel mix di energia primaria (che invece è decisamente più alto rispetto agli altri grandi Paesi UE). La forte ripresa dei consumi di gas seguita ai minimi toccati nel 2014 ha determinato un notevole aumento di entrambi questi indicatori (Figura 47). Proiettando i dati del I semestre all'intero 2017, a fine anno la quota di gas naturale sull'energia primaria potrebbe tornare vicino al massimo storico del 38%, mentre con la costante diminuzione della produzione nazionale la dipendenza dalle importazioni potrebbe superare il 92% (massimo storico). La criticità di questi dati viene stemperata dall'altra peculiarità italiana, stavolta "positiva", cioè l'elevato livello di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, più elevato che nel resto d'Europa. Nel I semestre 2017 l'indice di diversificazione italiana (HHI, che può variare tra 0 e 1, vedi Nota metodologica), si è leggermente ridotto rispetto all'anno precedente, a indicare un maggiore diversificazione delle forniture, grazie alla leggera riduzione del peso del gas russo (peraltro in ripresa dal II trimestre), coperta dai maggiori flussi da Algeria, Nord Europa e GNL. D'altra parte, come discusso nell'Analisi trimestrale n. 2/2017, è opportuno tenere presente come la diversificazione reale del sistema gas italiano sia inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità.

Ripresa della domanda e adeguatezza del sistema

Riguardo all'adeguatezza del sistema gas, l'inverno scorso ha confermato quanto evidenziato anche dal documento di consultazione della Strategia Energetica Nazionale 2017: l'Italia rispetta formalmente la regola N-1 del Regolamento UE 994/2010, ma il margine rispetto alle punte di domanda e/o a situazioni di emergenza analoghe a quelle del febbraio 2012 è in effetti limitato. La domanda giornaliera, in parte spinta anche da fattori congiunturali, è tornata a inizio 2017 ben al di sopra dei 400 milioni di metri cubi, valori che non si registravano dal 2012 (sebbene ancora lontana dal massimo assoluto del febbraio 2012, vedi Analisi trimestrale n. 2/2017), quando si verificò l'ultimo situazione di criticità del sistema gas italiano. Rispetto ad allora, la domanda massima giornaliera del settore industriale è stata nel 2017 inferiore di appena 1 Mm³, la domanda massima del termoelettrico è stata inferiore di 9 Mm³, la domanda massima delle reti di distribuzione è stata inferiore di circa 40 Mm³ (Figura 48). Ma va tenuto presente che nel 2017 il rapporto tra punta di domanda e domanda media, un indice della severità climatica, è rimasto molto al di sotto del valore raggiunto nel 2012 (a febbraio 2012 vi furono condizioni di freddo eccezionale). Anche riguardo al termoelettrico, un ritorno della domanda su valori vicini ai massimi storici è ora uno scenario che non può essere escluso, in particolare se si considera la possibilità di una riduzione strutturale delle esportazioni francesi di elettricità a seguito di una po-

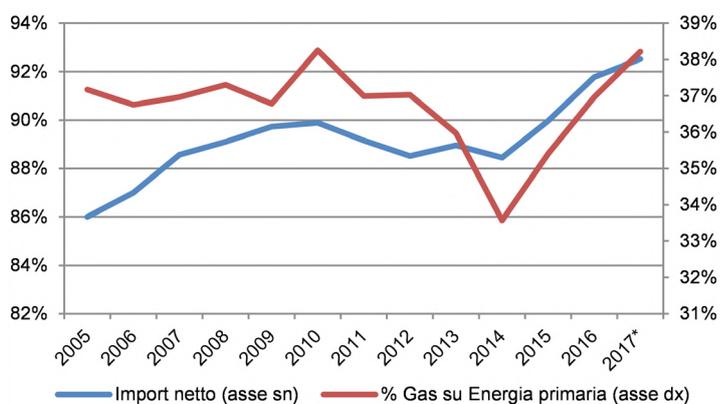


Figura 47 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

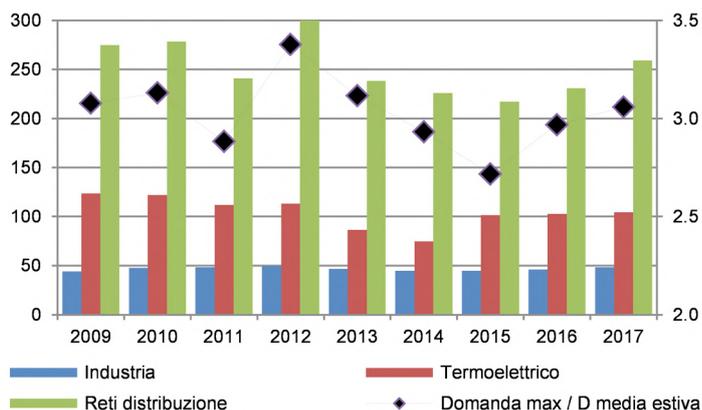


Figura 48 – Domanda settoriale giornaliera massima (Mm³/g, asse sn) e rapporto fra domanda massima e media estiva (asse dx)

litica di riduzione della capacità nucleare (vedi Focus a pag. 30).

Per valutare il livello di criticità del sistema gas è utile guardare all'indice di flessibilità residua, che valuta la capacità non impegnata nel giorno di massima domanda. Poiché la stagionalità della domanda di gas fa sì che nel II trimestre dell'anno tale indice risulti inevitabilmente più elevato che nel I trimestre dell'anno, il valore minimo raggiunto nel 2017 resta quello del 10 gennaio, con 0,176 (cioè la capacità non impegnata era pari al 17,6%), un valore non molto maggiore al minimo assoluto del 7 febbraio 2012.

Adeguatezza del mercato: nel II trimestre record dello spread PSV-TTF

Dal punto di vista dell'adeguatezza del mercato, anche nel 2017 non si registrano miglioramenti per il mercato italiano del

gas, che continua ad essere penalizzato da uno spread rispetto ai mercati nord europei che è "ben più elevato rispetto al solo costo variabile di trasporto (pari a circa 0,5 €/MWh)" (SEN 2017, p. 94), vedi Figura 49.

Una valutazione della incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati più liquidi del Nord Europa può venire dall'analisi combinata dell'evoluzione dello spread giornaliero fra prezzo italiano e prezzo sugli hub europei e della percentuale della capacità di trasporto sul gasdotto Transitgas (che connette il mercato italiano a quello nord-europeo). La Figura 50 mostra che nel primo semestre 2017 lo spread è rimasto positivo nella stragrande maggioranza dei giorni (93% circa), restando al di sopra di 1,5 €/MWh in circa il 72% dei giorni. In ben 95 giorni, circa la metà del totale, si è verificata una combinazione di spread elevato e utilizzo della capacità di trasporto inferiore al 50%, un dato che indica una opportunità di arbitraggio non sfruttata sulla rotta TTF/Svizzera/PSV.

Nonostante i progressi degli ultimi anni, il mercato italiano del gas continua a rimanere poco sviluppato, per numero di partecipanti attivi, per tipologia e numerosità di prodotti scambiati, per volumi scambiati, per *churn rates* (che rapporta i volumi scambiati alla quantità fisica acquistata). Nel I semestre 2017 gli scambi sul PSV sono rimasti sullo stesso livello dell'anno precedente (484 TWh), ma grazie alla significativa variazione negativa degli scambi sul GasPool tedesco il PSV è divenuto il quarto hub europeo, con scambi pari a poco più della metà di quelli registrati al NCG tedesco (Figura 51) e ancora pari a un ordine di grandezza inferiore rispetto agli scambi effettuati al TTF olandese e al NBP britannico.

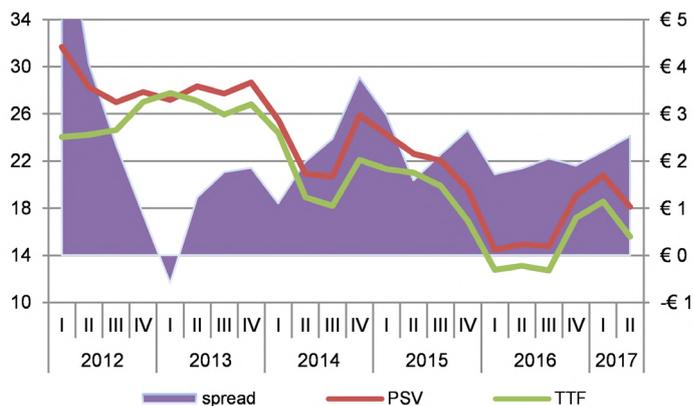


Figura 49 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

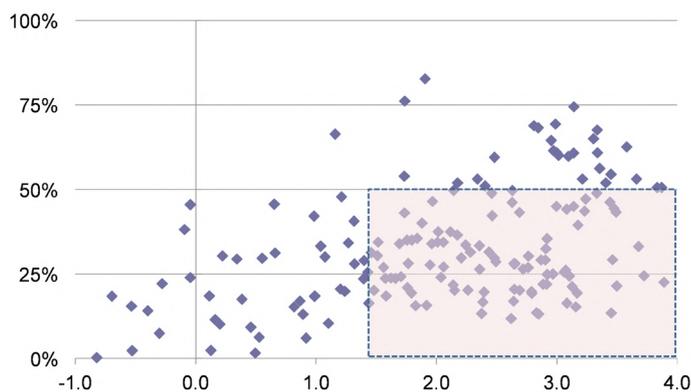


Figura 50 – Scatterplot: spread fra prezzo giornaliero del gas naturale sul Mercato Infragiornaliero italiano e PEG (€/MWh, asse x) e percentuale di utilizzo del gasdotto Transitgas (asse y) – 01/01/2017-30/06/2017

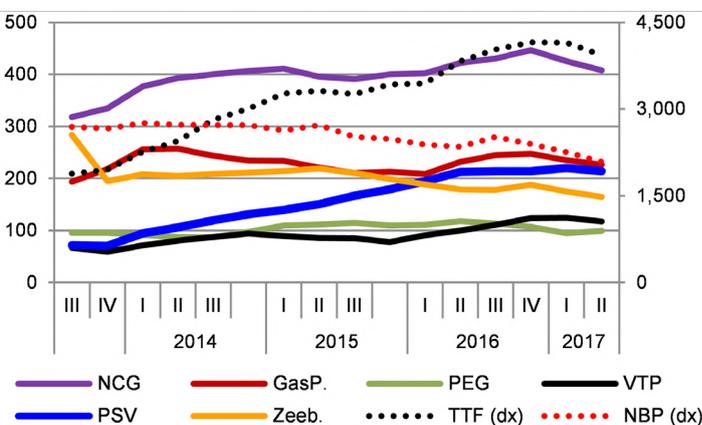


Figura 51 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

4.3 Sistema elettrico

Segnali di ripresa per la richiesta di energia elettrica

Nel II trimestre 2017 il valore della richiesta elettrica si è attestato a 75,5 TWh, in aumento del 2,2% rispetto al II trimestre del 2016. Occorre ricordare tuttavia come il II trimestre 2017, rispetto al II trimestre 2016, abbia avuto due giorni lavorativi in meno (entrambi ad aprile). Al netto dell'effetto di calendario, la variazione tendenziale è infatti superiore a quella grezza (+5,8% secondo la stima ENEA). La serie dei dati grezzi mensili (Figura 52) evidenzia come l'aumento della richiesta nel trimestre sia ascrivibile in buona misura al mese di giugno (+7,6% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente; +0,5% rispetto alla media decennale), in quanto ad aprile e maggio la richiesta è invece rimasta sui valori dei minimi decennali. Il dato di giugno è parzialmente imputabile alle alte temperature, in quanto il giugno 2017 è stato il secondo più caldo dall'inizio delle registrazioni moderne della temperatura, con +4,79 gradi rispetto alla media (Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del Cnr). D'altra parte, l'analisi della serie storica decennale della richiesta (Figura 53) mostra per un verso la netta tendenza di lungo periodo alla diminuzione, ma evidenzia anche come a partire dalla prima metà del 2016 questa tendenza si sia fermata, e al netto dei fattori congiunturali negli ultimi mesi sembrano emergere segnali di ripresa.

Riguardo alla punta di domanda in potenza la Figura 54 evidenzia come i mesi di marzo e aprile 2017 si caratterizzino per una punta ai minimi decennali, mentre il mese di giugno 2017 spicca come il terzo valore più alto dell'ultimo decennio, con una punta pari a 53.234 MW registrata alle ore 12 del giorno 27, legata come detto al clima particolarmente caldo. In questo caso dall'analisi della serie storica decennale non emerge invece una significativa tendenza di fondo (in aumento o diminuzione), a indicazione di un ampliamento della forbice tra domanda media e punta di domanda.

Continua la ripresa della termoelettrica, in calo le FER

Per quanto riguarda la produzione (Figura 55), il II trimestre ha segnato un forte aumento della produzione termica (+4,9 TWh, pari a +13% rispetto al II trimestre 2016), che ha compensato la riduzione della produzione idroelettrica (-2,7 TWh, pari a circa il 20% in meno) e l'aumento della richiesta totale (+1,6 TWh). Mentre è tornato ai valori consueti l'import netto (intorno al 12% della richiesta, in calo dal 13% di un anno prima, ma in netta ripresa dopo la forte caduta degli ultimi due trimestri (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017)). La produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) è scesa in modo sensibile, fermandosi a una quota del 37,7% (-4,3% rispetto alla quota del 42% del II trimestre del 2016), con un calo omogeneo in tutti e tre i mesi. La ragione sta tutta nella rilevante riduzione della produzione idroelettrica, perché la quota di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) è rimasta pressoché invariata, grazie al notevole aumento della produzione fotovoltaica (+768 GWh rispetto al 2016) che ha quasi completamente compensato la riduzione della produzione eolica (-855

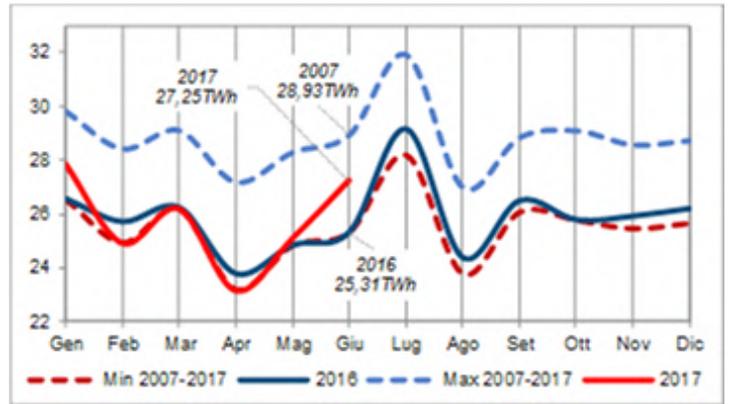


Figura 52 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

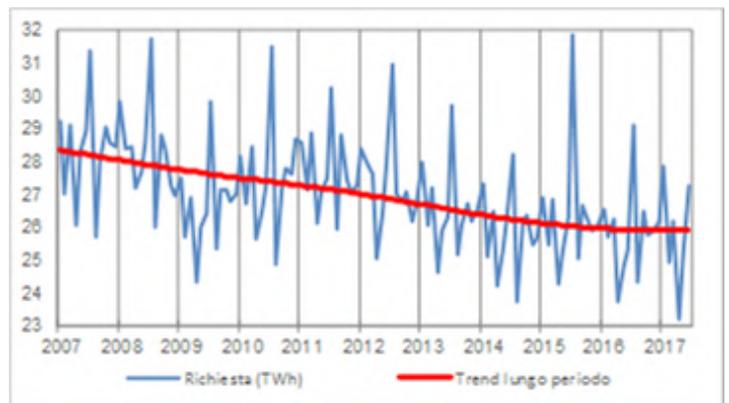


Figura 53 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

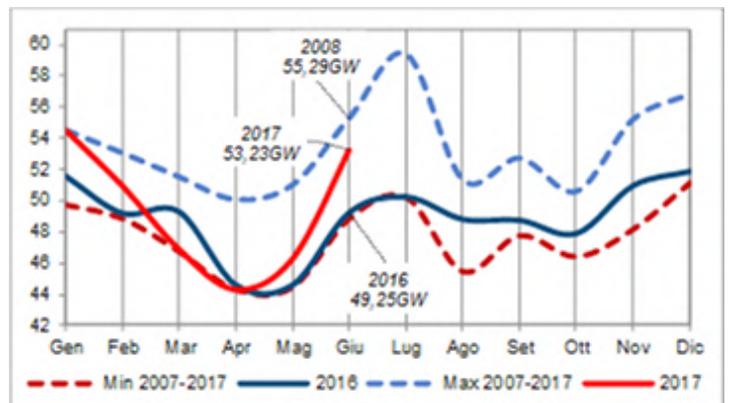


Figura 54 – Punta di domanda in potenza (GW)

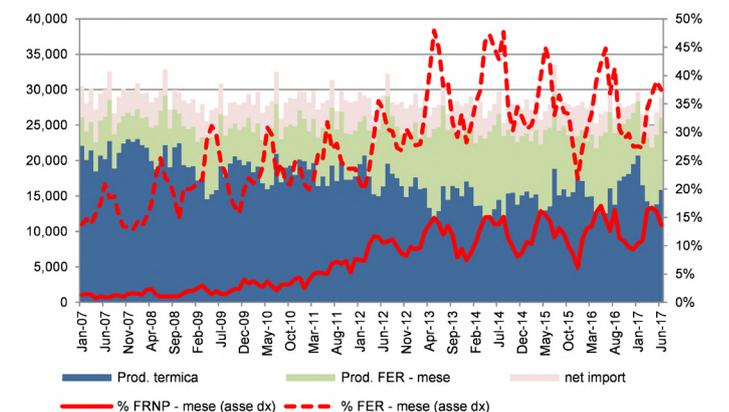


Figura 55 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

GWh rispetto al 2016). Anche se si guarda all'intero primo semestre del 2017 la produzione totale da FER è in calo significativo (al 33,6% della richiesta, contro il 36% del I semestre 2016), mentre la produzione da FRNP è stabile sui valori del 2016, circa 21,5 TWh, pari al 14% della richiesta (contro il 14,2% del I semestre 2016).

Margini di riserva tornati su valori più elevati dopo la crisi del nucleare francese

Nel I trimestre dell'anno la crisi del nucleare francese, con la riduzione delle esportazioni francesi di elettricità, aveva determinato una fase di relativa criticità per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Il margine di riserva aveva raggiunto livelli critici in particolare nella zona Nord, al punto che tra il 18 e il 20 gennaio Terna aveva dichiarato uno stato di allerta e attivato diverse misure di sicurezza. Superata questa fase, nel II trimestre dell'anno il margine di riserva è tornato su valori più elevati: secondo le stime ENEA, nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" (vedi nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima) del sistema Italia è tornato al di sopra del 30%. Si tratta di un dato notevolmente inferiore a quello di un anno prima, ed è anche il valore più basso degli ultimi anni. Andamento simile ha seguito il margine relativo alla sola zona Nord, dove il margine di riserva registrato nell'1% delle ore più critiche è di poco superiore al 20%, dunque anche inferiore al dato nazionale (Figura 56).

Nel medio periodo resta la possibilità di problemi di adeguatezza in casi estremi

Questi margini di riserva fanno ritenere che il sistema sia ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità, perché la domanda media resta sui minimi decennali. D'altra parte, nel numero precedente dell'Analisi trimestrale si era evidenziato come in caso di situazioni "estreme" (combinazione di domanda elevata, bassa produzione da fonti rinnovabili intermittenti, non completa disponibilità di capacità di trasmissione tra zone di mercato), si sarebbero potuti verificare problemi di adeguatezza in particolare nella zona Centro-Nord (in linea con le valutazioni di ENTSO-E, l'associazione dei Transmission System Operator europei). In effetti, sebbene a luglio non si siano verificate situazioni estreme, vi sono comunque stati dei giorni nei quali nella zona Centro Nord il margine di riserva minimo è sceso sotto il 10% della domanda (Figura 57). Per cui, in caso di interruzioni ancora più marcate dell'import dai Paesi vicini, si sarebbero potute effettivamente concretizzare situazioni di criticità. In sintesi, il sistema sembra ancora in overcapacity, ma in fasi di bassa idraulicità e/o import è possibile che alla punta di domanda sia una carenza di impianti flessibili di punta.

Ad aprile un nuovo picco del costo del dispacciamento

A gennaio la crisi del nucleare francese ha avuto un impatto rilevante sui costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo uplift). Ancora in aprile l'"uplift"

del nucleare francese, con la riduzione delle esportazioni francesi di elettricità, aveva determinato una fase di relativa criticità per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017).

Questi margini di riserva fanno ritenere che il sistema sia ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità, perché la domanda media resta sui minimi decennali.

A gennaio la crisi del nucleare francese ha avuto un impatto rilevante sui costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo uplift).

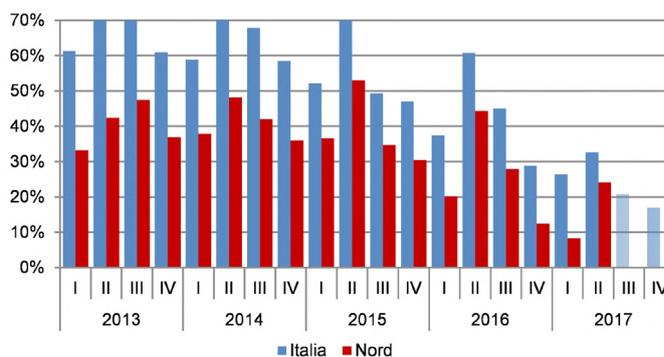


Figura 56 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

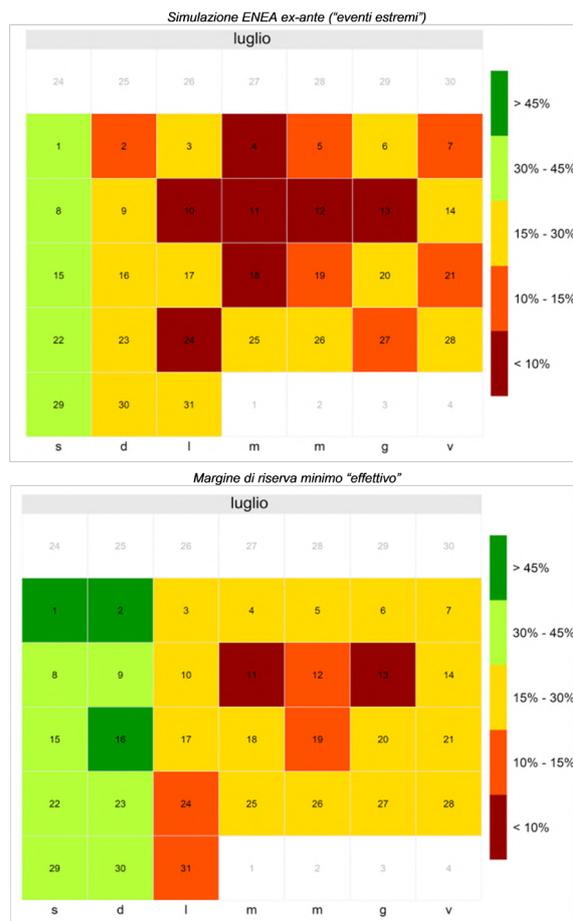


Figura 57 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche) – Simulazione ex-ante di "eventi estremi" vs dati storici

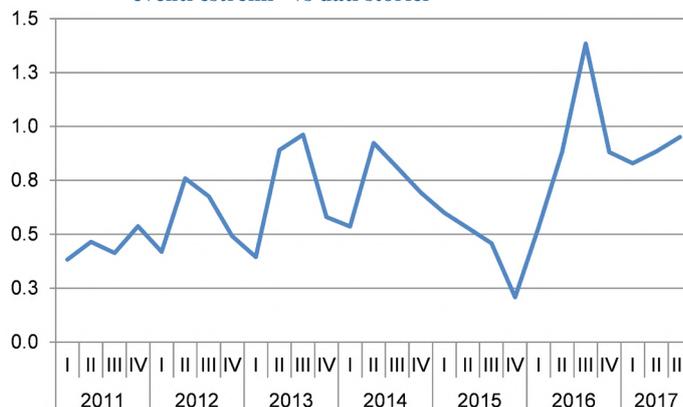


Figura 58 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (Cent/kWh)

è balzato a oltre 16 €/MWh (di cui circa 12 €/MWh per l'approvvigionamento di risorse sul mercato del dispacciamento, circa 4 €/MWh per gli sbilanciamenti), tornando dunque ai livelli della primavera 2016, che erano stati oggetto di procedimenti dell'Autorità per l'energia e dell'Antitrust. A giugno e luglio vi è invece stata una flessione dell'uplift, ma nel complesso i costi sostenuti da Terna nel II trimestre hanno determinato un nuovo aumento dell'uplift previsto per il III trimestre (da 8,8 €/MWh a 9,5 € per MWh, Figura 58). Al di là dei picchi recenti, la serie storica sembra evidenziare una tendenza crescente dell'uplift, in conseguenza di una problematicità crescente nella gestione in sicurezza del sistema.

La massima penetrazione di FRNP resta al di sotto dei valori raggiunti negli ultimi due anni

Sebbene nel II trimestre dell'anno la produzione totale da FRNP sia rimasta costante (vedi sopra), la massima quota di copertura della domanda con FRNP è invece rimasta al di sotto del picco del II trimestre 2016 (a sua volta inferiore al massimo del II trimestre 2015) (Figura 59).

A questi livelli di penetrazione delle FRNP resta comunque la possibilità di problemi di gestione del sistema elettrico, per la necessità di crescente di generazione flessibile, cioè di impianti di generazione in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi. In effetti, se si guarda alla sola zona Sud, quella con la più alta penetrazione di FRNP, nel II trimestre 2017 si è raggiunto il valore massimo della variazione oraria della produzione intermittente (calcolato in rapporto alla domanda; Figura 60). La figura evidenzia come negli anni recenti vi sia stato un aumento della dispersione della variazione oraria della produzione intermittente, determinato, più che dai cambiamenti nei valori medi, da un aumento dei valori estremi. Nel dettaglio, il 17 aprile, alle ore 18, la riduzione della produzione da FRNP è stata infatti pari al 57% della domanda, coperta in parte dall'incremento della produzione termoelettrica (circa 500 MW in ciascuna delle successive due ore), in parte dalla riduzione delle esportazioni nelle zone limitrofe. L'analisi della domanda e della sua copertura nello stesso giorno mostra la ripidità della domanda residua, passata da -1200 a +1800 tra le ore 16 e le ore 19, una variazione prevalentemente gestita con la riduzione dei flussi verso le zone limitrofe. In prospettiva, la possibilità che tali riduzioni continuino ad essere possibili senza conseguenze sulle zone limitrofe potrebbe non essere scontata (Figura 61). Questi dati si riflettono inoltre nel valore più ridotto di alcuni indicatori di rilievo, individuati da ENTSO-E per anticipare la possibilità di difficoltà nella gestione del sistema, a causa della volatilità della produzione intermittente. L'indicatore relativo al numero di ore nelle quali la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% (Figura 62), sembrerebbe suggerire che la tendenza recente sia verso una riduzione delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico, in quanto il trimestre 2017 la percentuale di ore "critiche" è diminuita nel rispetto agli stessi mesi dell'ultimo quadriennio, tanto per la zona Sud quanto per il paese nel complesso. Infine, l'indicatore relativo al numero di ore nelle quali la domanda residua diviene negativa (cioè nelle quali la produzione da fonti intermittenti supera la domanda), in tal modo aumentando il rischio di taglio della produzione stessa, mostra un sensibile miglioramento: nel secondo trimestre dell'anno passato nella zona Sud ben il 28,3% delle ore si accompagnavano ad una domanda residua negativa, mentre nell'anno in corso tale valore è sceso al 17,3%. Le ore a maggior criticità sono quelle comprese tra le 9 e le 12 dei giorni festivi.

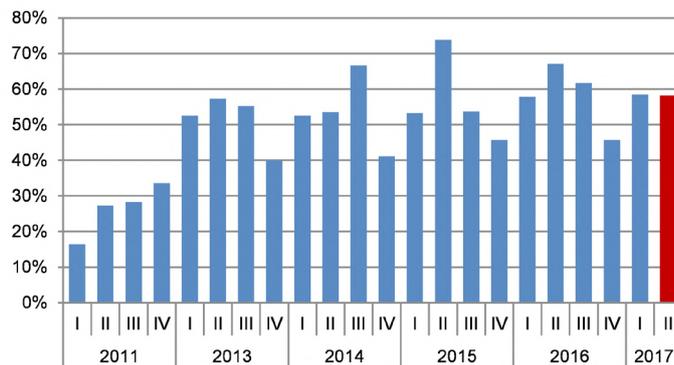


Figura 59 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

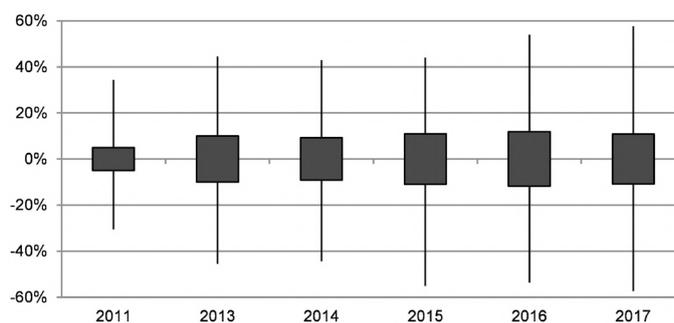


Figura 60 – Variazione oraria della produzione intermittente in % della domanda – min, max e dev. standard (zona Sud)

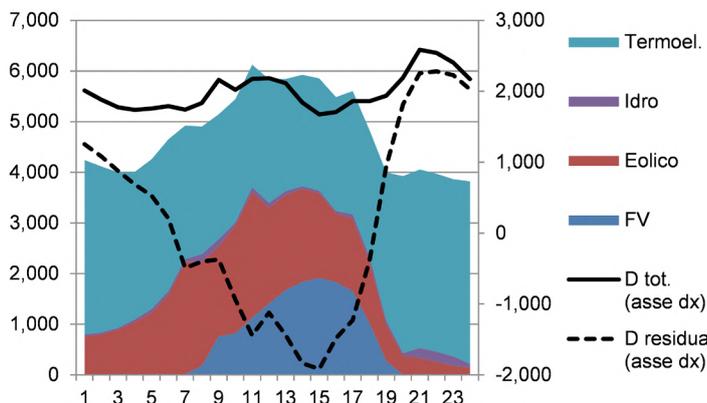


Figura 61 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima variazione oraria della produzione da FRNP – zona Sud (MW)

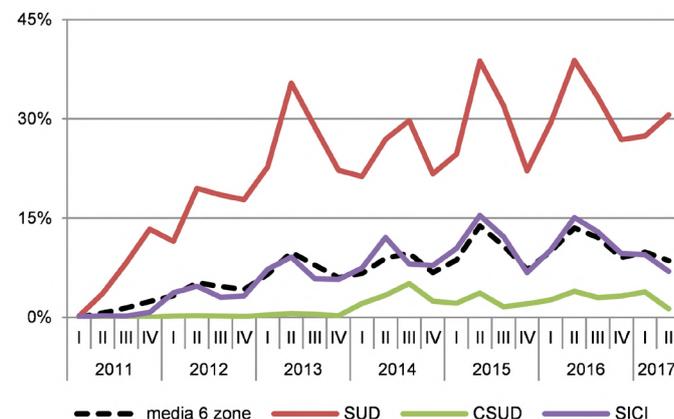


Figura 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda

Prezzi sulla borsa elettrica in discesa rispetto al I trimestre, restano in forte aumento rispetto al 2016

Nel II trimestre i prezzi dell'elettricità sulla borsa elettrica sono scesi in misura marcata rispetto al I trimestre, quando erano stati spinti dalla crisi dei nuclei francesi, (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Il prezzo medio di acquisto (prezzo unico nazionale, PUN) è sceso a 45 €/MWh (-22%) dai 57,5 €/MWh del I trimestre, in primo luogo per il calo dei prezzi del gas naturale che, dopo i rialzi del I trimestre dell'anno, nel II trimestre sono tornati su valori non molto maggiori di quelli della prima metà del 2016, i minimi degli ultimi anni. A questo si è aggiunto il ritorno della domanda su valori più contenuti rispetto alle medie del periodo (vedi ancora Figura 52). Nel II trimestre 2017 il PUN medio resta comunque maggiore del +30% rispetto al II trimestre 2016, anche dopo l'esaurimento del fattore congiunturale costituito dalla riduzione delle importazioni francesi. Un fattore importante è il crescente ruolo dei cicli combinati a gas sul MGP per compensare la ridotta produzione idroelettrica (Figura 61).

Torna il disallineamento tra prezzi e domanda

La traslazione verso il basso dell'intera curva dei prezzi nell'ultimo trimestre (Figura 63) si è combinata con una variazione nel rapporto tra i prezzi nelle diverse fasce. L'aumento stagionale della produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata ha infatti contribuito a deprimere le quotazioni nella fascia F1 (dalle 8 alle 19 dei giorni feriali), per cui il rapporto fra i prezzi in fascia F1 e i prezzi in fascia F2 è tornato al di sotto dell'unità, dopo che era tornato al di sopra dell'unità a partire dalla seconda metà del 2016 (Figura 64), quando riduzione dell'import e crisi dell'idroelettrico hanno fatto sì che il termoelettrico fosse in grado di condizionare in misura maggiore la curva dei prezzi, anche in F1. Evidentemente, con la ripresa delle importazioni e la riduzione stagionale della domanda il ruolo del termoelettrico si è di nuovo ridimensionato, e si è tornati al disallineamento tra curva di domanda e curva dei prezzi che ha caratterizzato il MGP negli ultimi anni.

È interessante comunque come il cambiamento indotto sul mercato del Giorno Prima dalla combinazione di bassa idraulicità e ridotto import abbia determinato negli ultimi trimestri un profilo dei prezzi più vicino a quello nel "vecchio" assetto del mercato passato (anche il rapporto F1/F3 era tornato su valori più elevati, sebbene lontani da quelli del 2010, vedi ancora Figura 64).

Il confronto con gli esiti del mercato elettrico sul mercato tedesco, e implicitamente con i mercati continentali mostra per un verso come i prezzi italiani restino sostanzialmente più elevati di quelli tedeschi (+50,8% il prezzo medio del II trimestre), per un altro verso come la riduzione delle esportazioni francesi abbia avuto sul mercato tedesco effetti anche maggiori che sul mercato italiano (la distanza tra le curve del I e II trimestre è infatti più accentuata). Infine, si conferma che in Germania, anche dopo il ritorno alla normalità sui mercati continentali, sia il rapporto F1/F3 sia il rapporto F1/F2 si collocano su valori più elevati, dunque meglio in grado di fornire segnali di prezzo appropriati.

Nel II trimestre i prezzi dell'elettricità sulla borsa elettrica sono scesi in misura marcata rispetto al I trimestre, quando erano stati spinti dalla crisi dei nuclei francesi, (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017).

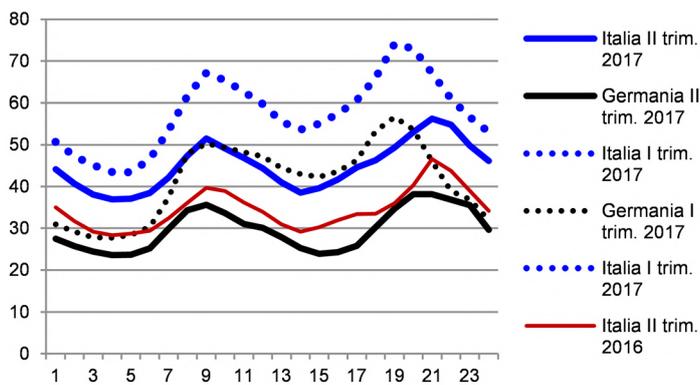


Figura 63 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2017 (€/MWh)

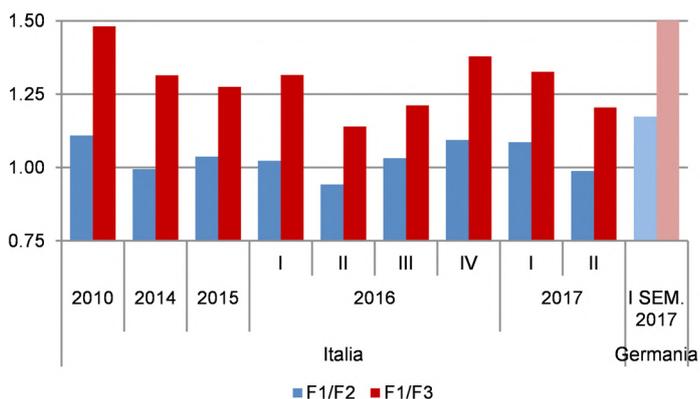


Figura 64 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra F1 e F3

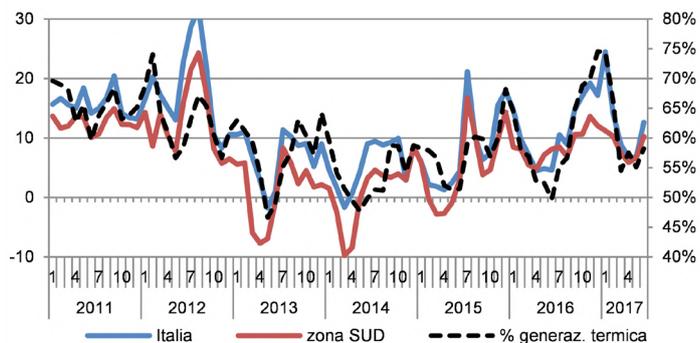


Figura 65 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

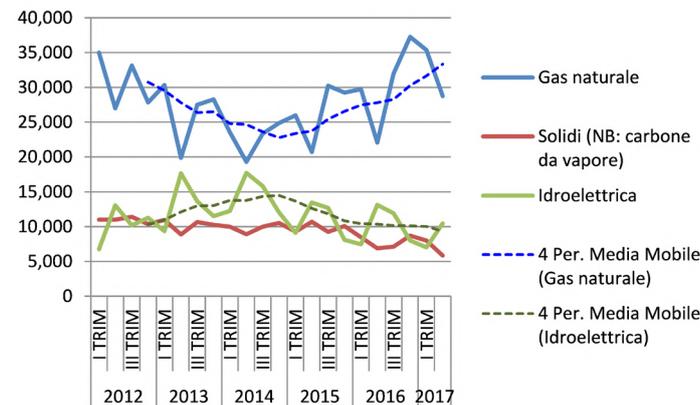


Figura 66 – Generazione elettrica mensile da gas, solidi e idro (TWh, medie mobili 4 termini)

Torna a scendere la redditività degli impianti a gas

lita molto rispetto ai minimi del 2013-2014 (Figura 65), grazie al ritrovato ruolo dei cicli combinati nella generazione, cresciuto di pari passo con la forte riduzione della produzione idroelettrica (Figura 66).

Dopo che a gennaio lo spark spread aveva raggiunto valori decisamente elevati, in particolare nella zona Nord, dove si era aperto un divario di prezzo con le altre zone, lo spread è tornato a ridursi nel II trimestre, ma resta comunque su valori ampiamente positivi e maggiori di quelli di un anno prima. Non a caso nell'ultimo trimestre la generazione termoelettrica, che a inizio anno era tornata a coprire fino ai 3/4 della domanda, è fisiologicamente scesa, per la crescita della produzione rinnovabile. Ma è comunque rimasta vicina a una quota media del 60%, contro il 51% di un anno fa. La Figura 65 evidenzia anche l'elevatissima correlazione esistente tra quota della produzione termoelettrica e spark spread.

In Sicilia i prezzi di nuovo disallineati rispetto alle altre zone

Un dato di rilievo del II trimestre è che il prezzo zonale della zona Sicilia è tornato ad essere ampiamente superiore a quello delle altre zone (57€/MWh il prezzo medio, +12 €/MWh rispetto al PUN), con picchi in particolare nelle ore serali, quando il ruolo della generazione termoelettrica è dominante (Figura 67). Non a caso, in Sicilia la percentuale di ore in cui i cicli combinati a gas risultano marginali è decisamente più elevata che nelle altre zone (Figura 68). La causa dei maggiori prezzi è dunque riconducibile alla minore competizione presente in questa zona di mercato, insieme all'ancora non completo funzionamento dell'interconnessione tra Sicilia e continente.

Negli ultimi due anni la redditività degli impianti a gas naturale, sintetizzata dallo *spark spread*, è risa-

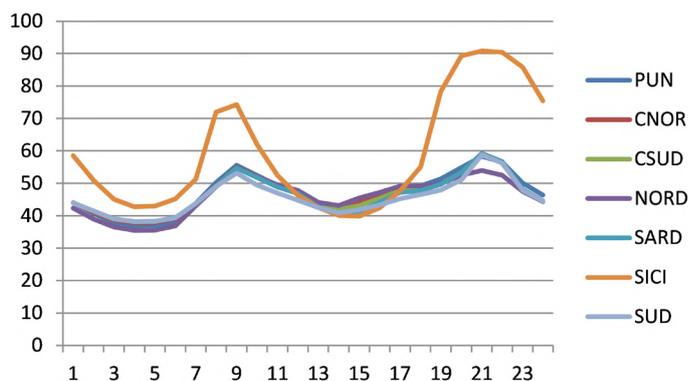


Figura 67 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, II trimestre 2017 (€/MWh)

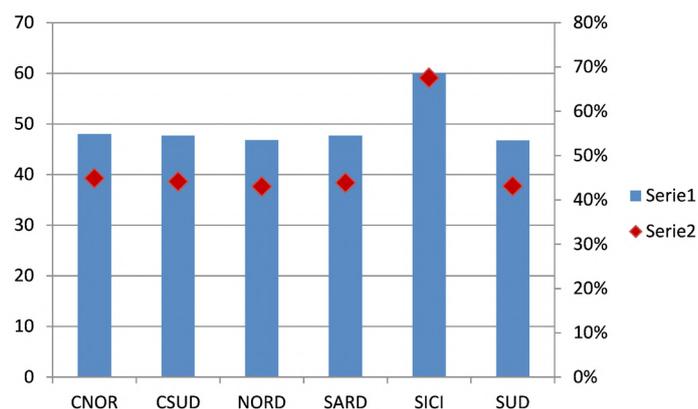


Figura 68 – Prezzo medio trimestrale per zona di mercato (€/MWh, asse sn) e percentuale di ore di marginalità dei cicli combinati (% , asse dx)

FOCUS – L'evoluzione della generazione nucleare in Francia. Quali impatti sul mercato elettrico italiano?

Vincenzo Bianco

Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica, Gestionale e dei Trasporti. Università degli Studi di Genova

email: vincenzo.bianco@unige.it

Storicamente l'Italia è sempre stato un paese importatore netto di energia elettrica. Tale condizione è causata dal mix di generazione elettrica presente nel paese, basato essenzialmente su cicli combinati, che comporta dei costi di generazione superiori rispetto a quelli dei Paesi confinanti e, conseguentemente, determina dei prezzi di mercato più elevati. In tale condizione i Paesi confinanti aventi mix di generazione più competitivi sono incentivati ad esportare energia elettrica verso l'Italia. Tra questi, il paese che maggiormente beneficia dello status quo è la Francia, che ha un mix di generazione fortemente basato sull'energia nucleare e dunque caratterizzato da costi variabili molto bassi.

Il contesto francese

La Francia rappresenta, dopo la Germania, il mercato elettrico più grande d'Europa, caratterizzato da un consumo che nel 2016 è stato di 444 TWh [1].

Da una rapida analisi del mix di generazione è possibile evincere come l'energia elettrica generata mediante centrali nucleari rappresenti la stragrande maggioranza, il 75%, della generazione elettrica. La capacità installata, oltre a coprire tutta la domanda interna, è in grado di garantire elevati livelli di export, ~42 TWh nel 2016 [1].

Tale situazione è il risultato della politica energetica varata negli anni settanta, in particolare con il piano nucleare del 1973 [2], che rappresentava la risposta francese alla crisi petrolifera del 1971. In seguito a tale piano, tra gli anni 1980-1990 venne realizzata la gran parte degli impianti nucleari, al ritmo di 6000-7000 MW/anno. Ciò ha consentito alla Francia di "sganciare" il proprio settore elettrico dalle "turbolenze" dei mercati petroliferi e di quelli ad essi collegati (es. gas naturale).

Gli impianti nucleari francesi possono essere suddivisi in tre principali categorie:

- La serie da 900 MW che include 34 reattori entrati in funzione tra il 1977 ed il 1983;
- La serie da 1330 MW che include 20 reattori entrati in esercizio tra il 1984 ed il 1993;
- La serie da 1450 MW che include 4 reattori resi operativi tra il 1996 ed il 1999.

Ad oggi il parco nucleare francese si compone di 58 impianti, per una capacità installata totale pari a 63.1 GW [3]. Inoltre, al momento, risulta essere in costruzione un nuovo reattore di 1600 MW (EPR di Flamanville con ingresso in esercizio previsto per il 2018, sebbene più volte ritardato).

L'analisi delle date di ingresso in esercizio degli impianti nucleari francesi sollecita importanti considerazioni circa il raggiungimento della vita utile dei reattori e possibili scenari di phase-out, che potrebbero notevolmente alterare lo scenario di mercato dei prossimi anni.

La vita utile standard di un reattore nucleare è normalmente fissata in 40 anni, ma a seguito di analisi sugli specifici impianti e della conseguente realizzazione di interventi di ammodernamento, essa può essere estesa. Ad oggi tali interventi hanno consentito di estendere la vita utile sino a 60 anni negli USA. Al contrario, in Europa non sono mai stati superati i 50 anni. A tal proposito va ricordato che EDF ha proposto un piano di estensione della vita utile degli impianti francesi ("Grand Carenage") sino a 60 anni.

La Figura 69 riporta la capacità cumulata degli impianti nucleari francesi fino al 2030 ipotizzando due scenari: vita utile 40 anni e vita utile 50 anni. Dall'analisi della figura, risulta evidente che una quota rilevante dei reattori nucleari francesi potrebbe essere destinata al phase-out nei prossimi anni ed, al momento, non sembrano esserci piani per la loro sostituzione.

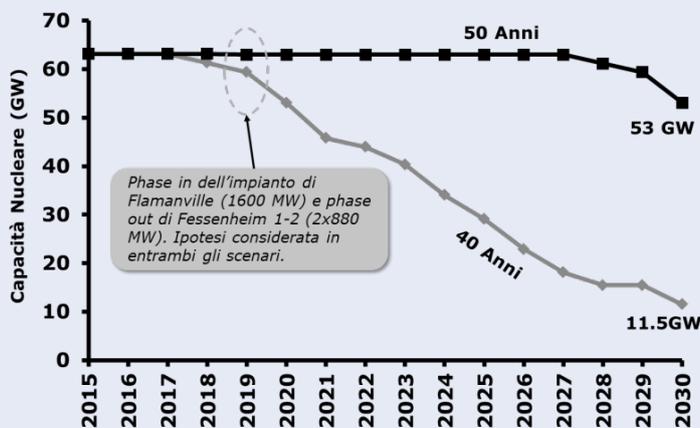


Figura 69 - Potenza cumulata degli impianti nucleari a seguito delle diverse ipotesi di phase-out

Al contrario, la recente approvazione della "Transition énergétique pour la croissance verte" [4], che prescrive una riduzione della quota di energia elettrica generata da centrali nucleari dall'attuale 75% al 50% entro il 2025, lascia intendere la volontà delle autorità francesi di sviluppare politiche energetiche meno legate alla tecnologia nucleare. In conseguenza di tale atto, si stima [5] una riduzione della capacità nucleare dagli attuali 63 GW a circa 40 GW.

La situazione italiana

Il mercato elettrico italiano è caratterizzato da un mix di generazione fortemente basato sul gas naturale, data la presenza di una rilevante capacità

di cicli combinati, i quali rappresentano la tecnologia marginale del mercato. Ciò ha fatto sì che i prezzi medi espressi dal mercato italiano fossero attrattivi per i Paesi esportatori confinanti, in primis la Francia.

Negli ultimi dieci anni l'Italia ha importato mediamente ~45 TWh/anno di energia elettrica, corrispondenti, in media, al 13,5% della domanda.

È interessante notare come, nonostante il rilevante sviluppo delle rinnovabili passate da 12 TWh del 2009 a 65 TWh del 2016¹ [1], l'import non abbia subito variazioni rilevanti, come evidenziato in Figura 70. Tale condizione può essere spiegata dal fatto che le rinnovabili hanno "spiazzato" dal *merit order* i cicli combinati, mentre l'import, essendo competitivo in termini di costo, è variato in minima parte.

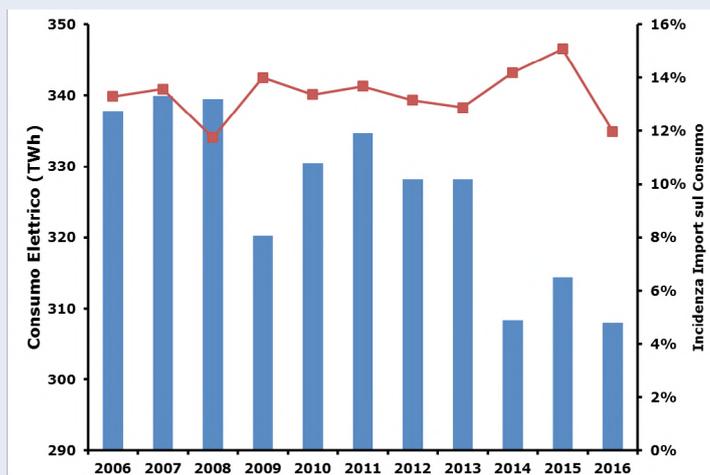


Figura 70 – Andamento storico dei consumi ed incidenza dell'import

Tali valori non includono la generazione idroelettrica, storicamente presente in Italia, la quale non ha avuto particolari variazioni di capacità installata. Eventuali variazioni nella generazione possono essere attribuite alla diversa idraulicità dei vari anni.

In particolare è possibile notare che, mediamente, il 55% dell'import proviene dalla Svizzera, il 30% dalla Francia ed il 15% da altri Paesi (es. Slovenia, Austria ecc.) [1]. Per cui sembrerebbe che la Svizzera sia il maggior esportatore di energia elettrica verso l'Italia.

Questo quadro si ottiene dall'analisi dei flussi "fisici", ovvero i flussi di energia che da una nazione transitano in quella confinante, ma se si analizzano i flussi "commerciali", ovvero le transazioni di energia tra una nazione e l'altra la situazione può essere notevolmente differente.

Nel caso in esame è possibile affermare con buona approssimazione che l'export commerciale dalla Francia verso l'Italia è dato dalla somma dei flussi fisici provenienti da Francia e Svizzera, ovvero la Svizzera rappresenta una nazione di transito per i flussi di energia elettrica provenienti dalla Francia e diretti in Italia. Ciò vuol dire che circa l'80% dell'import proviene dalla Francia.

Tale situazione è confermata dall'analisi dei flussi commerciali tra Francia e Italia [6], i quali risultano approssimativamente uguali alla somma dei flussi fisici provenienti da Francia e Svizzera.

Da questa semplice analisi emerge la forte dipendenza tra il mercato francese e quello italiano, per cui possibili cambiamenti nel mercato francese si rifletterebbero ineludibilmente su quello italiano. Dunque, un possibile phase-out dei reattori nucleari francesi comporterebbe delle notevoli conseguenze sul mercato italiano. In particolare, la chiusura di una rilevante quota di centrali nucleari determinerebbe una riduzione dell'export verso l'Italia che dovrà rimpiazzare il mancato import con risorse alternative. Gli effetti di tali scenari sono stati esaminati in uno studio sviluppato dall'Università degli Studi di Genova mediante il modello di mercato BIDSIM.

Sono stati presi in esame tre scenari, oltre al Business as Usual (BAU), ed analizzati gli impatti al 2030:

- Scenario 1: phase-out degli impianti dopo 40 anni di vita utile. Al 2030 la potenza nucleare presente in Francia è pari ad 11.5 GW,
- Scenario 2: phase-out degli impianti dopo 50 anni di vita utile. Al 2030 la potenza nucleare presente in Francia è pari a 53 GW,
- Scenario 3: azzeramento delle importazioni dalla Francia nel 2030,
- BAU: il parco termoelettrico italiano non cambia, l'import rimane sui livelli medi sinora riscontrati, le rinnovabili evolvono secondo lo scenario "Expected Progress" di ENTSO-E.

Tabella 1 - Principali differenze riscontrate negli scenari analizzati

| | Scenario 1 vs. BaU | Scenario 2 vs. BaU | Scenario 3 vs. BaU |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Δ Prezzo (€/MWh) | 14 | 1 | 20 |
| Δ Load Factor CCGT (p.p.) | 7 | 1 | 9 |

¹ Tali valori non includono la generazione idroelettrica, storicamente presente in Italia, la quale non ha avuto particolari variazioni di capacità installata. Eventuali variazioni nella generazione possono essere attribuite alla diversa idraulicità dei vari anni.

Gli scenari considerati risultano convenienti per i cicli combinati che hanno la possibilità di migliorare la propria redditività, ma comportano un incremento dei prezzi del mercato. In particolare, nel caso estremo di azzeramento dell'import dalla Francia è possibile stimare un incremento del prezzo *base load* sul mercato italiano nell'ordine dei 20 €/MWh. Scenari di phase-out intermedi determinerebbero una "tensione" inferiore in termini di prezzo di mercato. Il contesto descritto rappresenterebbe una situazione molto diversa rispetto a quella attuale, poiché si passerebbe da una condizione di over-capacity ad una di *shortage*, pertanto potrebbero essere necessari investimenti in nuova capacità sia termoelettrica che rinnovabile, per cui è fondamentale una dettagliata analisi di scenario per capire quale potrebbe essere il mix ottimale per il mercato italiano a seguito di possibili phase-out/riduzioni della generazione nucleare in Francia.

Riferimenti

- [1] ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/monthly_domestic_values.aspx
- [2] Meritet S. French perspectives in the emerging European Union energy policy. Energy Policy 2007; 35: 4767-4771
- [3] World Nuclear Association.
<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- [4] <http://www.gouvernement.fr/action/la-transition-energetique-pour-la-croissance-verte>
- [5] http://dgsaie.mise.gov.it/sen/Strategia_Energetica_Nazionale_2017_-_documento_di_consultazione.pdf
- [6] RTE. <http://www.rte-france.com/en/eco2mix/eco2mix-echanges-commerciaux-en>

² Il modello BIDSIM è stato realizzato dall'Università degli Studi di Genova. Uno studio completo dell'impatto del phase-out delle centrali nucleari francesi sul mercato elettrico italiano è in corso di pubblicazione.

5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Secondo la stima ENEA dei prezzi dell'energia elettrica per i consumatori non domestici, nel terzo trimestre 2017 si riscontra un incremento del prezzo per ciascuna delle tre tipologie d'impresa considerate. L'aumento è legato, come spiegato di seguito, all'incremento dei costi di approvvigionamento e al bisogno di recuperare parte delle differenze tra le quotazioni dei prezzi all'ingrosso e i prezzi attesi nei primi due trimestri del 2017 (Figure 69-71). Un confronto aggiornato con gli altri Paesi UE non è possibile perché al momento di questa pubblicazione non era disponibile un aggiornamento dei dati Eurostat relativi al prezzo dell'energia elettrica nei diversi Paesi europei.

Continua la ripresa dei prezzi nel terzo trimestre dell'anno

Nel terzo trimestre del 2017 il prezzo dell'energia elettrica sostenuto dalla piccola impresa italiana

(Figura 74) registra un ulteriore incremento rispetto a quello avvenuto già nel precedente trimestre. Complessivamente, infatti, il prezzo al netto dell'IVA è salito del 3,7%, passando da 0,177 €/kWh a 0,183 €/kWh. L'aumento del prezzo nel terzo trimestre dell'anno in corso è da attribuire in primo luogo all'incremento dei costi di approvvigionamento, per i quali si stima una crescita dei prezzi nei mercati all'ingrosso legato all'atteso rialzo dei consumi di energia elettrica nella stagione estiva (Comunicato AEEGSI – 28 giugno 2017). Nel terzo trimestre 2017 si prevedono, infatti, quotazioni del PUN del 20% più elevate di quelle del trimestre precedente. Una seconda ragione dell'aumento del prezzo dell'energia elettrica nel terzo trimestre sta nella necessità di recuperare ancora parte degli scostamenti tra le quotazioni effettive dei prezzi all'ingrosso e i prezzi attesi a priori dall'Autorità, scostamenti che si sono registrati sia nel primo trimestre del 2017 sia, in misura minore, nel secondo trimestre. In particolare, nel caso del primo trimestre, i notevoli incrementi dei prezzi all'ingrosso avvenuti all'inizio del 2017 sono dovuti, si ricorda (vedi comunicato stampa AEEGSI – 30 marzo 2017), agli andamenti dei mercati europei, influenzati dal fermo inatteso di parte significativa del parco nucleare francese.

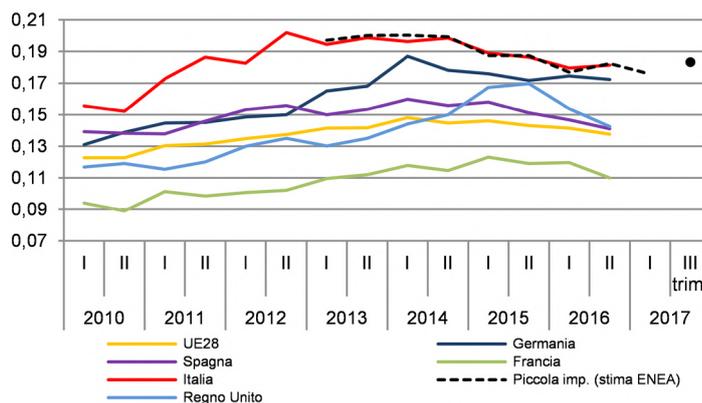


Figura 71 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

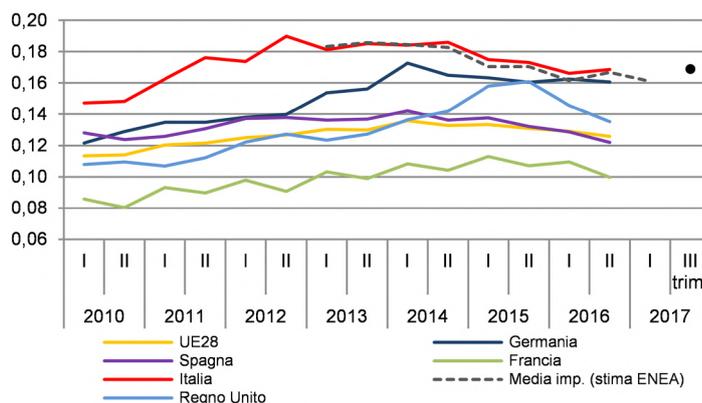


Figura 72 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

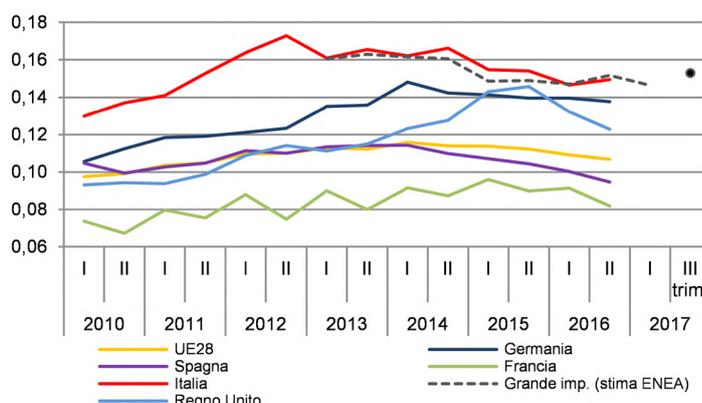


Figura 73 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

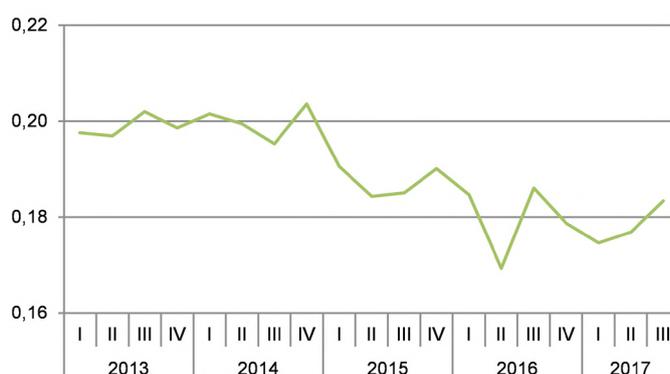


Figura 74 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

Oneri di sistema stabili nel terzo trimestre 2017

Per quanto attiene alle altre componenti del prezzo al consumo dell'energia elettrica, nel terzo trimestre dell'anno in corso si registra una leggera diminuzione della componente PD (Prezzo Dispacciamento; Figura 75) rispetto al trimestre precedente e la stabilità sia delle componenti degli oneri di sistema (Figura 77), compresa la A3, sia di quelle relative a "Trasporto e gestione del contatore" (Figura 76). L'unica voce ad essere aumentata è, quindi, la "materia energia" la cui componente principale, PE (Prezzo Energia), è salita di oltre il 12% nel terzo trimestre del 2017, in linea con quanto avvenuto nello stesso trimestre dell'anno precedente per effetto della stagionalità dei consumi, che comporta un aumento dei prezzi attesi sui mercati all'ingrosso. Nel caso, invece, della componente PD, si nota come esattamente un anno fa vi sia stato il forte incremento derivato da condotte anomale sul mercato del dispacciamento (vedi comunicato stampa AEEGSI del 19 ottobre 2016 e quanto detto nell'Analisi trimestrale 1-2016 e 2-2016).

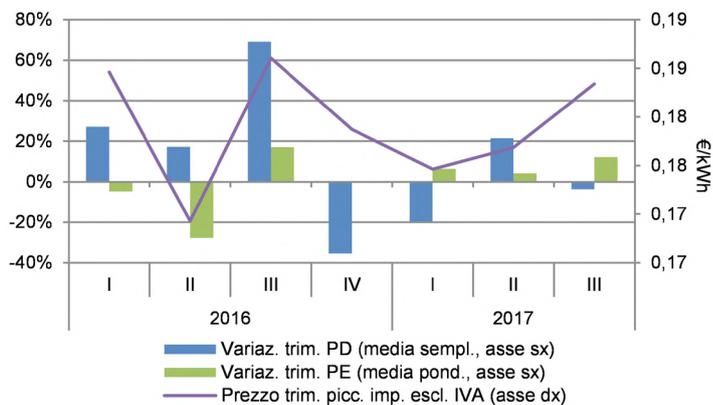


Figura 75 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche (% asse sx) e prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa (asse dx)

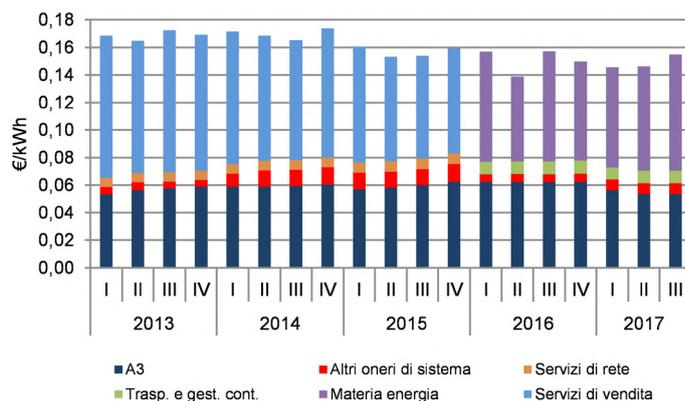


Figura 76 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

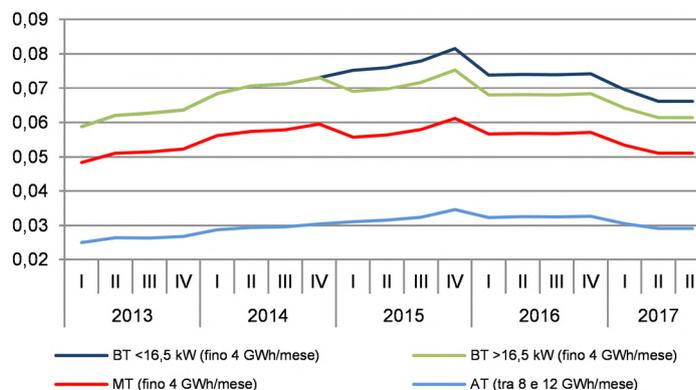


Figura 77 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Scende il prezzo al consumo del gasolio ma meno che negli altri Paesi UE, l'Italia è il Paese più caro

Nell'ultima settimana del secondo trimestre 2017 il prezzo al consumo del gasolio per trasporti, al lordo di imposte e tasse, era inferiore di oltre 4 centesimi di euro rispetto all'ultima settimana del trimestre precedente (Figura 78). Il prezzo è passato, infatti, da 1,388 a 1,346 €/l, superando, a partire da metà maggio 2017, anche le quotazioni del gasolio nel Regno Unito e diventando così il prezzo al litro più elevato pagato dai trasportatori nei cinque Paesi considerati nell'analisi. Inoltre, a fine giugno il prezzo medio pagato in Italia è di 18 centesimi di euro superiore a quello medio pagato nei Paesi UE. D'altra parte, nell'arco degli ultimi 4 anni (2013-2017) si registra complessivamente un trend decrescente: la quotazione del prezzo al consumo del gasolio pagato in Italia a fine giugno 2017 risulta infatti nettamente inferiore a quella registrata quattro anni prima, attestandosi ben 28 centesimi di euro al litro al di sotto del prezzo medio pagato a fine giugno 2013.

Nel II trimestre 2017 il prezzo al consumo italiano è divenuto il più alto dell'UE28 insieme a quello svedese, superando il Regno Unito. Ciò a seguito di una combinazione di fattori: da un lato, il prezzo al netto di tutte delle tasse è tornato leggermente maggiore della media UE (circa 0,012 €/l); dall'altro, il Regno Unito ha negli ultimi anni progressivamente ridotto il proprio livello delle tasse sul gasolio, e la differenza positiva rispetto al livello di tassazione in Italia si è ormai azzerato.

Resta comunque significativo che nel corso del 2016 il prezzo italiano *al netto* delle tasse era invece sceso per la prima volta al di sotto della media UE.

In linea di massima, come avvenuto nei trimestri precedenti, l'andamento dell'incidenza percentuale di tasse e imposte sul prezzo al consumo del gasolio è inversamente proporzionale all'andamento dei prezzi. Nell'ultimo trimestre analizzato (II-2017), infatti, è salita in Italia di 1,5 punti percentuali arrivando a quota 64%, rimanendo comunque distante dal picco del 70% registrato all'inizio del 2016 (Figura 79). Cala leggermente la distanza tra l'incidenza di tasse e imposte sul prezzo italiano rispetto all'incidenza media nei Paesi UE (59,4%), rimanendo tuttavia nei dintorni dei 5 punti percentuali in più per il nostro Paese. Il Regno Unito continua ad essere il Paese, tra quelli considerati, dove l'incidenza è più elevata, anche se, come detto sopra, il prezzo medio al consumo del gasolio alla fine del primo semestre 2017 risulta inferiore a quello dell'Italia.

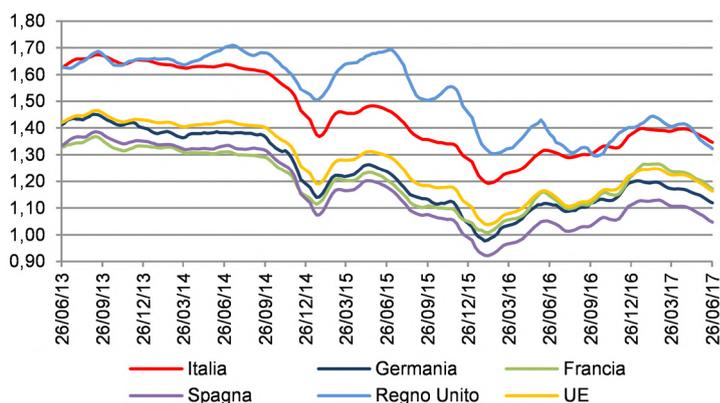


Figura 78 – Prezzo al consumo del gasolio per trasporti include imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

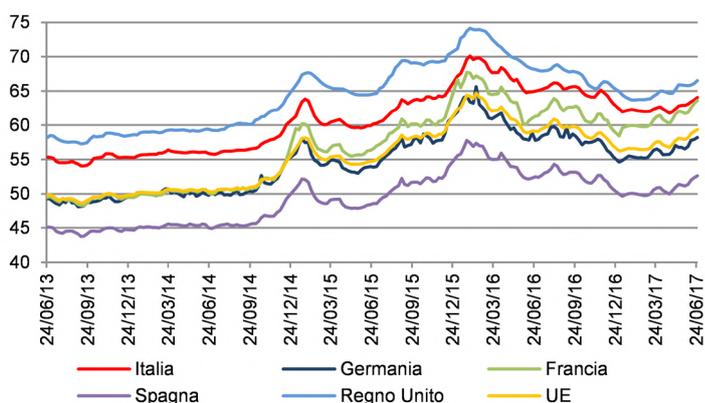


Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

5.3 Prezzi del gas naturale

Aumentano i prezzi in Italia nel primo semestre 2017 ma si registra un lieve flessione nel III trimestre 2017

Dopo il rialzo registrato a fine anno 2016, che si è protratto con valori molto elevati (intorno a 20,00 €/MWh) nei primi due mesi 2017, le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF) di riferimento per i contratti di fornitura industriali sul mercato libero sono iniziate a calare, attestandosi a 15,6 €/MWh nel II trimestre e su valori simili nel trimestre successivo (dati parziali).

Il trend discendente dei prezzi medi del gas per i consumatori industriali (al netto delle imposte) nell'UE, iniziato a partire del 2013, ha conseguentemente subito un rallentamento negli ultimi mesi del 2016. Secondo il quadro delineato dai dati Eurostat, la diminuzione dei prezzi in Italia si è comunque mantenuta su valori più elevati rispetto ai principali Paesi europei. Nella seconda metà del 2016 questo ha consentito all'Italia di recuperare in parte il gap di competitività registrato nel primo semestre 2016: il differenziale di segno positivo rispetto alla media EU-28 per gli utenti della fascia medio-alta, si è dimezzato passando dal 10% al 5%.

Le stime ENEA relative all'Italia, riportate nelle Figure 80-82, evidenziano però per il primo semestre 2017 una nuova inversione di tendenza, dovuta al forte rialzo delle quotazioni del gas registrate nei primi mesi 2017. Il prezzo del gas pagato dalle imprese italiane comprensivo di imposte non deducibili presenta infatti un incremento per tutte e tre le tipologie di impresa considerate. Si stima una crescita per la piccola utenza del 6% dei prezzi al netto delle imposte e del 9% se si considerano i prezzi al netto delle imposte deducibili. Il differenziale positivo di prezzo con le grandi utenze si mantiene elevato, attestandosi intorno al +84%. Una prima elaborazione dei dati relativi al III trimestre 2017 mostra tuttavia una diminuzione dei prezzi che assorbe quasi interamente l'aumento dei prezzi appena delineato. I prezzi a carico delle imprese italiane, sia piccole che grandi, si ricollocano sui livelli del secondo semestre 2016.

Nel terzo trimestre 2017 i costi delle infrastrutture per la piccola utenza diminuiscono, come anche il divario tra Nord-Sud

Nel primo semestre 2017, l'incidenza della tariffa di distribuzione sul prezzo al netto delle imposte, che incide solo sulle piccole utenze industriali e non sulle grandi, è del 14,8%, pari a un costo medio di 5,87 c€/m³. Nel complesso i costi dei servizi per le infrastrutture (distribuzione, misura e trasporto), con riferimento al III trimestre 2017, rappresentano quasi il 30% della spesa per la fornitura di gas al netto di imposte. Rispetto al trimestre precedente, tali costi sono aumentati del 6%, mentre sono diminuiti i servizi di vendita per effetto della diminuzione del costo della materia prima (-10%). Gli oneri di sistema per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas sono rimasti pressoché stazionari, con una incidenza che oscilla intorno al 6%, nei tre trimestri considerati (Figura 83).

Le quotazioni del gas sul mercato olandese Title Transfer Facility (TTF) di riferimento per i contratti di fornitura industriali sul mercato libero sono iniziate a calare, attestandosi a 15,6 €/MWh nel II trimestre e su valori simili nel trimestre successivo (dati parziali).

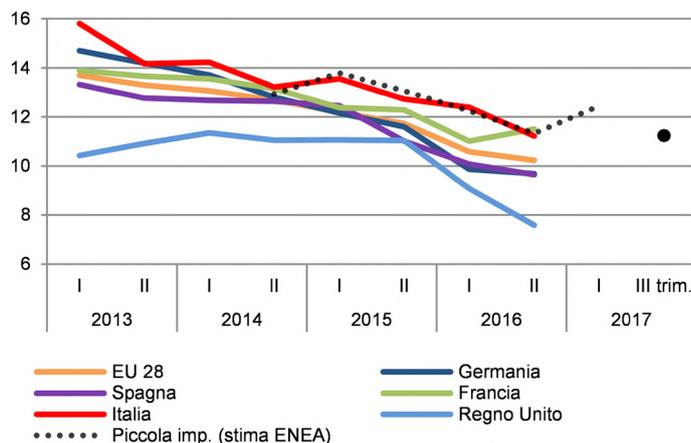


Figura 80 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

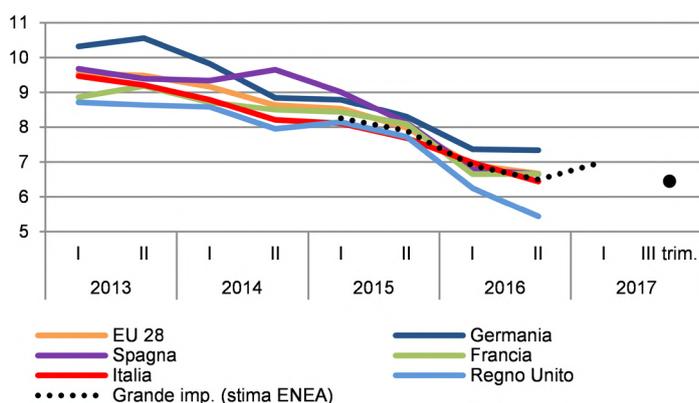


Figura 81 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (€/GJ)

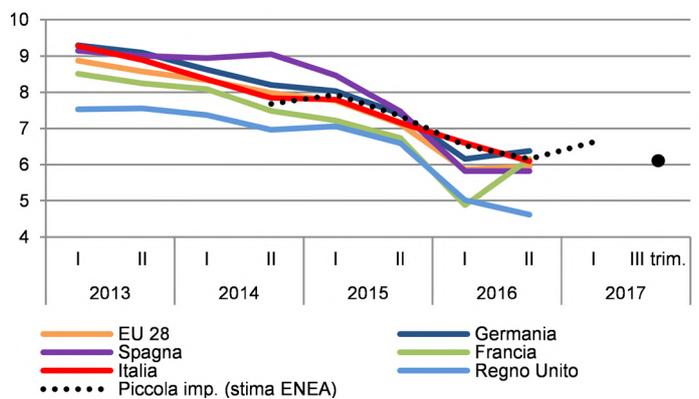


Figura 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ (€/GJ)

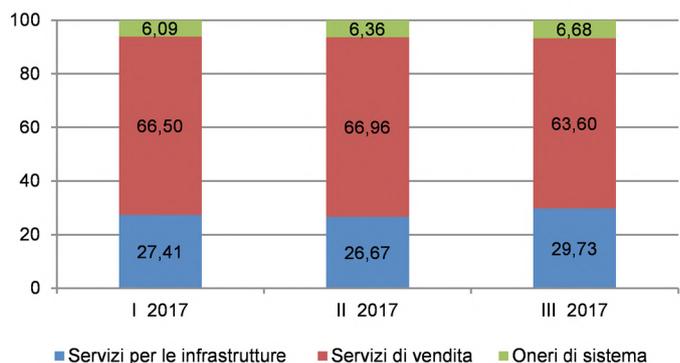


Figura 83 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei servizi delle infrastrutture che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. Nel III trimestre tale divario è diminuito di 5 punti percentuali raggiungendo valori in media intorno al 70% rispetto all'ambito Nord Orientale.

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. Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia applicata si rimanda alla Nota metodologica del presente capitolo.

6.1 L'energia nella stampa specialistica nel corso del II trimestre 2017

I testi analizzati sono costituiti dall'insieme del titolo, occhiello e sommario degli articoli comparsi nei mesi di aprile, maggio e giugno 2017.

Le figure sotto riportate (Figura 82-84) offrono una rappresentazione visiva sintetica e immediata del contenuto rilevato mediante la *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.

Da questa analisi sembra emergere che l'argomento centrale, trattato nell'arco dei tre mesi, è stato l'iter del Disegno di Legge sulla Concorrenza (*Ddl concorrenza* che appare in verde nelle tre figure), che è stato approvato in via definitiva il 2 agosto scorso.

Altro tema importante, sempre riguardante l'agenda parlamentare, che ha caratterizzato i mesi di aprile e maggio, è stato la Strategia Energetica Nazionale, presentata alla Camera dal Ministro Calenda e discussa con le associazioni di categoria (*SEN, Ministro, Calenda, Camera*).

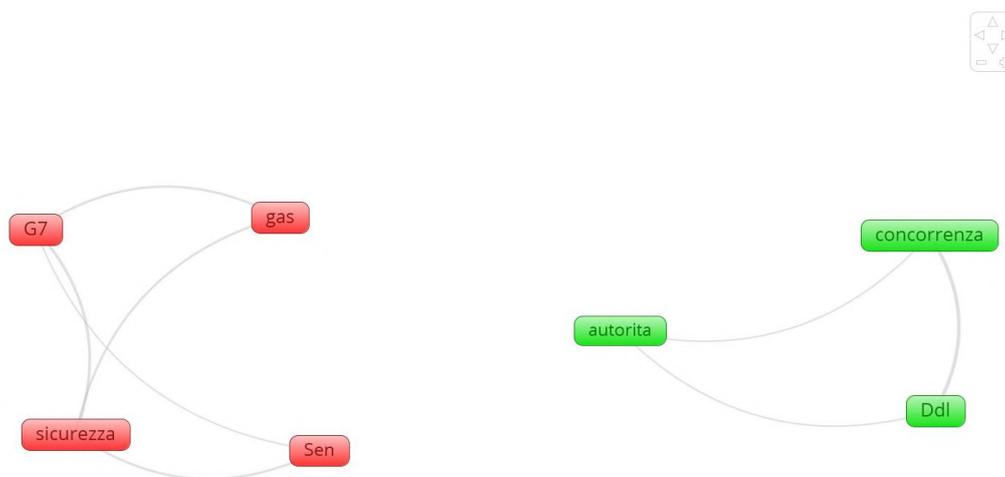


Figura 84 – Grafo del network, mese di aprile

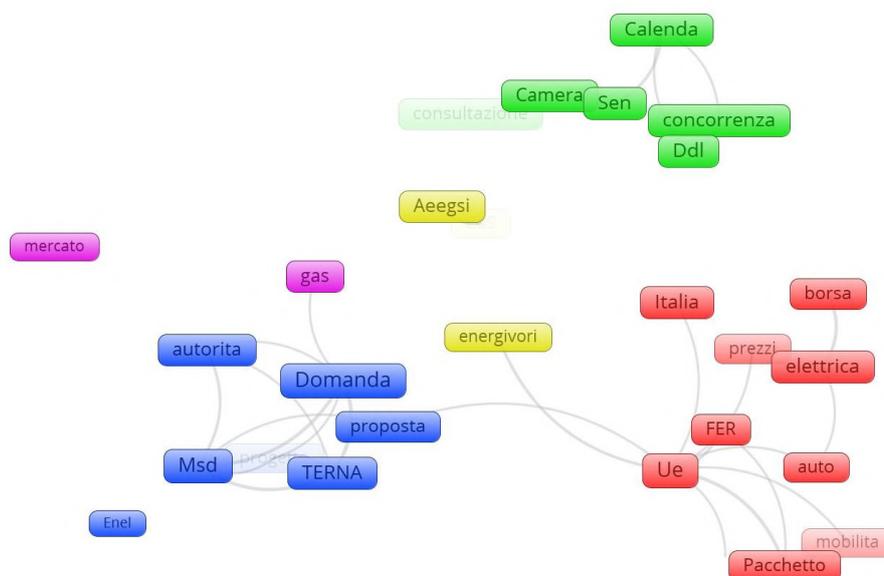


Figura 85 – Grafo del network, mese di maggio

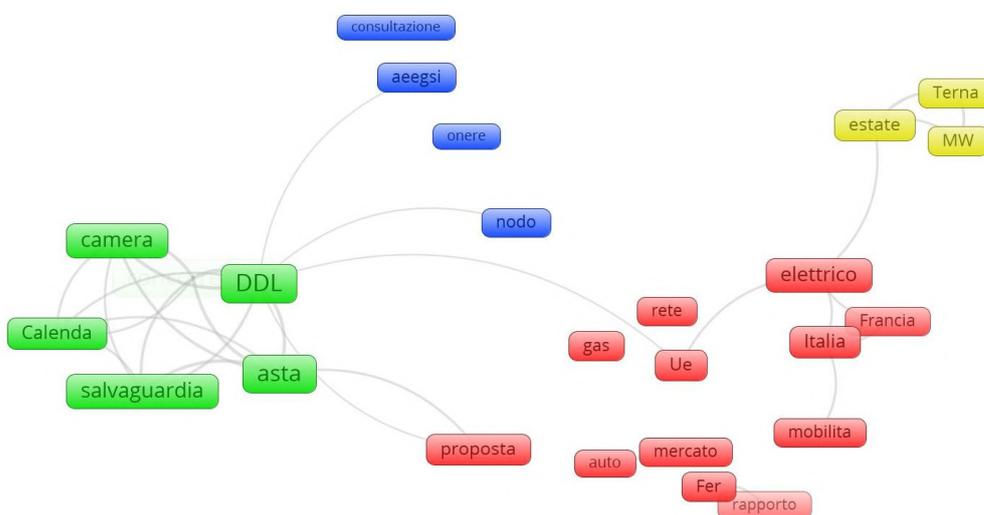


Figura 86 – Grafo del network, mese di giugno

Oltre alla SEN ed al DDL Concorrenza, le pagine della stampa di aprile hanno messo al centro il G7 di Roma, svolto il 9 e 10 aprile, nel corso del quale si è tenuto l'incontro dei Ministri competenti sul tema della sicurezza energetica (*G7, sicurezza*). Nel mese di maggio la stampa specialistica ha pubblicato diversi articoli riguardanti la sperimentazione dell'AEEGSI di nuove formule per l'accesso al Mercato per il Servizio del Dispacciamento. Con la Delibera 300/2017 prende il via la fase che introduce progetti pilota sui nuovi impianti di consumo, la generazione distribuita, le FER e il sistema degli accumuli. Un tema molto ricorrente, con una attenzione particolare a maggio, è quello della mobilità sostenibile, nell'attesa di conoscere i contenuti della Roadmap nazionale elaborata dal tavolo di lavoro istituito alla Presidenza del Consiglio. Analoghe aspettative hanno riguardato la diffusione del documento della Commissione europea dal titolo "Clean, Connected, Competitive Mobility Package", pacchetto che prende le mosse dalla Strategia europea per una mobilità a basse emissioni. Gli effetti del pacchetto UE sulla mobilità sostenibile si sono fatti sentire anche nel mese di giugno che ha visto numerosi articoli trattare il tema del mercato delle auto e delle emissioni (*auto, mercato, FER*). L'arrivo dell'estate ed il timore per le alte temperature ha rilanciato i temi delle rinnovabili, e delle preoccupazioni per l'import elettrico soprattutto dalla Francia (*elettrico, Terna, Italia, Francia, estate*).

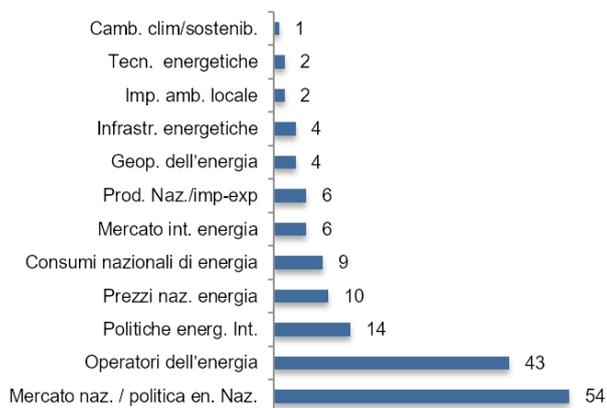


Figura 87 - Numerosità dei principali argomenti trattati nella stampa specialistica

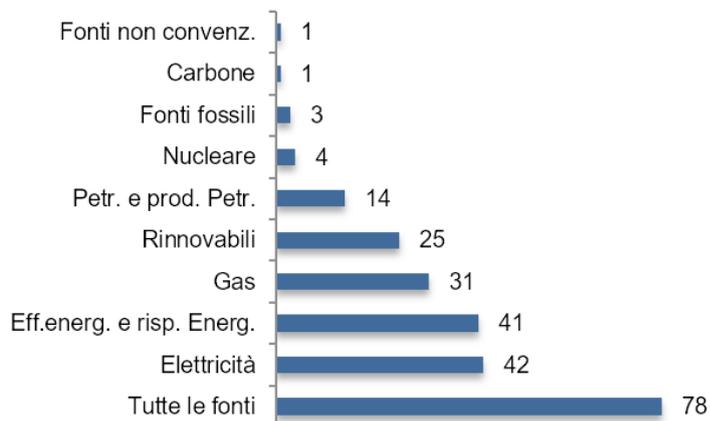


Figura 88 - Numerosità delle voci relative ai settori energetici nella stampa specialistica

La stampa specialistica di giugno ha infine trattato il tema degli interventi sulla rete nazionale del gas in fase di sviluppo, come nel caso della Sardegna e del processo di metanizzazione (*gas, AEEGSI, rete, noto, onere*).

Guardando alla frequenza degli articoli secondo la classificazione manuale operata su una lista prestabilita di tematiche e settori energetici, si rileva che l'interesse della stampa specialistica si concentra soprattutto sui temi di politica e mercato nazionale, nazionali e di stretta attualità (*mercato nazionale e politica energetica nazionale, operatori dell'energia*), mentre risultano assai meno trattati i grandi temi generali che riguardano *cambiamenti climatici, geopolitica*, o più tipicamente tecnici (tecnologie e infrastrutture, *produzione e import-export*).

In estrema sintesi l'analisi evidenzia che la stampa specialistica sembra essere più interessata alle tematiche interne con una particolare attenzione rivolta all'agenda politica parlamentare.

Riguardo la classificazione degli articoli per fonti energetiche, se si esclude il primo item che viene utilizzato quando il contenuto dell'articolo tratta più di una fonte, nel trimestre la stampa si è concentrata molto sui temi legati all'*elettricità, efficienza energetica e risparmio*, quindi su *gas e rinnovabili*. Decisamente di minore interesse temi che riguardano le *fonti fossili, non convenzionali* o il *carbone* (Figura 88).

6.2 L'energia nella stampa generalista nel corso del II trimestre 2017

Per questo numero sono stati esaminati 777 testi, presenti sulla stampa generalista nel secondo trimestre del 2017, che affrontano tematiche relative al settore dell'energia.

L'andamento del prezzo del petrolio nel mercato internazionale è stato un argomento costantemente esaminato. L'accordo tra i Paesi OPEC e non OPEC raggiunto nel mese di maggio per proseguire i tagli della produzione e l'abbondante offerta statunitense di shale oil hanno influenzato le quotazioni del petrolio.

Sempre con riferimento al contesto internazionale, grande enfasi è stata posta dalla stampa generalista all'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo sul clima di Parigi. La questione è stata trattata nel corso dell'intero trimestre: ad aprile, in occasione del G7 Energia svoltosi a Roma e conclusosi senza una dichiarazione congiunta a causa della revisione delle politiche climatiche statunitensi da parte della nuova amministrazione americana; a maggio, in occasione del summit G7 di Taormina, al termine del quale gli Stati Uniti hanno rinviato la decisione; a giugno, prima con l'annuncio degli USA del ritiro dall'accordo e, a seguire, con il G7 Ambiente di Bologna, terminato con una dichiarazione finale adottata all'unanimità, ma con la defezione degli Stati Uniti sulla parte che riguarda il clima.

Con riferimento alla politica energetica italiana, sono più volte apparsi articoli relativi al processo di definizione della Strategia Energetica Nazionale (SEN), presentata in audizione alla Camera dal Ministro dello Sviluppo Economico e dal Ministro dell'Ambiente il 10 maggio 2017 e, successivamente, il 12 giugno scorso, pubblicata on-line sui siti dei due Ministeri per la consultazione pubblica.

Anche l'iter di approvazione del Disegno di Legge sulla Concorrenza (DdL Concorrenza), che prevede la fine del mercato tutelato dell'energia elettrica e del gas nel luglio 2019, è stato un tema ripreso dalla stampa generalista.

Infine, sono stati forniti ragguagli sugli incentivi fiscali per interventi di efficienza energetica, quali le novità in ambito di dichiarazione dei redditi o la possibilità di cessione del credito alle banche e agli intermediari finanziari, da parte degli incapienti, per Ecobonus relativi a interventi sulle parti comuni condominiali. Come accaduto nel precedente trimestre, sono stati forniti aggiornamenti sui lavori di realizzazione del gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), contrastati da manifestazioni di protesta per l'espianto degli ulivi presenti in territorio pugliese.

In diversi articoli è stata trattata la sospensione per novanta giorni di tutte le attività del Centro Olio Val d'Agri disposta, nel mese di aprile, dalla Giunta Regionale della Basilicata per rischi di inquinamento, imponendo prescrizioni stringenti all'ENI e a valle della quale i tecnici di Ispra, Arpa Basilicata e CNR hanno condotto nel mese di maggio un'ispezione straordinaria. Altri temi, apparsi con meno frequenza sulla stampa generalista nel trimestre ma comunque degni di nota, sono stati: la scelta di intraprendere nuove linee di business legate alle rinnovabili da parte di operatori tipicamente attivi nei settori delle fonti fossili; le tensioni nell'area del Golfo Persico, con l'isolamento del Qatar, interessanti anche per le loro possibili ripercussioni sui mercati internazionali del petrolio e del gas; l'invio di un parere motivato della Commissione Europea all'Italia – seconda fase della procedura di infrazione – affinché adotti azioni appropriate per ridurre le emissioni di PM10, i cui limiti giornalieri sono risultati superati in trenta zone; infine, l'attivazione nel mese di maggio, da parte della Commissione Europea di una procedura di infrazione a carico dell'Italia per dubbi su presunte irregolarità nei controlli sulle emissioni inquinanti di veicoli FCA (Fiat-Chrysler Automobiles).

Di seguito vengono presentati in dettaglio i risultati delle analisi statistiche relative ai testi esaminati nel secondo trimestre del 2017.

Come avvenuto nei trimestri passati, i testi provenienti dalle quattro testate giornalistiche considerate (Figura 89) sono stati collocati quasi esclusivamente in pagine interne delle stesse (Figura 90) ma rispetto ai testi relativi ai primi tre mesi del 2017 vi è stato un incremento della quota di testi annunciati in prima pagina (Figura 91) con una percentuale sul totale passata dal 9% al 13% del totale dei testi.

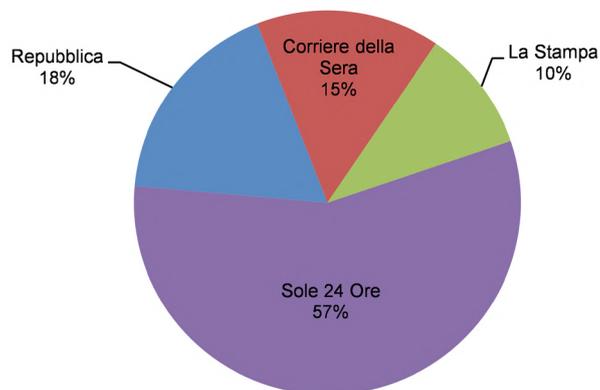


Figura 89 – Testi esaminati per testata giornalistica

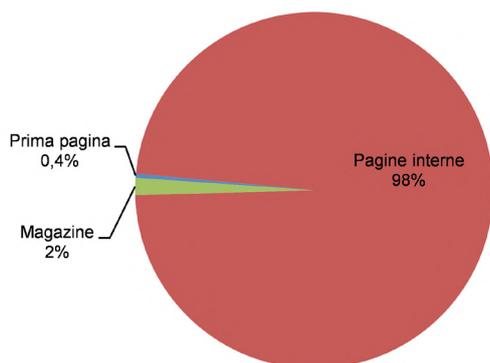


Figura 90 - Testi esaminati per collocazione

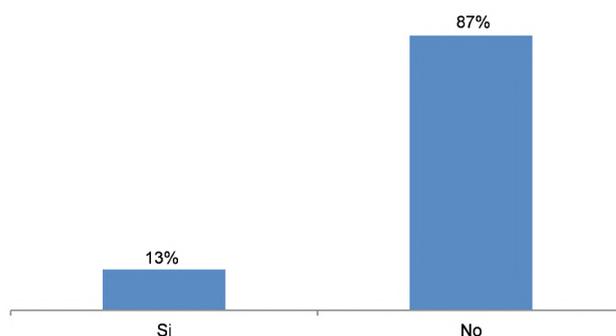


Figura 91 - Testi annunciati in prima pagina

Per quanto attiene alle tipologie di testo adottate (Figura 92), "Articolo" e "Notizia" rappresentano ancora quelle prevalenti, rispettivamente con il 67% e il 18% del totale dei testi, seguite a distanza "Corsivo/fondo" con il 5%, "Inchiesta" e "Intervista" entrambe con il 4%, "Editoriale" e "Lettera" entrambe sotto la soglia dell'1%.

Al primo posto, in termini di numerosità di testi, tra gli argomenti trattati dalla stampa generalista nel secondo trimestre dell'anno 2017, continua ad esserci la categoria "Operatori dell'energia" con 216 testi corrispondenti al 28% del totale (Figura 93). Si tratta della categoria che presenta la maggiore frequenza di articoli perché include gli articoli relativi alle questioni societarie (ad esempio bilanci, nomine, iniziative di investimento) che riguardano l'ampio numero di società energetiche. Sale al secondo posto, dal quarto nel trimestre passato, la categoria "Mercato internazionale dell'energia" con 114 testi (15% del totale) e al terzo posto si trova la categoria "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale" con 111 testi (14% del totale).

Con riferimento ai settori dell'energia trattati nel totale dei testi considerati (Figura 94), la voce "Tutte le fonti", a differenza del trimestre precedente, rappresenta quella più trattata nei testi esaminati, con 242 testi pari a quasi un terzo del totale. Segue il settore "Petrolio e prodotti petroliferi" con 159 testi (20% del totale) e il settore "Efficienza energetica e risparmio energetico" con 112 testi (14% del totale).

Anche in questo trimestre, i testi relativi agli "Operatori dell'energia" si sono focalizzati per oltre un quarto su argomenti che riguardano in generale il sistema energetico ("Tutte le fonti"), seguiti dai testi che hanno approfondito tematiche relative al settore "Gas" (18%) e alle "Rinnovabili" (Figura 95).

Nel caso della voce "Mercato internazionale dell'energia" (Figura 96) quasi il 70% dei testi ha affrontati argomenti relativi a "Petrolio e prodotti petroliferi", seguiti dalle voci "Tutte le fonti" (11%) e "Carbone" (6%). Nel caso, invece, della categoria "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale" (Figura 97), quasi la metà dei testi considerati ha trattato temi relativi ai settori "Efficienza energetica e risparmio energetico", seguiti dalle voci "Tutte le fonti" (31%) e "Rinnovabili" (9%).

Infine, in Figura 98 e in Figura 99 sono riportati, per singola testata giornalistica, la frequenza dei principali argomenti e quella dei singoli settori dell'energia.

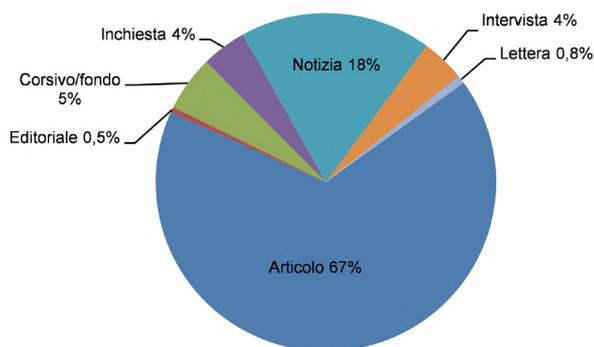


Figura 92 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

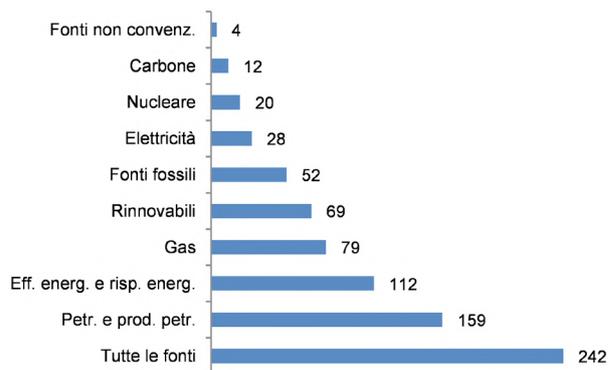


Figura 94 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

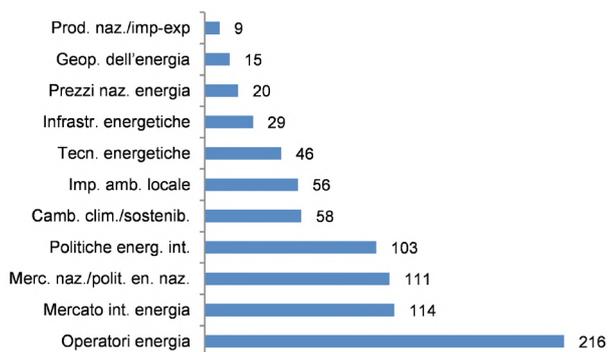


Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

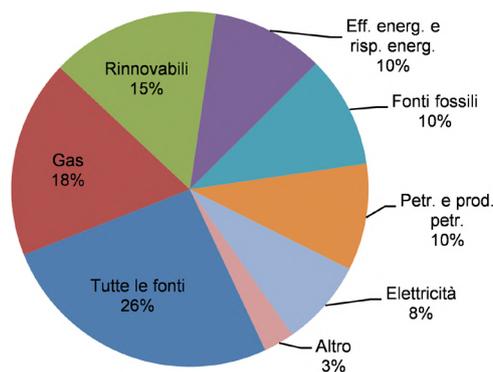


Figura 95 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

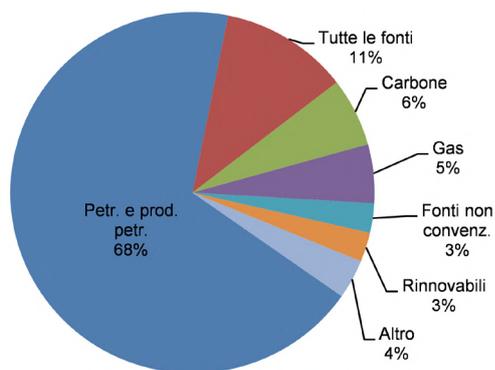


Figura 96 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in “Mercato internazionale dell'energia”

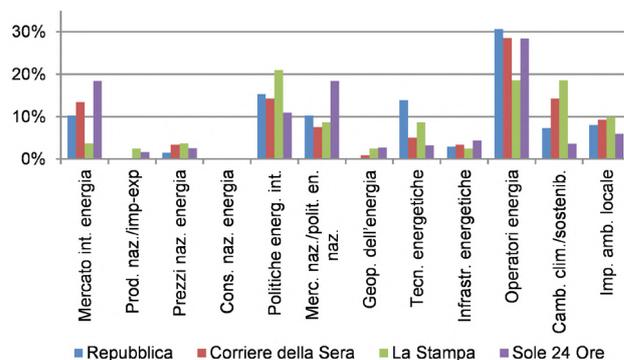


Figura 98 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

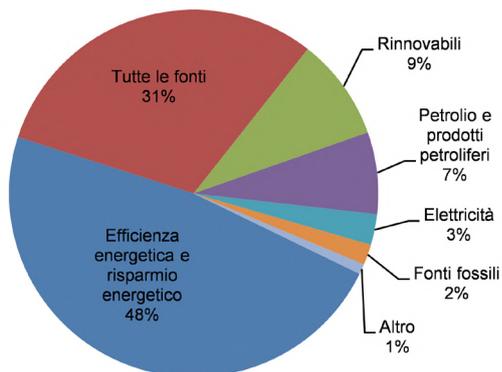


Figura 97 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in “Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale”

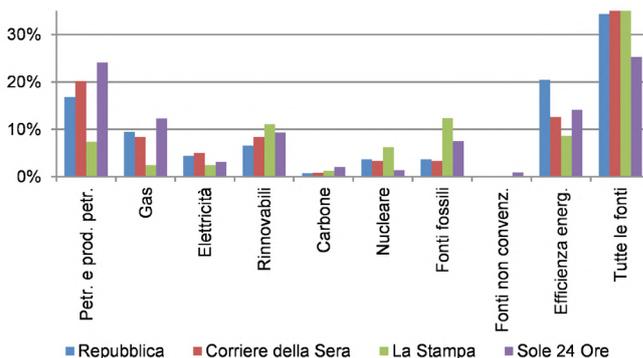


Figura 99 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

6.3 Analisi comparativa tra la stampa specialistica e generalista

Se si guarda alla tipologia degli argomenti trattati, il confronto tra stampa generalista e specialistica (Figure 87 e 93) mostra come entrambe presentino una frequenza elevata di articoli relativi alle due grandi categorie degli “Operatori dell'energia” (che include tutte le questioni societarie che riguardano le società energetiche) e delle tematiche relative al “Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale”. Sembra invece esserci una differenza tra le testate riguardo agli argomenti relativi al “Mercato internazionale dell'energia”, che dalla stampa generalista sono considerati importanti quasi alla stregua di quelli relativi al mercato nazionale. In questo caso la gran parte di questi argomenti trovano spazio anche sulla stampa specialistica, ma evidentemente con un'enfasi minore, tanto che non sono così frequentemente richiamati sulle prime pagine (N.B.: come detto, questo primo esercizio di confronto è parzialmente condizionato dal fatto che nel caso della stampa specialistica sono stati esaminati solo gli articoli richiamati sulle prime pagine). Un caso esemplare è quello del mercato petrolifero e dell'andamento del prezzo del petrolio, un argomento che nella stampa specialistica riceve un'attenzione anche quotidiana, ma con richiami in prima pagina non così frequenti. Mentre nella stampa generalista è uno degli argomenti cui viene spesso data molta enfasi.

Un altro tema che nella stampa generalista ha ricevuto molta visibilità è stato quello all'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo sul clima di Parigi, un tema cui sono stati dedicati frequenti articoli, con molti richiami anche in articoli non strettamente legati al solo tema dell'energia. Sembra di poter dire che nella stampa specialistica questo tema abbia ricevuto un'enfasi minore.

Nel confronto tra settori dell'energia (Figure 88 e 94), si osserva una sostanziale analogia nella classificazione delle categorie. Fa eccezione la seconda posizione per la quale la stampa generalista privilegia “Petrolio e prodotti petroliferi”, probabilmente per la maggiore attenzione rivolta dalle notizie provenienti dalla Val d'Agri e dalle vicende dei Paesi del Golfo sul mercato del petrolio, a fronte di una diversa attenzione fornita ai temi dell’“Elettricità” da parte della stampa specialistica.

Con riferimento al mercato nazionale, una differenza che sembra emergere è la maggiore attenzione rivolta dalla stampa specialistica ai temi della mobilità sostenibile, cui vengono dedicati articoli con frequenza quasi quotidiana, e l'attenzione dedicata negli ultimi mesi alla nuova Strategia Energetica Nazionale. Quest'ultimo tema, pur certamente trattato nella stampa generalista, ha avuto un peso certamente minore nell'insieme degli articoli sull'energia.

È anche interessante come l'iter di approvazione del Disegno di legge sulla Concorrenza, che prevede la fine del mercato tutelato dell'energia elettrica e del gas nel luglio 2019, sia stato uno dei temi ripresi dalla stampa generalista nel corso del trimestre (sebbene con un rilievo inferiore a quello avuto nella stampa specialistica), evidentemente a causa dei riflessi diretti che questo tema ha su tutti i cittadini (prezzi dell'elettricità).

Nota metodologica

Il seguente documento costituisce la nota metodologica della pubblicazione ENEA “Analisi trimestrale del sistema energetico nazionale”.

La nota metodologica è articolata per singola figura contenuta nella pubblicazione ENEA, per le quali viene indicata:

1. la descrizione e spiegazione delle elaborazioni;
2. le fonti dati utilizzate;
3. i link alle fonti dati (quando possibile).

Numero e titolo delle figure riportate nella seguente nota metodologica sono coincidenti con quanto contenuto nel testo.

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni del trilemma energetico

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.

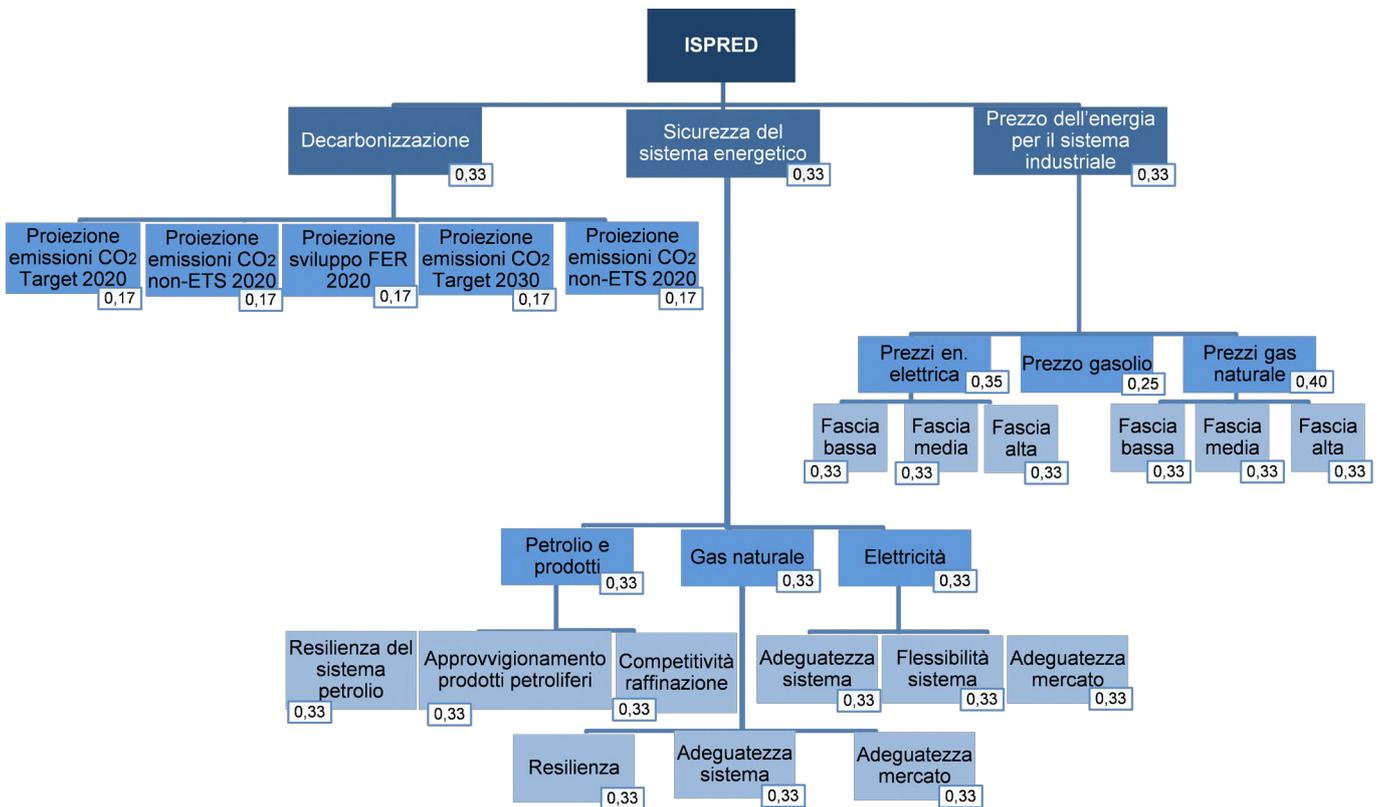


Grafico 1 – Struttura dell’indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

I valori degli indicatori sono stati ricavati dalle variabili analizzate e discussi nel testo dell’Analisi trimestrale. Ogni indicatore trova corrispondenza nelle figure inserite nel testo (con alcune eccezioni). Le successive Tabelle A, B e C spiegano comunque il significato di ciascun indicatore, ed esplicitano la corrispondenza tra ogni indicatore e le figure del testo.

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 | | n° figura |
|-------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Decarbonizzazione | Proiezione emissioni totali CO2 al 2020 | Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt) | 26 |
| | Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2020 | Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil =0,5% m.a. - distanza dal target (Mt) | 27 |
| | Sviluppo FER al 2020 | % FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 anni | - |
| | Proiezione emissioni totali CO2 al 2030 | Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt) | 26 |
| | Proiezione emissioni CO2 non-ETS al 2030 | Ipotesi per la proiezione delle emissioni CO ₂ al 2020: evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili al t.m.a. del periodo 2011-2016; Pil/cap =1% m.a. - distanza dal target (Mt) | 27 |
| | Sviluppo FER al 2030 | % FER su consumi finali / Ipotesi di variazione della quota FER come negli ultimi 3 anni | - |

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

| Dimensione | Settore | Indicatore - Descrizione | | n° figura |
|------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Sicurezza del sistema energetico | Petrolio greggio | Resilienza del sistema petrolio | Dipendenza ponderata con % petrolio su CIL | - |
| | | | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | 35 |
| | Prodotti petroliferi | Approvvigionamento dei prodotti petroliferi | % di copertura domanda benzina-gasolio da produzione interna | 42-43 |
| | Raffinazione | Competitività della raffinazione | Margini di raffinazione (\$/bl) | 44 |
| | | | Utilizzo impianti (%) | 45 |
| | Gas naturale | Resilienza del sistema gas | Dipendenza dall'import ponderata con il peso del gas nel sistema | 55 |
| | | | Diversificazione approvvigionamenti (HHI) | - |
| | | Adeguatezza del sistema gas | Minimo indice di flessibilità residua (% di capacità di import in eccesso rispetto alla domanda) | 56 |
| | | Adeguatezza del mercato gas | Integrazione con i mercati del Nord Europa Spread PSV-TTF (€/MWh) | 53 |
| | Distanza dalla liquidità PSV media dei mercati UE (TWh) | | 54 | |
| | Energia elettrica | Adeguatezza del sistema elettrico | Margine di riserva minimo (%) | 62 |
| Flessibilità del sistema elettrico | | Indice ENTSO-E | 67 | |
| Adeguatezza del mercato elettrico | | Spark spread (€/MWh) | 72 | |

Tabella B – Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni

Sono riportati i valori ottenuti dalla combinazione degli indicatori, con i relativi pesi, delle tre dimensioni considerate, vedi nota Figura 1.

Figura 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.

| Dimensione | Indicatore - Descrizione | | n° figura |
|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------|-----------|
| Prezzi dell'energia per il sistema industriale | Prezzi energia elettrica per fascia di consumo (€/kWh) | 20 - 500 MWh | 73 |
| | | 20 - 2.000 MWh | 74 |
| | | 500 - 20.000 MWh | 75 |
| | Prezzi gasolio | €/1000L | 81 |
| | Prezzi gas naturale per fascia di consumo (€/GJ) | 1.000 - 10.000 GJ | 87 |
| | | 10.000 - 100.000 GJ | - |
| | | 100.000 - 1.000.000 GJ | 88 |
| | | 1.000.000 - 4.000.000 GJ | 89 |

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

2. Quadro di sintesi dei consumi di energia

Figura 4 – 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.tutitempo.net/climate/italy.html>), per il quale è stato verificato che i valori storici di temperatura sono allineati con i dati ISPRA.

Fonti dati:

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

Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100)

Fonte dati: Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: <http://dati.istat.it/>

Fonti dati:

- Fondo Monetario Internazionale (<https://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>)
- Banca Mondiale (<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>)

Figura 6 – Produzione di petrolio negli USA (kbbbl/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media UK Brent, Dubai e WTI, \$/bbl, asse dx)

Per i dati riguardanti il prezzo del petrolio, vedi la nota di Figura 9.

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

Figura 7 – Prezzo del petrolio: dati storici e previsioni IMF (\$/bbl)

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

Figura 8 – 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 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) e trimestrali Assoelettrica (Newsletter trimestrale Assoelettrica); per la stima dell'ultimo trimestre, elaborazioni su dati Terna (rapporto mensile), Snam (dati giornalieri di gas trasportato), MISE (consumi petroliferi).

Nei consumi di energia primaria non sono considerati:

- Fonti rinnovabili termiche quali solare, legna, fonti aerotermiche, idrotermiche e geotermiche;
- Carbone destinato ai settori di impiego finale.

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

Fonti dati:

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

Figura 10 – Consumi di energia primaria e superindice ENEA

Fonti dati: vedi Figura 9.

Figura 11 – Fabbisogno di energia primaria per fonte (var. trimestrale 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 Figura 9.

Figura 12 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di gas, petrolio, rinnovabili e carbone (Mtep)

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

Fonti dati:

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

Figura 13 – Fonti primarie per la generazione elettrica (var. trimestrale su trimestre anno prec., Mtep)

Fonti dati:

- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA.

Figura 14 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sn) e scostamento dai valori medi trimestrali 2006-2016 (TWh, asse dx)

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

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA.

Fonte dati:

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

Figura 15 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

Fonti dei dati: MISE, Bilanci energetici nazionali, per il 2016 elaborazioni ENEA.

Figura 16 – Richiesta sulla rete di energia elettrica (dati corretti per numero di giorni lavorativi) con intervallo di previsione al 95%, con considerazione dell'effetto climatico (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 17 – Consumi di energia nei trasporti e traffico veicolare sulla rete autostradale (variazione % tendenziale)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Ispra, <http://annuario.isprambiente.it/>

Figura 18 – Industria: consumi finali di energia e indice della produzione industriale dei beni intermedi (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDPRODIND_1

Figura 19 – 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 2016 elaborazioni ENEA.
- Per la proxy gradi giorno si rimanda alla nota della Figura 4.

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 20 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione % tendenziale)

Evoluzione delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2016, e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2014, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Per i dati relativi al 2015 e al 2016, stime ENEA elaborate a partire dai dati relativi ai consumi di energia e ai coefficienti di emissione specifici per fonte e per settore come da ISPRA, Inventario Emissioni nazionali per l'anno 2014.

Figura 21 – Emissioni di CO₂ dei settori ETS e ESD (variazioni % tendenziali)

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

- <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- <http://www.eea.europa.eu/publications/approximated-eu-ghg-inventory-2015/eea-proxy-inventory-full-report/view>

Per le proiezioni vedi la nota di Figura 26.

La serie storica dei consumi energia dei settori non-ETS è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 7).

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.
- Per la proxy domanda servizi energetici dei settori non-ETS rimanda alla nota della Figura 4.

Figura 22 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue

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

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

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

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

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

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

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

La Figura 23 riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2005.

Figura 23 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2010=100)

Vedi nota di Figura 22.

Figura 24 – Evoluzione degli obiettivi relativi alle fonti energetiche rinnovabili (in percentuale dei consumi finali)

Stima della quota percentuale di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili secondo la metodologia usata da Eurostat per valutare il raggiungimento degli obiettivi nazionali (vedi <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>)

Figura 25 – CO₂ da generazione elettrica: scomposizione (var. % trimestre su trim. anno prec.)

Variazione percentuale, rispetto al trimestre dell'anno precedente, delle emissioni trimestrali di CO₂ del settore della generazione elettrica, scomposta in due componenti: variazione % dell'intensità carbonica del kWh elettrico (gCO₂/kWh) e variazione % della produzione elettrica nazionale. Le valutazioni sono elaborazioni ENEA basate sui coefficienti di emissione specifici per fonte, settore ed anno di indagine (per gli anni 2015 e 2016 sono stati usati i coefficienti 2014) come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA (vedi nota Figura 12).

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format) <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/serie-storiche-delle-emissioni-di-gas-serra/view>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapporotomensile.aspx>

Figura 26 – Consumi energia e proxy domanda di servizi energetici dei settori ESD

La serie storica dei consumi energia dei settori ESD è costituita dalla somma dei consumi dei settori Civile e Trasporti. La serie Proxy domanda servizi energetici dei settori ESD è costruita come combinazione lineare delle variabili guida della domanda di servizi energetici dei settori Civile e Trasporti, in modo simile a quanto fatto per il superindice (vedi nota di Figura 4).

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2016 elaborazioni ENEA.
- Per la proxy domanda servizi energetici dei settori ESD rimanda alla nota della Figura 4.

Figura 27 – Immatricolazioni di veicoli per tipologia (asse sn) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli immatricolati

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>

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 28 – Import netto di greggio (asse sn, var.% trim; asse dx, import totale kt)

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

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

Figura 29 – Produzione interna di greggio (kt)

Produzione primaria di greggio. Base dati trimestrale.

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

Figura 30 – 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.

Fonti dati: IEA, Oil, gas, coal and electricity - Quarterly statistics.

Figura 31 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt)

Le lavorazioni di greggio sono espresse come quantità (kt) in input nelle raffinerie italiane. Base dati trimestrale.

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

Figura 32 – Prodotti petroliferi: consumi trimestrali (asse sn) e totale consumi annui (asse dx)

Fonte dati: <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp> per i dati storici.

Figura 33 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

Stima del parco auto circolante per tipo di alimentazione al primo trimestre 2017, basata sul dato 2016 corretto con i dati delle immatricolazioni e radiazioni 2016.

Fonte dati: ACI, <http://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico/annuario-statistico-2009.html>.

Figura 34 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati MISE <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>

Figura 35 – Rapporto tra produzione interna 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.

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

Figura 36 – 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.

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

Figura 37 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Margini della raffinazione per quattro aree geografiche.

Fonte 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 38 – 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 39 – Domanda trimestrale di gas naturale (MSm³)

Fonte dati: MISE, Bilancio del Gas Naturale, dati mensili, vari anni.

Figura 40 – Domanda mensile di gas naturale per settore – Differenza

Fonte dati: SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/

Figura 41 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm³)

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

Figura 42 – Importazioni di gas dal Nord Europa (asse sn) e spread tra prezzo del gas al PSV e prezzo al 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/
- 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 43 – Immissioni di gas naturale per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm³)

Fonte dati:

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

Figura 44 – Variazione tendenziale delle importazioni di gas in Europa (Mm³, asse sn), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

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

Figura 45 – Esportazioni di GNL USA verso l'Europa (Mm³)

Fonte dati: <https://www.eia.gov/>

Figura 46 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sn) e generazione elettrica da carbone (GWh, asse dx)

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

Figura 47 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

Elaborazioni ENEA su stime dei consumi di energia primaria (vedi nota di Figura 9).

Figura 48 – Domanda settoriale giornaliera massima (Mm³/g, asse sn) e rapporto fra domanda massima e media estiva (asse dx)

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

Figura 49 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>.

Figura 50 – Scatterplot: spread fra prezzo giornaliero del gas naturale sul Mercato Infragiornaliero italiano e PEG (€/MWh, asse x) e percentuale di utilizzo del gasdotto Transitgas (asse y) – 01/01/2017-30/06/2017

Fonti dati:

- Bilanci giornalieri del gas trasportato: SNAM rete gas,
http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- Dati storici mercati gas: <http://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DatiStoriciGas.aspx>

Figura 51 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

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

Figura 53 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

Richiesta di energia elettrica 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 54 – 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 55 – 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 56 – 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).

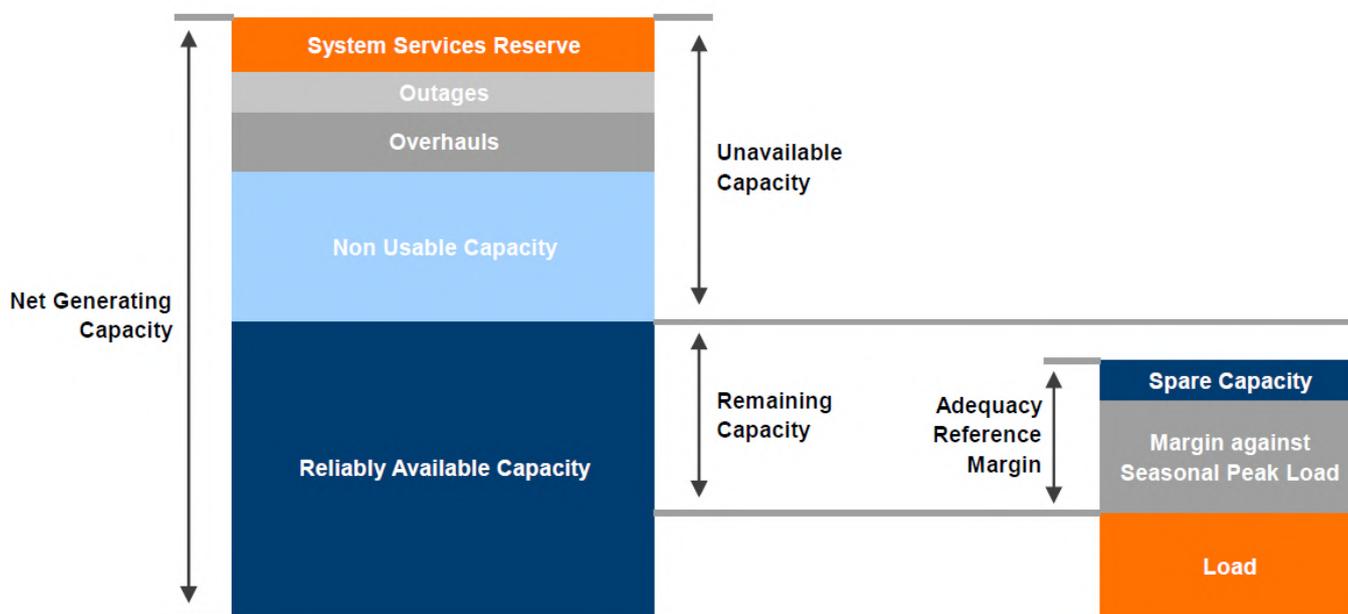


Grafico 2 – Schema della metodologia di calcolo dell'adeguatezza della generazione

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

Fonti dati:

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

Figura 57 – Minimo orario di capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche) – Simulazione ex-ante di "eventi estremi" vs dati storici

La figura riporta per ogni giorno dell'anno il valore minimo raggiunto dalla capacità di generazione elettrica in eccesso nella zona Nord. In particolare i giorni evidenziati in colore rosso sono i giorni nei quali l'eccesso di capacità è stato inferiore ai 2 GW.

Per il calcolo della capacità di generazione elettrica in eccesso vedi la nota di Figura 56.

Figura 58 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€cent/kWh)

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

Figura 59 – Massima penetrazione delle FRNP (%)

L'indice di penetrazione delle FRNP è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook*

and Adequacy Forecast (SO&AF). L'indice è calcolato per ogni ora dell'anno, come il massimo del rapporto tra la generazione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili e la domanda totale:

- RES Load Penetration Index = Maximum hourly coverage of Load by RES = $\text{Max}(W_i + S_i) / L_i$ for $i=1,2,3,\dots,8760$

Fonti dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*.

Figura 60 – Variazione oraria della produzione intermittente in % della domanda – min, max e dev. standard (zona Sud)

L'indicatore è costruito in linea con la metodologia utilizzata da ENTSO-E nei suoi *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF)*. L'obiettivo dell'indice è di fornire una valutazione della variazione infragiornaliera della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, mediante le variazioni orarie:

- ΔP_{1h} è ottenuto da $\Delta P_{1h} = P_{i+1} - P_i$

Queste variazioni orarie sono poi rapportate al carico, in modo da analizzare l'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili sulle rampe di carico in modo indipendente dalla quantità assoluta di generazione. In tal modo i valori dell'indice riflettono le necessità di flessibilità del sistema elettrico. Secondo ENTSO-E, i sistemi elettrici caratterizzati da variazioni orarie della produzione da fonti rinnovabili non programmabili che eccedono il 10% del carico sono "potenzialmente a rischio", perché "they might be affected by insufficient flexible capacities. This threshold was set as a preliminary value, and its representativeness needs further detailed assessment and historical back testing."

Fonti dati:

- ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) report, <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>
- Generazione elettrica oraria da fonti rinnovabili non programmabili: Terna, *Ex post data on the actual generation*
- Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 61 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima variazione oraria della produzione da FRNP – zona Sud (MW)

Fonti dei dati:

- 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 62 – Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda

L'indice è costruito a partire dalla serie delle variazioni orarie delle produzioni da fonti rinnovabili non programmabili (vedi nota relativa alla figura precedente, anche riguardo alle fonti utilizzate). Esso mostra la percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione da fonti rinnovabili non programmabili supera il 10% della domanda.

Figura 63 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel I trimestre 2017 (€/MWh)

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

Figura 64 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra F1 e 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 65 – Spark spread 2012-2016 per Italia e zona Sud (€/MWh, asse sn)

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, 428/2014/1/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 66 – Generazione elettrica mensile da gas, solidi e idro (TWh, medie mobili 4 termini)

Stima ENEA su dati Terna e Elettricità Futura:

- http://www.elettricitaefutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html

Figura 67 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica, II trimestre 2017 (€/MWh)

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

Figura 68 – Prezzo medio trimestrale per zona di mercato (€/MWh, asse sn) e percentuale di ore di marginalità dei cicli combinati (% , asse dx)

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

5. Prezzo dell'energia per il sistema industriale

Figura 71 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse e 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 "servizi di vendita", "servizi di rete" e "oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'AEEGSI, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I dati 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. 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 "servizi di vendita" o "materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI, suddivisa per il consumo annuo di energia. La voce "servizi di rete" o "trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'AEEGSI per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "servizi di rete" o "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 "servizi di rete" o "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'AEEGSI per il semestre di riferimento. La "quota fissa" della voce "oneri di sistema" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivisa per il consumo annuo di energia.

Figura 72 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse 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 67.

Figura 73 – Prezzo energia elettrica per l'industria al netto di tasse 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 74 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

Vedi metodologia di Figura 71.

Figura 75 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche e prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa

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 74.

Figura 76 – Prezzo energia elettrica (solo componenti variabili) al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW e consumi <4 GWh/mese)

Per quanto riguarda il 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.

Il dato preso in considerazione per l'analisi riguarda 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. I valori considerati comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Il dato relativo alle voci "servizi di vendita" e "materia energia" corrisponde alla media dei valori della fascia F1 dei tre mesi del trimestre di riferimento.

Figura 77 – Oneri di sistema (componenti variabili) consumatori industriali, bassa, media e alta tensione (€/kWh)

La figura fa riferimento ai valori delle componenti tariffarie degli oneri di sistema fornite dall'AEEGSI trimestralmente, per i consumatori in bassa, media e alta tensione. I valori comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Le utenze considerate sono le seguenti:

- utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenza impegnata superiore a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh;
- utenze in media tensione (escluse utenze di illuminazione pubblica);
- utenze in alta tensione.

Figura 78 – Prezzo al consumo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea. Il dato mostrato in figura corrisponde alla media mobile del prezzo settimanale di ciascun Paese calcolata per cinque settimane.

Figura 79 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali dell'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio del *Weekly Oil Bulletin* della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 80 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera i prezzi al netto delle imposte deducibili (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 definitiva come 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 AEEGSI 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 81 – Prezzo del gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili: consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ(€/GJ)

Il confronto europeo sui prezzi del gas è basato su dati Eurostat (Gas prices for industrial consumers - bi-annual data (from 2007 onwards) e considera solo i prezzi al netto delle imposte deducibili (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 numero 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 fig. 80) 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 82 – Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte deducibili - 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 deducibili (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 (quinto 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 fig. 80) sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000GJ 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 83 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo al netto delle imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

La figura analizza l'incidenza percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo al lordo delle imposte nell'industria in Italia e in altri Paesi europei in riferimento al secondo semestre 2016.

Il dato semestrale relativo all'ammontare di tasse e imposte non deducibili 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 deducibili" (P_{ded}) e il "Prezzo al netto di tutte le tasse e oneri" (P_{net}). La quota percentuale di tasse e imposte non deducibili sul prezzo finale dell'energia corrisponde quindi a:

$$(P_{ded} - P_{net}) / P_{tot} * 100$$

dove P_{tot} è il "prezzo comprensivo di tutte le tasse, imposte e IVA".

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

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Figura 84 – Grafo del network, mese di aprile

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 all'algoritmo TF-IDF:

$$TF-IDF_{x,y} = (N_{x,y} / N^*,y) * \log (Art / Art_x)$$

dove:

x = singola forma lessicale;

y = singolo titolo, occhiello e sommario dell'articolo di stampa;

$N_{x,y}$ = numero di volte che la forma lessicale x si presenta nel titolo, occhiello e sommario;

N^*,y = numero totale delle parole nel singolo titolo, occhiello e sommario;

Art = numero totale di articoli di stampa;

Art_x = numero di articoli di stampa in cui la forma lessicale x compare almeno una volta nel relativo titolo, occhiello e sommario.

La componente $(N_{x,y} / N^*,y)$ misura la frequenza di una parola all'interno del singolo titolo-occhiello-sommario. La componente $\log (Art / Art_x)$ individua il grado di specificità della parola all'interno dell'intero archivio considerato. In sintesi, l'importanza di una determinata parola aumenta proporzionalmente al numero di volte che essa compare nel titolo-occhiello-sommario ma diminuisce se questa è generica, come accade nelle parole comuni.

Il software utilizzato per il layout del network e per l'analisi in cluster è: VOSviewer 1.65 – Nees Jan van Eck and Ludo Waltman- Centre for Science and Technology Studies (CWTS) of Leiden University, The Netherlands.

Figura 85 – Grafo del network, mese di maggio

Vedi nota di Figura 84.

Figura 86 – Grafo del network, mese di giugno

Vedi nota di Figura 84.

Figura 87 – Numerosità dei principali argomenti trattati nella stampa specialistica

Figura 88 - Numerosità delle voci relative ai settori energetici

Figura 89 – Testi esaminati per testata giornalistica

La figura indica la percentuale dei testi presenti su ogni testata rispetto al totale dei testi considerati.

Figura 90 – Testi esaminati per collocazione

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base al tipo di collocazione all'interno delle testate.

Figura 91 – Testi annunciati in prima pagina

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla presenza o meno dell'annuncio del pezzo in prima pagina.

Figura 92 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

La figura indica la ripartizione in percentuale di tutti i testi esaminati in base alla tipologia di testo.

Figura 93 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

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

Figura 94 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

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 95 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 96 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato internazionale dell'energia"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 97 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale"

La figura indica la ripartizione in percentuale in base al settore dell'energia trattato di tutti i testi che hanno come argomento principale quello indicato nella didascalia.

Figura 98 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

La figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base all'argomento trattato.

Figura 99 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

La figura indica la ripartizione in percentuale, per ciascuna testata giornalistica, di tutti i testi esaminati in base al settore dell'energia trattato.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione
www.enea.it

Ottobre 2017