

ENEA

N. 1/2018

ISSN 2531-4750

Analisi trimestrale del
SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2017



Analisi trimestrale del sistema energetico italiano

Anno 2017

n. 1/2018

2018 **ENEA**

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

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

*Autori: Francesco Gracceva, Alessandro Zini, Paola Del Nero, Elena De Luca, Andrea Fianza, Bruna Felici,
Laura Gaetana Giuffrida, Gaetano Coletta, Daniela Palma*

- Capitolo 1: F. Gracceva, A. Zini (Focus: A. Zini)
- Capitolo 2: F. Gracceva, A. Zini
- Capitolo 3: F. Gracceva
- Capitolo 4: F. Gracceva, E. De Luca
- Capitolo 5: A. Fianza, L. G. Giuffrida, F. Gracceva (Focus: G. Coletta e D. Palma)
- Capitolo 6: P. Del Nero, A. Fianza, B. Felici, A. Zini

Progetto grafico: Cristina Lanari

Revisione editoriale: Giuliano Ghisu

Sommario

Sintesi dei contenuti	4
1 Indice sintetico della transizione energetica	6
FOCUS – Una valutazione delle interdipendenze fra le dimensioni del trilemma energetico	9
2 Quadro di sintesi dei consumi di energia	11
2.1 Variabili guida del sistema energetico	11
2.2 L'andamento dei consumi energetici	15
3 Decarbonizzazione del sistema energetico	21
4 Sicurezza del sistema energetico italiano	26
4.1 Sistema petrolifero	26
4.2 Sistema del gas naturale	31
4.2 Sistema elettrico	36
5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale	43
5.1 Prezzi dell'energia elettrica	43
5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi	46
5.3 Prezzi del gas naturale	47
FOCUS – I brevetti nelle tecnologie per la mitigazione climatica.	50
6 I fatti dell'energia nella comunicazione	55
6.1 L'energia nella stampa generalista nel IV trimestre 2017	55
6.2 L'energia nella stampa specialistica nel IV trimestre 2017	59
Nota metodologica	62

Sintesi dei contenuti

- Nel 2017 i **consumi di energia** primaria sono stati pari a circa 169 Mtep, in aumento dello 0,8% rispetto al 2016. L'aumento dei consumi di energia primaria è stato dunque pari a circa la metà dell'aumento del PIL, che nel 2017 è cresciuto dell'1,5%. Per il secondo anno consecutivo si è quindi registrata una riduzione dell'intensità energetica del PIL, scesa a 0,106 tep/k€ (-0,7% rispetto al 2016), un valore più basso di circa l'8% rispetto a dieci anni fa. I consumi finali di energia sono invece aumentati dell'1,3% circa, dunque in misura di poco inferiore all'aumento del PIL, un valore comunque inferiore alla proiezione effettuata sulla base del superindice ENEA, che prevedeva una crescita del 2,1%. Si può dunque stimare una riduzione dei consumi energetici dovuta a fattori "strutturali" (tra i quali l'efficienza energetica) per circa 1 Mtep. Dal 2010 il valore cumulato di queste riduzioni è stimabile in circa 10 Mtep. Resta comunque significativo che negli ultimi tre anni, con il ritorno a variazioni positive delle variabili guida, è tornata positiva anche la variazione dei consumi di energia, un segnale che nella forte contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio l'auspicato disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ha avuto un ruolo meno rilevante di quello avuto dalla crisi economica.
- Nel 2017 si è consolidato il ruolo del gas naturale come prima fonte primaria del sistema energetico italiano. Per il terzo anno consecutivo i consumi di gas, unica fonte primaria in crescita, sono aumentati in modo significativo (+6%, dopo il +5% del 2016), sebbene restino ancora lontani dai massimi della metà degli anni 2000. Raggiunge invece un nuovo massimo la quota del gas sul totale dell'energia primaria (36,5%). I consumi di petrolio sono invece diminuiti di un punto percentuale, restando comunque ancora all'interno del ridotto range di variabilità degli ultimi cinque anni (57-58 Mtep), ma scendono sotto al 34% del mix energetico, quasi dieci punti percentuali in meno rispetto a dieci anni fa. Il carbone presenta per il secondo anno consecutivo un calo in doppia cifra (-12% dopo il -10% del 2016) e si riduce al 6% del mix. La crescita della generazione elettrica da fonti intermittenti (+8%) ha permesso di contenere a un solo punto percentuale la terza riduzione consecutiva della produzione da fonti rinnovabili, penalizzate dalla forte riduzione della produzione idroelettrica (-14%), scesa anch'essa per il terzo anno consecutivo. È comunque risultata in marginale aumento la quota di energia rinnovabile sui consumi finali, che ha raggiunto il 17,6%, restando al di sopra del target UE 2020.
- Nel 2017 la richiesta di **energia elettrica** è stata pari a 320 TWh, in aumento del 2% rispetto al 2016, principalmente per la spinta della variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel corso dell'estate. Sembra comunque essersi arrestata la tendenza di lungo periodo alla diminuzione dei consumi elettricità. Il trend è divenuto sostanzialmente stazionario, con alcuni segnali di modesta ripresa. È anche tornata ad aumentare l'intensità elettrica, che raggiunge il 22,2% dei consumi finali, tornando ai massimi del 2014. La produzione termoelettrica ha raggiunto i massimi degli ultimi cinque anni, aiutata dalla produzione idroelettrica ai minimi decennali e da importazioni nette rimaste per il secondo anno consecutivo ben al di sotto della media decennale.
- Nei settori di uso finale calano ancora i consumi del settore **trasporti**, in particolare quelli del trasporto stradale (-2,6%), pur in presenza di indicatori del traffico veicolare che sono invece in aumento. Al netto della possibilità di future revisioni di questi dati (che sono provvisori), da essi sembra emergere la possibilità di un disaccoppiamento tra consumi di energia e traffico veicolare, guidato in primis dall'incremento di efficienza del parco auto circolante. Secondo le stime ENEA negli ultimi due anni il ricambio del parco (nel 2017 le nuove immatricolazioni di autovetture sono tornate a sfiorare i 2 milioni) ha accelerato il trend di naturale miglioramento dell'efficienza media dello stesso. Questo nonostante che le emissioni medie del nuovo immatricolato siano rimaste costanti, perché la crescita delle immatricolazioni di auto con alimentazione alternativa è stata bilanciata da altri fattori.
- Sia nel settore **industriale** sia nel settore **civile** i consumi energetici sono invece in aumento, e in entrambi i casi procedono in coerenza con l'andamento delle variabili guida (produzione industriale, valore aggiunto dei servizi, clima).
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'**indice sintetico della transizione energetica ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nel 2017 presenta un peggioramento dell'8% rispetto al 2016, come conseguenza di peggioramenti nelle dimensioni della decarbonizzazione e della sicurezza energetica e di un miglioramento nella dimensione dei prezzi.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla dimensione della **decarbonizzazione** risulta in peggioramento del 14%, anche se le **emissioni di CO₂** sono diminuite (-0,5%), grazie al progressivo venir meno dei fattori congiunturali che le avevano spinte tra fine 2016 e inizio 2017 (fermi del parco nucleare francese, ridotta produzione idroelettrica). Al calo delle emissioni hanno contribuito in primo luogo il settore dei trasporti (-2,2%), la cui riduzione ha più che compensato l'aumento delle emissioni del settore civile conseguente al clima più rigido dell'anno precedente, e la minore intensità carbonica della generazione elettrica da fossili (-5% i gCO₂/TWh della termoelettrica). Questa relativamente modesta riduzione delle emissioni sembra però consolidare il trend dell'ultimo triennio, che con la ripresa dell'economia ha visto lo spostamento del sistema energetico italiano su una traiettoria di decarbonizzazione che può rendere problematico il raggiungimento degli obiettivi 2030. Allo stesso modo, anche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili le tendenze recenti non sembrano in linea con l'obiettivo di una continuazione della crescita fino al 28% dei consumi finali entro il 2030. Nel 2017 la stima preliminare ENEA colloca questa quota al 17,6%, in leggera crescita rispetto al 17,4% del 2016. Sembra però ora meno scontato il raggiungimento dell'obiettivo fissato nella SEN del 2013, che si proponeva di andare oltre gli obiettivi europei per raggiungere il 19-20% entro il 2020.
- La componente dell'indice ISPRED relativa alla **sicurezza energetica** risulta anch'essa in peggioramento rispetto ad un anno fa (-6%), perché al miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero (+3%) fanno da contraltare i peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico (-9%) e del sistema del gas naturale (-20%). All'inizio del 2017 i problemi del

nucleare francese, in concomitanza con la ripresa della domanda di gas, hanno infatti evidenziato la possibilità che in caso di combinazione di eventi estremi (picchi di freddo, interruzioni delle forniture, criticità nei mercati confinanti) potrebbero verificarsi problemi di adeguatezza che si pensavano superati nei sempre più interconnessi sistemi del gas e dell'elettricità.

- Nel **sistema elettrico** il margine di riserva è sceso fino a circa il 10% della domanda nelle zone Nord e Centro-Nord, sebbene in condizioni normali il sistema sia ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità. La ripresa del ruolo del gas sulla borsa elettrica ha contribuito alla ripresa dei prezzi, con il prezzo unico nazionale aumentato del 26% rispetto al 2016, con uno scarto con i prezzi degli altri paesi europei rimasto pressoché invariato (+58% il prezzo medio italiano rispetto a quello tedesco). La ripresa del ruolo del gas ha d'altra parte contribuito a migliorare la redditività dei cicli combinati e ad allentare alcune tensioni legate alla forte accelerazione della penetrazione delle fonti intermittenti, che hanno raggiunto un nuovo massimo storico di penetrazione su base oraria, superando il 70% della domanda il 17 aprile (nuovo record anche per l'insieme delle Fonti Rinnovabili, che il 21 maggio sono arrivate a coprire l'87% della domanda).
- Nel **sistema gas** è significativo come tra l'inizio del 2017 e l'inizio del 2018 si sia fatto ricorso più volte alla dichiarazione dei primi due livelli di crisi previsti dal Piano di Emergenza, in un caso alla dichiarazione dello stato di emergenza. In tutti i casi la situazione è stata superata senza conseguenze di rilievo e senza il ricorso a mezzi non di mercato, ma si sono registrati picchi di prezzo e spread molto elevati fra PSV e TTF (fino a 80 €/MWh a dicembre 2017). Si è in effetti confermato che il margine rispetto al picco di domanda può risultare limitato nel caso di combinazioni di eventi relativamente estremi (clima rigido e non completa disponibilità di tutti i punti di entrata). Il differenziale tra i prezzi all'ingrosso italiani e del principale hub europeo si è attestato sui massimi dal 2012 (2,7 €/MWh in media d'anno), quando la Strategia Energetica Nazionale del 2013 evidenziò la questione come criticità prioritaria. Anche la nuova SEN del 2017 propone in effetti delle linee di azione, sulla cui efficacia ed efficienza sono però emersi dubbi anche da fonti istituzionali. Con la ripresa della domanda, pur ancora lontana dai massimi sia annuali sia giornalieri, si è inoltre rafforzata la peculiarità italiana di combinare pressoché totale dipendenza (92%) con una forte preminenza del gas naturale nel sistema energetico (38%), entrambe ai massimi storici nel 2017.
- Il 2017 si è chiuso positivamente per molti indicatori del **sistema petrolifero e della raffinazione**, che pure sono in una fase di profonda incertezza circa le prospettive della domanda nel medio periodo. Si consolida il trend di riduzione del peso del petrolio sui consumi totali di energia. Torna a crescere l'import di greggio, che si mantiene però altamente diversificato, pur con la conferma del trend in aumento per gli ingressi dall'area mediorientale, in particolare Iran e Libia. Recupera un poco la produzione interna, anche se gli impianti di estrazione soffrono ancora dei continui blocchi in Basilicata. La raffinazione chiude in positivo con un incremento delle lavorazioni di greggio, della percentuale di utilizzo degli impianti (+6%) e dei margini. Cresce anche l'export che, con i consumi di prodotti petroliferi che si mantengono piuttosto stabili, bilancia gli eccessi di produzione.
- Sul fronte dei **prezzi** si registrano significativi miglioramenti delle componenti dell'indice ISPRED relativi ai **prezzi dell'energia elettrica** (+17%) e del gas naturale (+6%), un dato che accomuna per di più tutte e tre le fasce di consumo, mentre peggiora l'indice relativo al prezzo del gasolio (-25%).
- Nel 2017 i prezzi medi annui dell'**energia elettrica** sono rimasti sui valori dell'anno precedente, con variazioni stimate tra lo 0% e il -2% a seconda della fascia di consumo. I prezzi italiani si sono però mossi in controtendenza rispetto ai prezzi registrati negli altri principali paesi UE, grazie al ruolo moderatore degli oneri di sistema, la cui riduzione ha compensato la spinta proveniente dalle quotazioni al rialzo registrate in tutte le borse europee.
- Il prezzo medio del **gasolio**, incluse imposte e tasse, è tornato ad aumentare (+7,9%) in linea con quanto avvenuto in tutti gli altri Paesi UE, invertendo il trend in discesa degli ultimi anni. Il prezzo industriale (al netto delle tasse) italiano è però tornato ad essere maggiore della media UE, dopo tre anni di costanti diminuzioni che nel 2016 lo avevano portato al di sotto della media UE.
- Secondo stime preliminari nel 2017 i prezzi del **gas** per le imprese italiane hanno presentato una leggera diminuzione, a fronte di prezzi invece invariati nella media UE. La ragione di questa positiva evoluzione italiana sta nel fatto che gli aumenti del prezzo all'ingrosso della materia prima sono stati controbilanciati dalle riduzioni, fino all'eliminazione, di due componenti della bolletta gas introdotte negli ultimi anni dall'ARERA. È pertanto migliorata la posizione relativa del nostro paese, che per le fasce di consumo medio-alte è ora piuttosto buona. A livello nazionale si è invece confermato un elevato divario di prezzo tra piccole e grandi utenze.
- Questo numero dell'Analisi trimestrale include un Focus che analizza l'attività innovativa nelle "Tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico collegate alla generazione, trasmissione o distribuzione dell'energia". L'analisi evidenzia come, una volta chiusa la parentesi relativa allo sviluppo della tecnologia del solare termodinamico, l'Italia non abbia manifestato apprezzabili specializzazioni in nuovi segmenti tecnologici, né appaia in linea con le tendenze emergenti, rappresentate soprattutto dai sistemi di accumulo energetico, fra cui le batterie. In questo ambito l'Italia registra infatti poco meno del 15% dei brevetti, contro quasi il 30% di Francia e Germania.
- In conclusione, l'analisi dell'evoluzione temporale degli indicatori che contribuiscono a comporre l'indice ISPRED (oggetto di un altro Focus contenuto in questo numero) evidenzia che i dati del 2017 confermano che l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle componenti del trilemma energetico non sembrerebbe ancora aver trovato raggiungimento. Tra il 2010 e il 2017 si è assistito piuttosto al susseguirsi di fasi nelle quali il miglioramento su un aspetto si accompagna al peggioramento su altri. L'analisi evidenzia la significatività di relazioni di trade-off tra le tre dimensioni, che nel 2017, in particolare, hanno trovato espressione in un peggioramento della decarbonizzazione parzialmente compensato da un miglioramento nella dimensione prezzi.

1 Indice Sintetico della Transizione Energetica

L'indice sintetico della transizione energetica – ISPREL, Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione (vedi Nota metodologica) è costruito a partire da un insieme di indicatori 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 minimo pari a 0 e un massimo pari a 1.

Pressoché assicurati gli obiettivi 2020 ma la traiettoria del sistema si conferma non in linea con gli obiettivi 2030

Complessivamente, nel 2017 la componente dell'indice ISPREL relativa alla dimensione della decarbonizzazione risulta in peggioramento del 14% rispetto al 2016, attestandosi su un valore di 0,78, ancora in un'area di criticità ridotta.

Le emissioni di CO₂ sono diminuite per il secondo anno consecutivo (-0,5%), grazie anche al progressivo venir meno dei fattori congiunturali che le avevano spinte tra fine 2016 e inizio 2017 (fermi del parco nucleare francese, ridotta produzione idroelettrica). Questa

relativamente modesta riduzione delle emissioni sembra però consolidare il trend dell'ultimo triennio, che con la ripresa dell'economia ha visto lo spostamento del sistema energetico italiano su una traiettoria di decarbonizzazione che può rendere problematico il raggiungimento degli obiettivi 2030. Allo stesso modo, anche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili l'obiettivo fissato per il 2020 sembra pressoché assicurato, ma le tendenze recenti non sembrano in linea con l'obiettivo di più lungo periodo, che prevede una continuazione della crescita fino al 28% dei consumi finali entro il 2030. Dalla Figura 1 emerge dunque come per tutti gli indicatori correlati con la dimensione decarbonizzazione la tendenza dell'ultimo anno sia stata negativa. Tutti gli indicatori relativi all'orizzonte 2020 restano comunque nell'area di criticità ridotta, perché gli obiettivi in questione sembrano tutti assicurati.

È invece meno soddisfacente e in peggioramento la situazione relativa agli obiettivi di lungo periodo (2030). L'indicatore relativo alla proiezione delle emissioni totali si colloca ancora sulla soglia della criticità ridotta, mentre è decisamente più problematico l'obiettivo relativo ai settori non rientranti nell'Emission trading System (ESD). Quanto alle FER, una proiezione di sviluppo che tenga conto delle tendenze degli ultimi anni evidenzia come tali tendenze non sono in linea con gli obiettivi.

Decarbonizzazione	Valore 2017	Valore 2016	Valore indicatore 2017	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Proiezione emissioni CO ₂ al 2020 - Distanza dal target (Mt)	-13	-30	0.87	↓	↑
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2020 - Distanza dal target (Mt)	-10	-22	0.98	↔	↑
Proiezione sviluppo FER al 2020	18%	20%	0.93	↓	↓
Proiezione emissioni CO ₂ al 2030 - Distanza dal target (Mt)	1	-26	0.66	↓	↑
Proiezione emissioni CO ₂ non-ETS 2030 - Distanza dal target (Mt)	24	4	0.47	↓	↔
Proiezione sviluppo FER al 2030	24%	36%	0.56	↓	↓

Sicurezza del sistema energetico		Valore 2017	Valore 2016	Valore indicatore	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Resilienza sistema petrolifero	Dipendenza ponderata con % petrolio su CL	33.2%	33.8%	0.51	↔	↑
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.126	0.134	0.81	↔	↑
Approvvigion. prodotti petroliferi	Copertura domanda benzina	1.8	1.8	0.85	↔	↔
	Copertura domanda gasolio	1.2	1.2	0.72	↓	↓
Competitività raffinazione	Margini di raffinazione (\$/barile)	3.6	2.9	0.62	↑	↑
	Utilizzo impianti (%)	80%	74%	0.39	↑	↑
Resilienza sistema gas naturale	Dipendenza dall'import ponderata con peso gas	37%	34%	0.02	↓	↓
	Stabilità paesi fornitori - Indice IEA	3.30	3.40	0.45	↔	↓
	Diversificazione approvvigionamenti (HHI)	0.27	0.28	0.62	↔	↓
Adeguatezza sistema gas	Eccesso capacità import su domanda (%)	18%	25%	0.30	↓	↑
Adeguatezza mercato gas	Spread PSV-TTF (€/MWh)	2.7	1.9	0.08	↓	↓
	Liquidità PSV (TWh)	217	209	0.14	↔	↑
Adeguatezza sistema elettrico	Indice capacità in eccesso	36%	43%	0.63	↓	↓
Flessibilità sistema	Variazione oraria prod. intermittente (% su carico)	8.1%	7.8%	0.53	↓	↓
Adeguatezza mercato	Spark spread (€/MWh)	13.9	11.1	0.44	↑	↓

Prezzi dell'energia per le imprese	Valore 2017	Valore 2016	Valore indicatore	Trend ultimo anno	Trend ultimi 5 anni
Prezzi energia elettrica consumi bassi (€/kWh)	0.179	0.181	0.24	↔	↑
Prezzi energia elettrica consumi medi (€/kWh)	0.165	0.167	0.29	↑	↑
Prezzi energia elettrica consumi alti (€/kWh)	0.147	0.148	0.30	↔	↑
Prezzi gasolio (€/L)	1,383	1,282	0.31	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi bassi (€/GJ)	11.11	11.81	0.31	↔	↑
Prezzi gas naturale consumi medi (€/GJ)	7.52	8.13	0.80	↑	↑
Prezzi gas naturale consumi medio-alti (€/GJ)	6.44	6.71	0.83	↓	↑
Prezzi gas naturale consumi alti (€/GJ)	6.23	6.35	0.36	↓	↑

Criticità ridotta 0,66 ≤ x ≤ 1
 Criticità media 0,33 ≤ x < 0,66
 Criticità elevata 0 ≤ x < 0,33

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: dati 2017 e 2016, valore indicatori, tendenze

In peggioramento la dimensione della sicurezza dei sistemi gas ed elettrico

L'indice sintetico relativo alla sicurezza energetica, che riassume la pluralità di mercati, segmenti della *supply chain* e orizzonti temporali che caratterizzano questa dimensione del trilemma energetico, si attesta a 0,48, in calo del 6% rispetto al 2016, con un miglioramento degli indici relativi al sistema petrolifero (+3%) cui fanno da contraltare i peggioramenti significativi degli indici di sicurezza del sistema elettrico (-9%) e del sistema del gas naturale (-20%).

Nel sistema petrolifero si consolida il trend di riduzione del peso del petrolio sui consumi totali di energia, unito alla già elevata diversificazione delle importazioni di greggio. In leggero miglioramento anche gli indici relativi alla copertura della domanda di prodotti petroliferi con produzione interna, mentre la raffinazione chiude un anno molto positivo con un incremento delle lavorazioni di greggio, della percentuale di utilizzo degli impianti (+6%) e dei margini (3,6 \$/bbl contro i 2,9 del 2016).

Nel sistema gas, con la ripresa della domanda, pur ancora lontana dai massimi, si è rafforzata la peculiarità italiana di combinare pressoché totale dipendenza (92%) con una forte preminenza del gas naturale nel sistema energetico (38%), entrambe ai massimi storici nel 2017. La ripresa della domanda ha poi fatto riemergere fragilità che si pensavano superate: è significativo come tra l'inizio del 2017 e l'inizio del 2018 si sia fatto ricorso più volte alla dichiarazione dei primi due livelli di crisi previsti dal Piano di Emergenza, in un caso alla dichiarazione dello stato di emergenza. In tutti i casi la situazione è stata superata senza conseguenze di rilievo e senza il ricorso a mezzi non di mercato, ma con picchi di prezzo e spread molto elevati fra PSV e TTF (fino a 80 €/MWh a dicembre 2017). Il margine rispetto al picco di domanda sembra comunque ancora limitato nel caso di combinazioni di eventi relativamente estremi (clima rigido e non completa disponibilità di tutti i punti di entrata). Infine, il differenziale tra i prezzi all'ingrosso italiani e del principale hub europeo si è attestato sui massimi dal 2012 (2,7 €/MWh in media d'anno), spingendo dunque ai minimi il relativo indicatore.

Nel sistema elettrico il margine di riserva è sceso fino a circa il 10% della domanda nelle zone Nord e Centro-Nord, sebbene in condizioni normali il sistema sia ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità. Secondo le valutazioni dell'associazione dei TSO europei ENTSO-E sono comunque possibili problemi di adeguatezza in caso di combinazione di condizioni estreme. La ripresa del ruolo del gas sulla borsa elettrica ha contribuito alla ripresa dei prezzi e contribuito a migliorare in modo significativo la redditività dei cicli combinati (lo spark spread è salito ben oltre i 10 €/MWh), allo stesso tempo allentando alcune tensioni legate alla forte accelerazione della penetrazione delle fonti intermittenti. Queste ultime hanno comunque raggiunto un nuovo massimo storico di penetrazione su base oraria, superando il 70% della domanda il 17 aprile.

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

Sul fronte dei prezzi nel 2017 si sono registrati significativi miglioramenti delle componenti dell'indice ISPRED relative ai prezzi dell'energia elettrica (+17%) e del gas naturale (+6%), un dato che accomuna per di più tutte le fasce di consumo, mentre peggiora l'indice relativo al prezzo del gasolio (-25%).

L'indicatore che riassume la situazione dei prezzi elettrici italiani resta comunque su un valore molto basso (0,2, pur in leggera crescita rispetto allo 0,17 del 2016), senza differenze rilevanti per le diverse fasce di consumo, sebbene la situazione sia leggermente migliore per le fasce più alte. I prezzi italiani restano infatti i più alti dell'UE, anche se da gennaio 2018 la concessione degli sgravi per gli energivori ha certamente introdotto un elemento di novità in grado di cambiare la situazione in modo significativo. Il dato positivo del miglioramento degli indici nel 2017 è dovuto al fatto che i prezzi medi annui dell'energia elettrica sono rimasti sui valori dell'anno precedente, con variazioni stimate tra lo 0% e il -2% a seconda della fascia di consumo, ma in un contesto di generalizzato aumento dei prezzi all'ingrosso e in controtendenza rispetto ai prezzi registrati negli altri principali paesi UE. La riduzione degli oneri di sistema ha infatti compensato la spinta proveniente dalle quotazioni al rialzo registrate in tutte le borse europee.

Il prezzo medio del gasolio, incluse imposte e tasse, è tornato ad aumentare (+7,9%) in linea con quanto avvenuto in tutti gli altri Paesi UE, invertendo il trend in discesa degli ultimi anni. Il prezzo industriale (al netto delle tasse) italiano è però tornato ad essere maggiore della media UE, dopo tre anni di costanti diminuzioni che nel 2016 lo avevano portato al di sotto della media UE. Ne è conseguito un deciso peggioramento del relativo indicatore (-25%).

Secondo stime preliminari nel 2017 i prezzi del gas per le imprese italiane dovrebbero aver presentato una diminuzione di alcuni punti percentuali, a fronte di prezzi invece invariati nella media UE. La ragione di questa positiva evoluzione italiana sta nel fatto che gli aumenti del prezzo all'ingrosso della materia prima sono stati controbilanciati dalle riduzioni, fino all'eliminazione, di due componenti della bolletta gas introdotte negli ultimi anni dall'ARERA. È pertanto migliorata la posizione relativa del nostro paese, che per le fasce di consumo medio-alte è ora piuttosto buona (l'indice sintetico dei prezzi gas è in aumento del 6% e si colloca ora a 0,71). A livello nazionale si conferma invece un elevato divario di prezzo tra piccole e grandi utenze.

ISPRED in calo dell'8%. Si confermano relazioni di trade-off fra le diverse dimensioni del trilemma energetico

La Figura 2 descrive l'evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1), associando ai vari periodi storici alcuni elementi che hanno influito in modo rilevante sulla traiettoria seguita dal sistema energetico italiano.

Gli anni 2010-2012 sembrano essere stati caratterizzati da una relazione di trade-off fra decarbonizzazione da un lato, accelerata dalla forte crescita dell'incentivazione delle rinnovabili elettriche e aiutata dal generale contesto di crisi economica e alti prezzi del petrolio, e prezzi dell'energia dall'altro, penalizzati dal brusco rialzo delle accise di fine 2011 e dai crescenti incentivi alle rinnovabili.

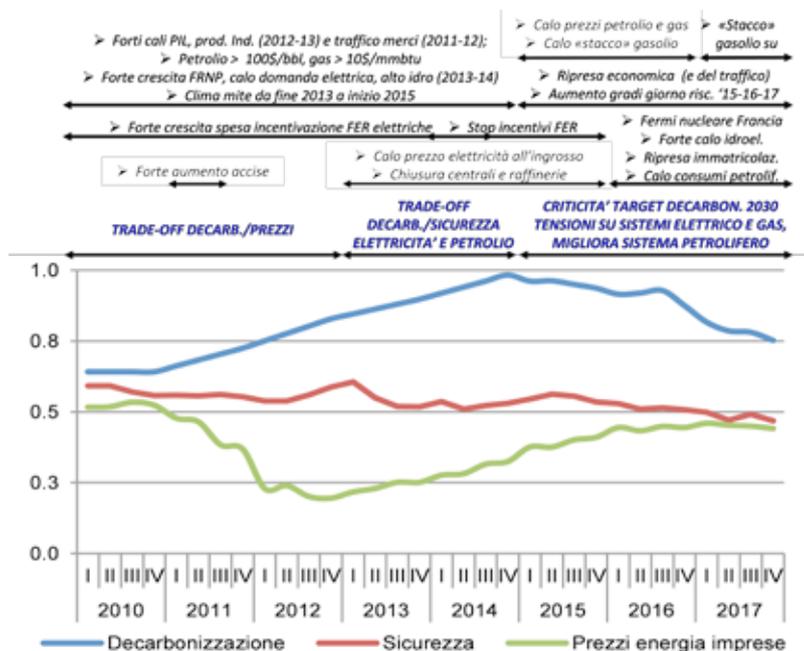


Figura 2 – Evoluzione temporale degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico (indici variabili tra 0 e 1) ed evoluzione di alcuni driver di rilievo

italiana, determinando un peggioramento nella dimensione della decarbonizzazione, che ha guidato il peggioramento dell'intero ISPRED. Questa discontinuità ha anche avuto dei riflessi positivi, imponendo una temporanea frenata ad alcune implicazioni problematiche che la decarbonizzazione aveva prodotto sulla sicurezza del sistema elettrico, in particolare negli anni 2013-2014. Nell'ultimo biennio i riflessi positivi della frenata della decarbonizzazione sono però stati compensati dal fatto che la ripresa della domanda di gas ha fatto di nuovo riemergere alcune fragilità dei sistemi elettrico e gas, sempre più interdipendenti. Mentre il percorso di decarbonizzazione sembra consolidarsi su una traiettoria non in linea con gli obiettivi di lungo periodo. D'altra parte, gli effetti della frenata sugli incentivi sono infine arrivati ai prezzi al dettaglio, con miglioramenti per i prezzi di gas e elettricità, sebbene segnali contrastanti siano cominciati ad arrivare dal mercato dei certificati bianchi, come anche dal ritorno del costo industriale del gasolio a uno stacco positivo con la media UE.

Secondo calo dell'ISPRED su base annua. L'indice resta su valori di criticità media

le dimensioni della decarbonizzazione e della sicurezza energetica e del miglioramento nella dimensione dei prezzi.

Il modesto calo del 2016 (-1%) era invece stato dovuto a un lieve peggioramento delle prospettive di decarbonizzazione (poi consolidate nel 2017) e ai primi segnali di potenziali nuove criticità nel sistema del gas naturale.

Il Focus che segue descrive i risultati di alcune analisi statistiche finalizzate a individuare le interdipendenze esistenti fra le diverse dimensioni del trilemma energetico. I dati del 2017 sembrano confermare che l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle componenti del trilemma energetico non hanno ancora trovato raggiungimento. Tra il 2010 e il 2017 si è assistito piuttosto al susseguirsi di fasi nelle quali il miglioramento su un aspetto si accompagna al peggioramento su altri.

Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica ISPRED (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). Nel 2017 la media annuale dell'ISPRED si colloca a 0,57, a fronte del valore di 0,62 della media 2016, con un peggioramento dell'8% rispetto al 2016, come conseguenza dei peggioramenti nel-

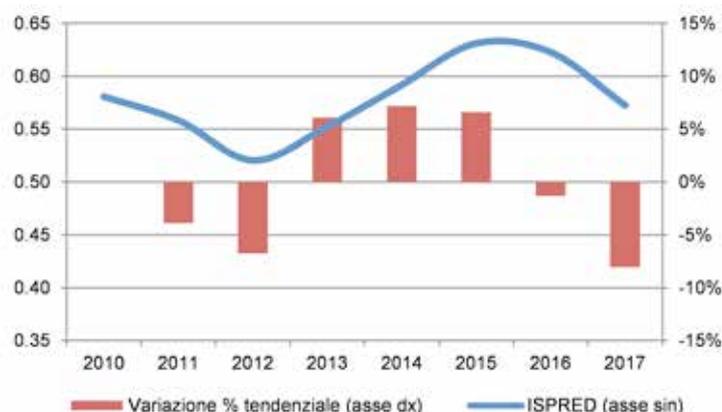


Figura 3 – Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – ISPRED (Valori annuali - asse sx - e variazioni percentuali sull'anno precedente - asse dx)

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

Alessandro Zini

Nel periodo 2010-2017 il sistema energetico è sembrato procedere in quattro distinte fasi, come illustrato in Figura F1, risultato di un'analisi in cluster dei diversi trimestri presi in esame. Ciò che colpisce maggiormente è il fatto che l'intervallo 2015-2016 sia il solo, tra quelli considerati, a manifestare un relativo aumento in sinergia di tutti gli indici riconducibili alle dimensioni del trilemma energetico. Negli altri intervalli temporali la relazione tra le diverse componenti sembra piuttosto improntata ad effetti compensativi, che hanno al centro la dimensione della decarbonizzazione. Nel 2010-2011 a valori relativamente elevati della dimensione della sicurezza e di quella dei prezzi (rispettivamente 0,57 e 0,47) fa riscontro un valore relativamente contenuto della decarbonizzazione (0,67), almeno se rapportato alla complessiva dinamica 2010-2017. Nel periodo 2012-2014 l'indice dei prezzi subisce un netto contraccolpo, compensato dall'aumento di quello della decarbonizzazione. Il 2017, infine, a fronte di una diminuzione dell'indicatore della decarbonizzazione e di un'ulteriore flessione di quello della sicurezza, si connota per un leggero miglioramento sul lato dei prezzi. In altre parole, il raggiungimento di uno sviluppo armonioso dei diversi aspetti della politica energetica sembrerebbe essersi realizzato soltanto per un breve tratto, e comunque in misura non rilevante, tra il 2015 e il 2016.

Questa analisi non ambisce a estrapolare curve di trade-off, sia perché è lecito attendersi che gli effetti di compensazione tra le diverse componenti costituiscano piuttosto delle regolarità empiriche, per giunta concentrate in determinati archi temporali, sia perché i tre indici considerati, che a loro volta sintetizzano un numero ancora più elevato di indicatori, nascondono l'insidia di fenomeni di correlazione spuria. Più modestamente, in questa sede si cerca di evidenziare alcuni andamenti di fondo emersi nella serie storica. Per tentare di limitare la possibilità di incorrere in correlazioni esageratamente "alte" o "basse" tra due indicatori, perché in realtà si sta trascurando l'effetto congiunto di altre variabili, si può far ricorso al coefficiente di correlazione parziale, i cui risultati sono schematizzati in Figura F2. Nella figura le linee in rosso indicano coefficienti di correlazione negativa, indizio di una possibile relazione di trade-off, mentre le linee colorate in nero indicano coefficienti positivi, a denotare possibili dinamiche di sinergia. La correlazione tra decarbonizzazione e sicurezza è negativa (-0,41), ed in particolare è elevata quella tra decarbonizzazione e sicurezza del sistema elettrico (-0,70). Anche la correlazione tra decarbonizzazione e prezzi è negativa (-0,49), mentre quella tra prezzi e sicurezza è ancora negativa, ma ai limiti della significatività (-0,28). In sintesi, tra le principali dimensioni energetiche non sembrerebbero sussistere evidenze di relazioni di sinergia, quanto piuttosto di compensazione. Un cenno particolare merita il rapporto tra sicurezza del gas naturale e decarbonizzazione, con valore positivo (0,67), aspetto già evidenziato in un numero precedente dell'Analisi Trimestrale, da spiegare con il fatto che la riduzione dei consumi di gas osservata in tutto il periodo ha concorso tanto alla diminuzione tendenziale delle emissioni quanto alla riduzione delle criticità del sistema gas. Dall'ispezione della Figura F2 emerge infine come il comportamento degli indicatori riassunti sotto uno stesso indice non sia necessariamente univoco. In particolare, tra i tre indicatori specifici relativi alla sicurezza (quello del sistema elettrico, quello del petrolio e dei prodotti petroliferi, e quello del gas) non sussistono correlazioni significative, a dimostrazione che all'interno di una componente così complessa e articolata del trilemma come quella della sicurezza si possa annidare più di una dimensione.

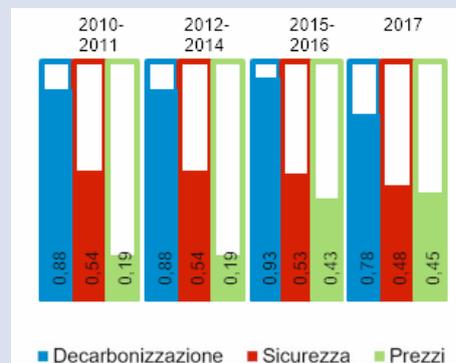


Figura F1 – Raggruppamento per periodi dell'evoluzione temporale dell'ISPREM

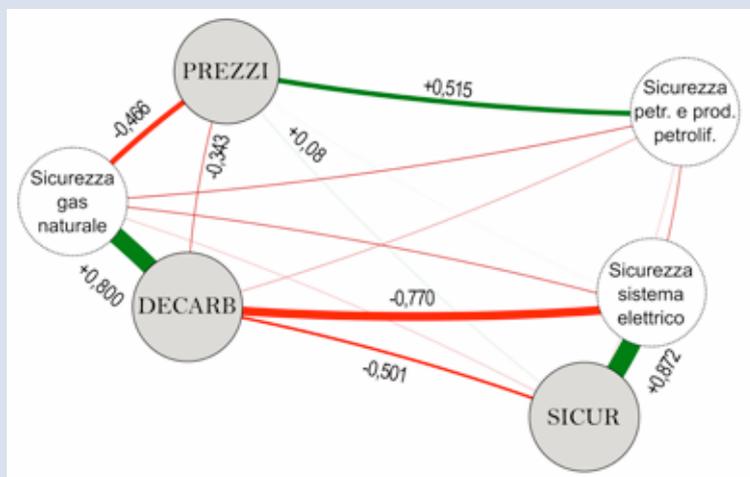


Figura F2 – Coefficienti di correlazione parziale tra le diverse dimensioni dell'ISPREM

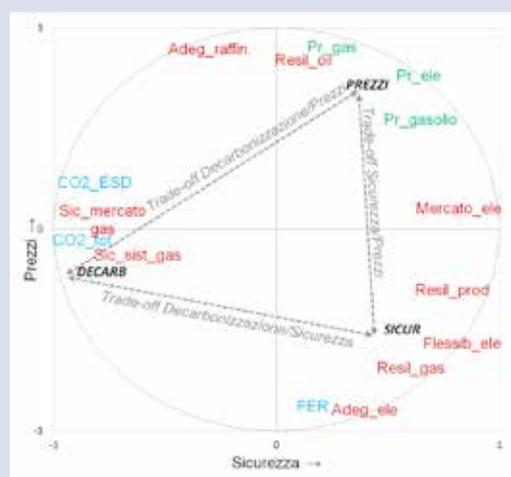


Figura F3 – Analisi in componenti principali applicata agli indicatori inclusi nell'ISPREM

Procedendo in linea con questa logica, si è provveduto ad applicare un'analisi in componenti principali, strumento questo potenzialmente in grado di enucleare eventuali dimensioni che sottendono l'articolazione delle questioni energetiche. La Figura F3 ne sintetizza i principali risultati. Le prime due componenti catturano oltre il 72% della variabilità originaria e sono perciò in grado di fornire una buona sintesi. La prima componente, riportata in ascissa, si caratterizza per bassi valori degli indicatori della decarbonizzazione e per valori più elevati di quelli della sicurezza. La seconda componente, in ordinata, contrappone gli indicatori dei prezzi tanto alla sicurezza quanto alla decarbonizzazione. Le due componenti identificano quindi rispettivamente versioni di sicurezza e prezzi mediate proprio dal ruolo della decarbonizzazione. Confrontando la Figura F3 con la Figura F1, lo schema dei potenziali trade-off sembrerebbe trovare conferma, a meno di una maggiore significatività della correlazione negativa tra sicurezza e prezzi ottenuta con l'analisi in componenti principali. Nella rappresentazione di cui in Figura F3 il grado di dissimilarità (che corrisponde alla distanza geometrica sul piano) tra prezzo e sicurezza è pari al 60% del valore massimo teorico raggiungibile, mentre tra gli altri indici il valore raggiunge l'80%. Tale indicatore costituisce una proxy del grado di trade-off osservato. Un'altra evidenza che emerge osservando la Figura F3 è quella che riguarda gli indicatori di sicurezza, particolarmente "diffusi" sul piano, a riprova della loro su evidenziata maggior eterogeneità. Il loro baricentro si colloca tuttavia in opposizione alla decarbonizzazione e ai prezzi.



Figura F4 – Analisi in componenti principali. Proiezione degli indici sul piano definito dalle prime due componenti con evidenziazione del trend

relative alle tre dimensioni si delinea la figura di un triangolo quasi-equilatero, a conferma del fatto che l'insieme degli indicatori coglie validamente i tre aspetti del trilemma in quanto questioni sufficientemente separate tra loro ed internamente coerenti.

La Figura F4 costituisce un tentativo di proiettare sul piano definito dalle prime due componenti principali il valore osservato nei diversi trimestri. Da questa figura sembrerebbe emergere un trend, rappresentato dalla linea tratteggiata in rosso, molto articolato e variabile, come era nelle aspettative. Con una certa approssimazione, il trend definisce l'effetto del concorso delle preferenze rivelate dei policymaker e delle spinte esogene del mercato e della tecnologia sulle tre dimensioni del trilemma. Già a partire dal 2011 si delinea una tendenza al miglioramento degli obiettivi di decarbonizzazione, a scapito dei prezzi e, a partire dal 2013 anche a scapito della sicurezza. L'ultimo tratto della curva, invece, è in netta risalita verticale, in favore dei prezzi e in progressivo allontanamento dalla sicurezza. Anche da questa lettura sembrerebbe delinearsi quindi una certa distanza dall'obiettivo di uno sviluppo congiunto ed equilibrato dei diversi aspetti della questione energetica.

2 Quadro di sintesi dei consumi di energia

Nel 2017 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 169 Mtep, in aumento dello 0,8% rispetto al 2016. L'aumento dei consumi di energia primaria è stato dunque pari a circa la metà dell'aumento del PIL, che nel 2017 è cresciuto dell'1,5%. Per il secondo anno consecutivo si è quindi registrata una riduzione dell'intensità energetica del PIL, scesa a 0,106 tep/k€ (-0,7% rispetto al 2016), un valore più basso di circa l'8% rispetto a dieci anni fa. I consumi finali di energia sono invece aumentati dell'1,3% circa, dunque in misura di poco inferiore all'aumento del PIL, un valore comunque inferiore alla proiezione effettuata sulla base del superindice ENEA, che prevedeva una crescita del 2,1%. Questo porta a stimare una riduzione dei consumi energetici dovuta a fattori "non congiunturali" per circa 1 Mtep. Dal 2010 il valore cumulato di queste riduzioni è stimabile in circa 10 Mtep. Resta significativo che negli ultimi tre anni, con il ritorno a variazioni positive delle variabili guida, è tornata positiva anche la variazione dei consumi di energia, un segnale che nella contrazione dei consumi di energia dell'ultimo decennio il disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici ha avuto un ruolo meno rilevante di quello della crisi. Tra i settori di uso finale è comunque rimarchevole il calo dei consumi di energia per i trasporti stradali nonostante l'aumento degli indicatori di traffico. L'accelerato ricambio del parco auto, con l'incremento della sua efficienza media, sembra essere un fattore importante per questo dato. Quanto alle fonti primarie, per il terzo anno consecutivo aumentano i consumi di gas naturale, per il secondo anno scende l'energia da fonti rinnovabili, penalizzata dalla bassa idraulicità. La quota delle FER sui consumi finali secondo la stima preliminare ENEA si colloca al 17,6% (al di sopra del target UE 2020 del 17%).

2.1 Variabili guida del sistema energetico

Nel 2017 dalle principali variabili guida una spinta positiva ai consumi di energia

Nel 2017 le variabili guida dei consumi energetici hanno fornito un impulso positivo ai consumi di energia. Il superindice elaborato dall'ENEA, che sintetizza cinque variabili guida (vedi Nota metodologica), risulta infatti in aumento del 2,1% rispetto al 2016. (Figura 4). Negli ultimi dodici trimestri (tre anni), con il ritorno in positivo della crescita economica, dalle variabili guida sono sempre venuti impulsi positivi alla crescita dei consumi energetici. Comples-

sivamente, in media d'anno il superindice è aumentato del 2,1%. Il miglioramento del superindice è stato legato in misura rilevante all'aumento del PIL e della produzione industriale.

Nel 2017 il PIL corretto per gli effetti di calendario è aumentato dell'1,5%, mentre la variazione stimata sui dati trimestrali grezzi è pari a +1,4% (nel 2017 vi sono state due giornate lavorative in meno rispetto al 2016). Il ritmo di crescita dell'economia italiana si mantiene inferiore a quello dell'area euro ma il differenziale sembra in leggera riduzione. Nel 2017 il tasso di crescita dell'economia nella zona euro e nella Ue è stato del 2,4%, il ritmo più veloce degli ultimi dieci anni, e una crescita simile è attesa nel 2018. Secondo le più recenti previsioni anche la crescita del PIL italiano nel 2018 dovrebbe restare sui livelli del 2017, supportata dal proseguimento della fase espansiva della domanda interna e degli investimenti, che proseguono il processo di recupero avviatosi nel secondo trimestre del 2016, e dalla fase espansiva degli scambi mondiali, che continua a sostenere le esportazioni e le importazioni. Nel medio periodo le prospettive della crescita italiana restano però penalizzate dal limitato potenziale di crescita dell'economia italiana.

Secondo anno di ripresa della produzione industriale, in crescita più accentuata rispetto al PIL

La novità dell'ultimo anno dal lato dell'offerta è che è l'industria a guidare la risalita del PIL. La produzione industriale è infatti cresciuta del 2,4% in termini grezzi, del 3,4% nei dati corretti per gli effetti di calendario e destagionalizzati, con un incremento dunque più che doppio rispetto a quello del PIL. La produzione industriale procede dunque lungo un percorso di recupero iniziato a fine 2014. Rispetto al 2014 la media 2017 dell'indice della produzione industriale (dati corretti per gli effetti di calendario) risulta in aumento del 6% circa, ma resta inferiore di ben il 16% rispetto al 2008, anno di inizio della crisi, e l'indice relativo alla produzione dei beni intermedi è ancora del 24% al di sotto del livello del 2008.

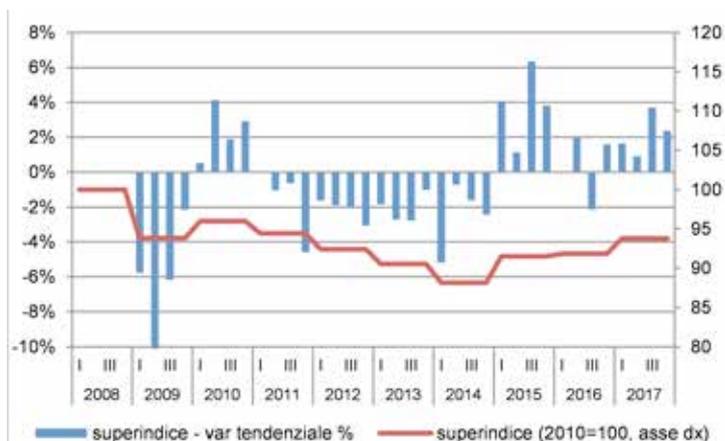


Figura 4 – Evoluzione temporale del superindice dei consumi del sistema energetico italiano

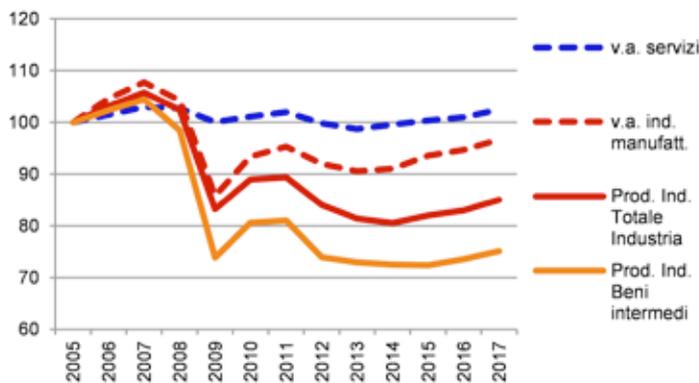


Figura 5 – Produzione industriale e valore aggiunto dell'industria e dei servizi (2010=100) – Media mobile 4 termini

grazie al fatto che l'aumento del prezzo all'ingrosso non si è riflesso sui prezzi al dettaglio (vedi cap. 5).

Infine, un impulso positivo alla crescita dei consumi energetici dalla variabile climatica. I gradi giorno riscaldamento (Heating degree days) sono aumentati del 7%, collocandosi perfettamente in linea con la media dell'ultimo decennio, che peraltro è inferiore di circa il 10% rispetto alla media degli ultimi quaranta anni (media che negli ultimi dieci anni è stata raggiunta solo una volta, nel 2010).

Un impulso ancora maggiore è poi venuto dai gradi giorno raffrescamento (Cooling degree days), aumentati di quasi il 50%, e raddoppiati in particolare nel mese di agosto.

Greggio in ripresa dopo l'estensione del taglio produttivo OPEC+

Dopo essere scesi sotto i 45 \$/bbl a giugno 2017, i prezzi del petrolio sono aumentati

modo significativo nella seconda metà dell'anno, fino a superare i 60 \$/bbl a fine anno e superando i 70 \$/bbl all'inizio del 2018, livelli massimi degli ultimi tre anni. In media d'anno il greggio West Texas Intermediate (WTI) si è attestato a 51 \$/bbl, 7 \$/bbl in più che nel 2016, mentre il greggio Brent è aumentato di 10 \$/bbl dalla fine del 2016, allargando dunque lo spread a circa 5 \$/bbl alla fine del 2017, la differenza più alta dal 2013.

Il prezzo medio annuo della media dei tre greggi WTI, Brent e Dubai è stato comunque di 52,8 \$/bbl, un valore che resta decisamente inferiore alla media dell'ultimo decennio (Figura 6). Il rialzo del prezzo del petrolio non sembra dunque abbia dato un impulso negativo ai consumi energetici.

Tra i motivi della ripresa vi sono il miglioramento delle prospettive di crescita della domanda globale, le tensioni in Medio Oriente, una serie di interruzioni nelle forniture (in Nord Iraq, Nord America, Regno Unito, Venezuela), l'indebolimento del dollaro USA e infine a novembre l'estensione dell'accordo di cooperazione tra paesi Opec e non-Opec per stabilizzare il mercato petrolifero per limitare la produzione petrolifera.

Per il 2018 prevale la cautela, guidata dalle attese di crescita della produzione USA

La prospettiva di breve periodo è quella di un mercato petrolifero che si sta riequilibrando. La domanda e l'offerta sono sempre

più allineate e le scorte Ocse sono in forte calo verso livelli nella media quinquennale, effetto dell'accordo OPEC+. Tuttavia, molti fattori di incertezza potrebbero cambiare il quadro in modo significativo. Tra questi, sul fronte rialzista, la possibilità di una crescita della domanda petrolifera maggiore delle attese, nel qual caso i prezzi resterebbero sui livelli recenti nonostante gli aumenti della produzione USA. A giustificare le previsioni ribassiste vi sono infatti le aspettative relative a quest'ultima. L'Oil Market Report di febbraio 2018 della IEA prevede una crescita di 1,7 milioni b/g della produzio-

Nell'ultimo anno la crescita della produzione dei beni intermedi, cioè i beni la cui produzione è a maggiore intensità energetica, è stata leggermente inferiore a quella della produzione dell'industria nel suo insieme in termini grezzi (+2,1% contro +2,4%), sebbene leggermente superiore nel dato corretto per gli effetti di calendario. Sembra dunque esservi stato un rallentamento della tendenza recente dell'industria italiana verso una struttura meno energivora (Figura 5).

Un impulso negativo alla crescita della domanda di energia nel 2017 è venuto invece dai prezzi, in particolare dal prezzo del gasolio, aumentato dell'8% in media d'anno. Ma a fine anno prezzo del gasolio resta comunque ancora lontano dai massimi decennali. Un aumento maggiore ha avuto il prezzo del gas importato in Italia, ma con un impatto limitato sui consumi,



Figura 6 – Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio - dati storici e previsioni Banca mondiale (\$/bbl, asse dx)

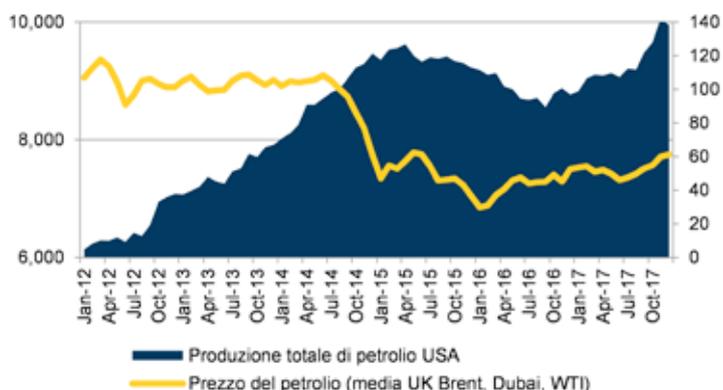


Figura 7 – Produzione di petrolio negli USA (kbb/g, asse sn) e prezzo del petrolio (media Brent, Dubai, WTI, \$/bbl, asse dx)

ne di greggio non-Opec, di cui 1,35 milioni solo negli Stati Uniti, dopo che la crescita dell'offerta non-Opec era già tornata a crescere di 0,7 milioni di b/nel 2017. Per il 2018 l'Energy Information Administration degli Stati Uniti prevede che la produzione di petrolio raggiunga una media di 9,9 milioni di b/g, un dato superiore al record di 9,6 milioni di b/g del 1970.

Anche guardando ai future sui prezzi a medio termine i mercati sembrano attendersi una graduale diminuzione dei prezzi nei prossimi 4-5 anni, perché "gli attuali prezzi rinvigoriti dall'accordo OPEC+ "stimoleranno la produzione shale oil, che aiuterà ad evitare impennate di prezzo del barile" (Fondo monetario internazionale, World Economic Outlook). D'altronde la produzione statunitense di shale oil è stimata in pareggio già ben al di sotto dei 50 \$/bbl, per cui con i prezzi intorno ai 60\$/bbl sembra avere ampi margini di redditività.

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

Nel 2017 il prezzo medio del gas al TTF olandese è stato di 17,3 €/MWh, in aumento del 24% rispetto ai 14 €/MWh del 2016. Il prezzo medio del gas al Punto di Scambio Virtuale italiano è stato invece di 20,02 €/MWh, in aumento del 26,4% rispetto ai 15,83 €/MWh del 2016. Vi sono varie ragioni dietro all'aumento dei prezzi: l'aumento dei prezzi del petrolio (+23%) e del carbone (cresciuto del 30% circa, con differenze legate alla tipologia), domanda in aumento, periodici problemi alle infrastrutture in Norvegia e Gran Bretagna e nella prima parte dell'anno i problemi al parco nucleare francese. È interessante che nonostante il declino del ruolo dell'indicizzazione al petrolio nei contratti di lungo termine, negli ultimi anni la correlazione tra prezzi del petrolio e prezzi spot del gas è stata piuttosto elevata. Allo stesso tempo, i prezzi spot del gas sono risultati anche significativamente correlati ai prezzi del carbone. Un dato di rilievo è che i prezzi del gas dei contratti di lungo termine indicizzati ai prezzi del petrolio sono scesi nella seconda metà dell'anno, per il ritardo temporale incluso nelle formule di aggiornamento dei prezzi, tanto da raggiungere i prezzi spot dei mercati europei. Secondo stime inevitabilmente approssimative negli ultimi anni questi contratti sono risultati decisamente competitivi con i prezzi spot.

Quanto ai differenti mercati del gas, negli ultimi anni vi è stata una crescente convergenza dei prezzi delle diverse aree, solo dalla forte crescita della domanda asiatica degli ultimi due inverni (2016-2017 and 2017-2018). Nella parte centrale del 2017 i prezzi tra le diverse aree hanno raggiunto livelli di convergenza che non si vedevano dai tempi dell'incidente di Fukushima, che aveva innescato una forte ripresa della domanda sui mercati asiatici, allargando lo spread con mercato europeo per favorire le consegne di GNL in Asia. Nel III trimestre dell'anno il prezzo medio del GNL importato in Giappone è sceso infatti a circa 16 €/MWh, con uno spread rispetto al TTF che a settembre è divenuto addirittura negativo (laddove a febbraio aveva superato gli 8 €/MWh), confermando uno scenario di competizione crescente tra gli esportatori di gas verso l'Europa.

Nell'ultimo trimestre anche i prezzi europei hanno ripreso a salire con la domanda, sebbene meno che in Asia, allargando il premio rispetto al prezzo all'Henry Hub. Il prezzo del gas sul mercato americano è infatti tornato a scendere nel corso del 2017, attestandosi a fine anno stabilmente al di sotto dei 3 \$/Mbtu, interrompendo una tendenza all'aumento che durava dal I trimestre 2016. Non a caso, nel 2017 gli Stati Uniti sono divenuti non solo il primo paese produttore mondiale (dal 2009), ma anche esportatori netti, quadruplicando le esportazioni di GNL rispetto al 2016. L'espansione delle esportazioni statunitensi di GNL, legate ai prezzi spot e non legate a una determinata destinazione, stanno svolgendo un ruolo crescente nell'aumento della liquidità e della flessibilità del commercio di GNL, mettendo pressione sulle tradizionali modalità di fissazione dei prezzi, come dimostrato dalla maggiore flessibilità già introdotta nei contratti europei e dalla disponibilità manifestata anche dalla compagnia Sonatrach in vista dei prossimi rinnovi dei contratti di lungo-termine per il gas algerino.

In prospettiva, lo scenario resta quello di un eccesso di offerta, con prezzi che di conseguenza dovrebbero restare su livelli storicamente bassi. Dal lato dell'offerta vi sono circa 100 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione in costruzione (IEA, Gas 2017. Analysis and Forecasts to 2022). 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. Metà di questa crescita della produzione sarà destinata all'esportazione. Secondo le stime dell'Energy Information Administration nell'arco dei prossimi due anni gli Stati Uniti diverranno il terzo maggiore esportatore mondiale di GNL, dietro solo ad Australia e Qatar.

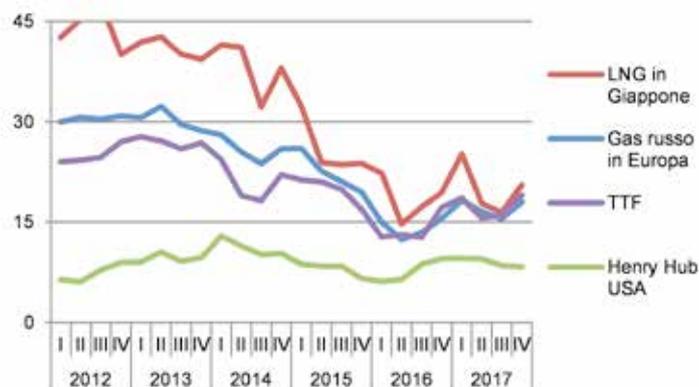


Figura 8 – Prezzo del gas naturale (€/MWh)

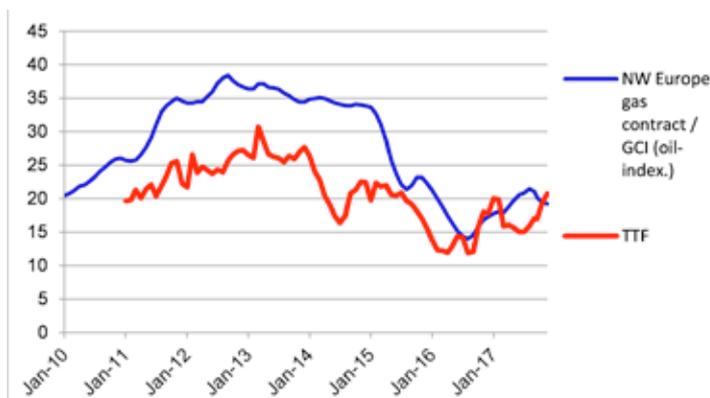


Figura 9 – Prezzo del gas naturale sul TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)

Dal lato della domanda, nel 2017 la crescita della domanda asiatica di gas è rimasta sorprendentemente sostenuta, con le importazioni cinesi di GNL previste in aumento del 40% a fine 2017, spinte dalla crescita economica e dalle politiche interne di sostituzione del carbone con gas per ridurre l'inquinamento atmosferico. Ma questa crescita della domanda non dovrebbe essere sufficiente a riequilibrare il mercato, perché la crescita dell'offerta di GNL è tale che ancora nel 2024 la capacità di esportazione di GNL dovrebbe superare la domanda attesa almeno di 90 mln ton/anno (Bloomberg New Energy Finance, Global Lng Outlook 2017).

Come dimostrano i dati del 2017 (vedi cap. 4.2), l'Europa continentale sembra ben posizionata per beneficiare di questo scenario di ampia disponibilità di GNL, assorbendo parte del crescente eccesso di offerta, grazie agli hub liquidi, ai terminali di liquefazione sottoutilizzati e alla presumibile crescente domanda proveniente dal termoelettrico.

2.2 L'andamento dei consumi energetici

Consumi di energia primaria in crescita dello 0,8%, l'intensità energetica si riduce dello 0,7%

Secondo la stima preliminare dell'ENEA nel 2017 i consumi di energia primaria sono stati pari a circa 169 Mtep, in aumento dello 0,8% rispetto al 2016 (Figura 10; vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima ENEA). L'aumento dei consumi di energia primaria è stato dunque pari a circa la metà dell'aumento del PIL, che nel 2017 è cresciuto dell'1,5%. Per il secondo anno consecutivo si è quindi registrata una riduzione dell'intensità energetica del PIL, scesa a 0,106 tep/k€ (-0,7% rispetto al 2016), un valore più basso di circa l'8% rispetto a dieci anni fa (nel 2007 era pari a 0,115 tep/k€). Se si guarda però ai consumi finali di energia, l'aumento registrato nel 2017 è stato in effetti maggiore, pari all'1,3% circa, dunque di poco inferiore all'aumento del PIL. Questo perché il dato relativo all'energia primaria, che per un verso è più significativo perché riflette anche l'efficienza della fase di trasformazione dell'energia, per un altro verso risente però della metodologia statistica di conversione dell'energia elettrica in energia primaria (metodologia che è diversa per idroelettrico, in calo nel 2017, e gas, che è invece aumentato). L'intensità energetica di un singolo anno è inoltre fortemente dipendente dal clima di quell'anno, per cui il dato della variazione annuale dell'intensità energetica va considerato con cautela.

Per provare a comprendere quanta parte della variazione dei consumi energetici è legata a fattori *congiunturali* e quanta parte è invece effettivamente legata a fattori *strutturali* (come gli incrementi di efficienza energetica, le riduzioni della domanda di "servizi energetici", i cambiamenti dell'economia in direzione meno energivora), è utile "leggere" la variazione dei consumi energetici alla luce dell'andamento delle variabili guida del sistema energetico – PIL, produzione industriale, prezzi dell'energia e gradi giorno riscaldamento – come sintetizzate nel *superindice ENEA*. La correlazione fra consumi di energia e *superindice ENEA*, calcolata sull'ultimo decennio (vedi Nota metodologica) è molto elevata, e in effetti le due variabili hanno seguito traiettorie parallele (Figura 11). Nel corso del tempo si osserva però una tendenza al progressivo allargamento della forbice tra le due curve, che può essere appunto interpretato come una stima del ruolo dei fattori *strutturali*. Secondo questa stima, la riduzione dei consumi di energia legata a fattori "strutturali" è andata progressivamente crescendo, fino a un valore cumulato pari a circa 10 Mtep. Tali fattori avrebbero inoltre svolto un effetto positivo in ciascuno degli anni successivi al 2010, sebbene con un marcato rallentamento a partire dal 2015. Quanto all'ultimo anno, la proiezione effettuata sulla base del *superindice ENEA* prevedeva una crescita dei consumi finali di energia del 2,1%, mentre l'aumento effettivo è stato come si è detto pari all'1,3%. La differenza tra proiezione e dati storici è pari a circa 1 Mtep, in leggero miglioramento rispetto ai due anni precedenti, un indizio di una possibile ripresa del ruolo dei fattori strutturali.

Ancora in aumento importazioni nette e dipendenza

Nell'ultimo decennio la forte riduzione dei consumi, legata in primo luogo alla crisi economica, in secondo luogo ai fattori strutturali appena descritti, combinata con la notevole crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili, ha determinato una significativa riduzione delle importazioni nette, che continuano comunque a rappresentare circa il 77% del fabbisogno totale (Figura 12). Negli ultimi tre anni si è però assistito a una inversione di tendenza, che ha fatto crescere l'import netto di circa 7 Mtep rispetto ai minimi del 2014, corrispondenti a un +2% di dipendenza, laddove la SEN del 2013 auspicava una riduzione fino al 67%. Questo perché insieme alla ripresa dei consumi di energia ha continuato a scen-

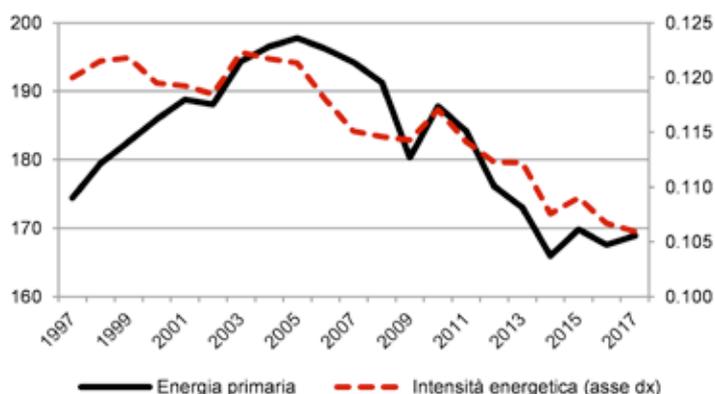


Figura 10 – Consumi di energia primaria (Mtep) e intensità energetica del PIL (tep/k€)

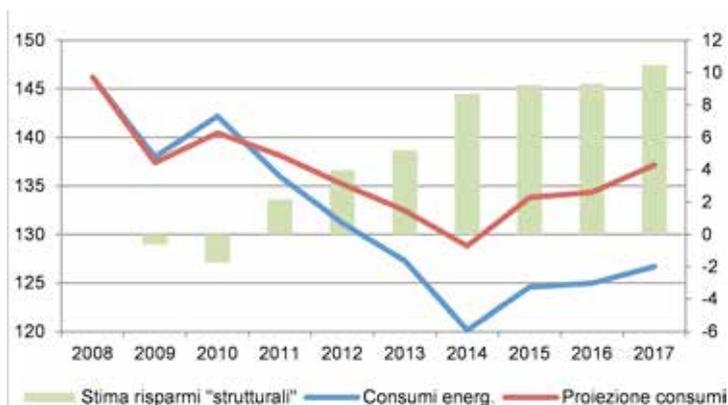


Figura 11 – Consumi finali di energia (dati storici e proiezione con anno base 2008, asse sx) e stima della riduzione dei consumi legata a fattori "strutturali" (asse dx), Mtep

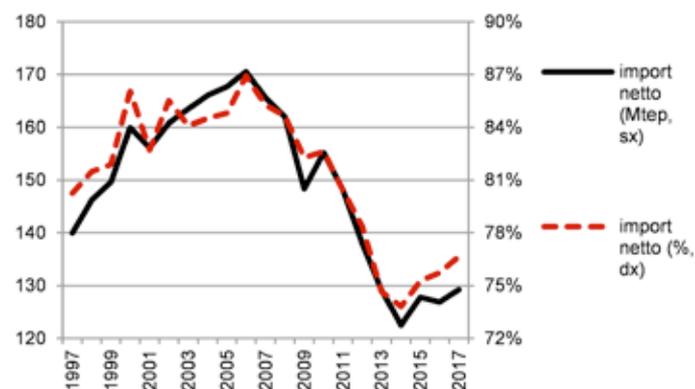


Figura 12 – Importazioni nette (Mtep)

dere la produzione interna da fossili (nonostante gli auspici di ripresa della SEN del 2013). Dal 2014 la produzione di gas ha perso più di 1 Mtep, e anche la produzione di petrolio, pur tornata ad aumentare nel 2017 (vedi cap. 3.1), resta anch'essa al di sotto di circa 1 Mtep rispetto ai livelli precedenti al 2016, quando ha cominciato a subire gli effetti dei blocchi degli impianti nella Val d'Agri.

Terzo anno di forte aumento dei consumi di gas naturale, ancora un calo per petrolio, carbone e FER

Nel 2017 si è consolidato il ruolo del gas naturale come prima fonte primaria del sistema energetico italiano. Per il terzo anno consecutivo i consumi di gas sono aumentati in modo significativo (+6%, dopo il +5% del 2016), arrivando a 61,6 Mtep, con un incremento di 11 Mtep rispetto ai minimi del 2014, sebbene ancora 10 Mtep al di sotto del massimo del 2005. Raggiunge invece un nuovo massimo la quota del gas sul totale dell'energia primaria, che arriva al 36,5%, appena al di sopra del valore del 2008. La crescita del gas, che è nell'anno passato è stata l'unica fonte primaria ad aumentare, ha riguardato tutti i settori, ma è stata particolarmente forte nella termoelettrica (+9%) e nell'industria (+7%). I consumi di petrolio hanno invece perso un altro punto percentuale dopo il -1,9% del 2016, fermandosi a circa 57 Mtep, comunque ancora all'interno del ridotto range di variabilità degli ultimi cinque anni (57-58 Mtep), e scendono sotto al 34% del mix energetico, quasi dieci punti percentuali in meno rispetto a dieci anni fa. Il carbone presenta per il secondo anno consecutivo un calo in doppia cifra (-12% dopo il -10% del 2016), penalizzato anche dalla persistenza di prezzi della materia prima che restano sui livelli molto elevati raggiunti alla fine del 2016 (vedi cap. 2.1), quando sono più che raddoppiati nell'arco di pochi mesi. È comunque rimarchevole che si tratta del quinto calo consecutivo su base annua (Figura 14), che ha portato il consumo di carbone dai 16,6 Mtep del 2012 a poco più di 10 Mtep, con un calo del 40% rispetto ai massimi di dieci anni. In termini di peso sul mix di energia primaria il carbone è oggi al 6% circa, quando solo cinque anni fa era al di sopra del 9%.

Nel 2017 sono anche scese per il terzo anno consecutivo le fonti energetiche rinnovabili (FER), penalizzate dalla forte riduzione della produzione idroelettrica (-14%), scesa anch'essa per il terzo anno consecutivo. La crescita della generazione elettrica da fonti intermittenti (+8%) ha comunque permesso di contenere il calo complessivo delle FER a un solo punto percentuale. Il peso delle FER nel mix energetico è comunque sceso al di sotto del 19%, due punti percentuali in meno del massimo del 21% raggiunto nel 2014. Allargando la prospettiva a un orizzonte temporale più lungo, la Figura 13 evidenzia come negli ultimi quattro anni vi sia stato una significativa interruzione delle tendenze di lungo periodo. Dopo la continua crescita del periodo 2010-2014, le FER si sono stabilizzate leggermente al di sotto dei livelli massimi, sebbene anche a causa della ridotta idraulicità che ha caratterizzato gli ultimi anni. Ha avuto invece un andamento opposto il gas naturale, che era su un trend discendente, mentre ha rallentato la discesa del petrolio e ha invece accelerato la discesa del carbone.

Quota di energia rinnovabile sui consumi finali in marginale aumento, resta al di sopra del target 2020

Nell'ultimo decennio i consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili sono aumentati in modo rilevante, passando dai 13,6

Mtep del 2007 ai circa 21 del 2015, crescendo a un tasso del 6% medio annuo.

Questo grazie in primo luogo alla forte crescita di fotovoltaico ed eolico (N.B.: questi dati sono invece depurati dall'effetto della revisione del dato sui consumi di biomasse negli usi finali). La crescita si è poi interrotta nel 2016 ed è ripresa, sebbene in modo contenuto,

Nell'ultimo decennio i consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili sono aumentati in modo rilevante, passando dai 13,6 Mtep del 2007 ai circa 21 del 2015, crescendo a un tasso del 6% medio annuo.

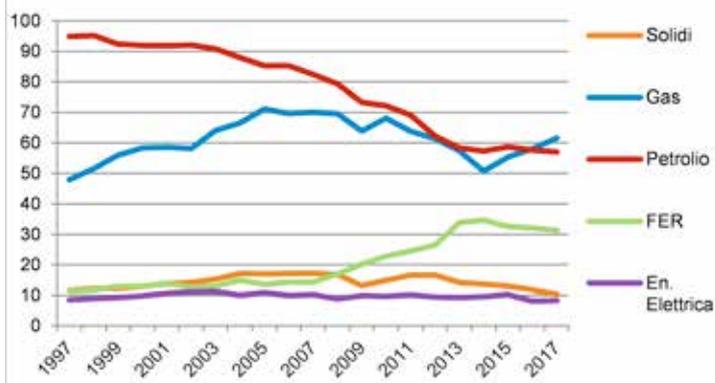


Figura 13 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di energia primaria (Mtep)

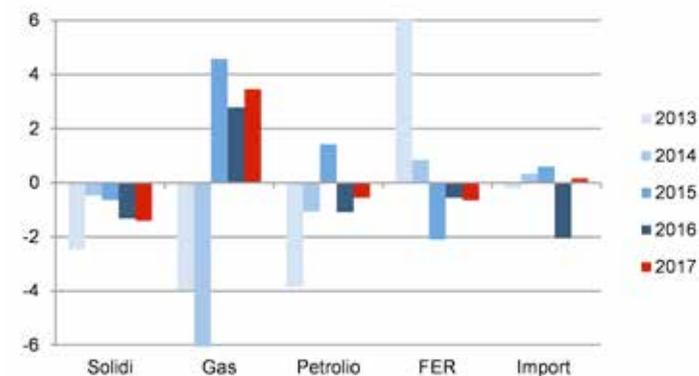


Figura 14 – Energia primaria per fonte (variazione sull'anno prec., Mtep)

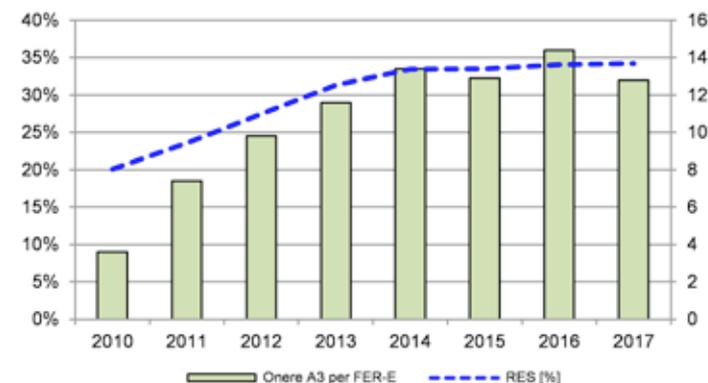


Figura 15 – Quota percentuale (asse sx, %) delle FER e incentivi erogati (asse dx, miliardi €) nel settore elettrico

nell'ultimo anno, fino al nuovo massimo di 21,5 Mtep. Negli ultimi tre anni il tasso medio annuo di crescita delle FER si è però ridotto all'1%. La penetrazione delle FER ha comunque superato già dal 2014 il target UE previsto per il 2020, pari al 17% dei consumi finali di energia. Nel 2017 la stima preliminare ENEA colloca questa quota al 17,6%, in leggera crescita rispetto al 17,4% del 2016. Sembra però ora meno scontato il raggiungimento dell'obiettivo fissato nella SEN del 2013, che si proponeva di andare oltre gli obiettivi europei per raggiungere il 19-20%. Se poi si adotta una prospettiva di medio periodo (2030) le tendenze più recenti non sembrano in linea con l'obiettivo fissato nella SEN 2017 di continuazione della crescita fino al 28%. Resta anche da raggiungere il target fissato nella SEN 2013 per i consumi per riscaldamento e raffrescamento (FER al 20% degli usi finali entro il 2020), che per il 2017 sono stimati al 19% circa, come anche quello relativo alla quota di FER nei trasporti (10% degli usi finali), che nel 2017 è stimata intorno al 7,5%.

Lieve aumento della quota di rinnovabili nel settore elettrico, sembrano sfidanti gli obiettivi 2030

Se si guarda agli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nel solo settore elettrico, nel 2017 queste hanno coperto il 34% del consumo lordo, un valore che dal 2014 è relativamente costante (N.B.: calcolato secondo la metodologia Eurostat, che usa dati normalizzati per la produzione idroelettrica ed eolica; nel 2017 il dato effettivo è stato inferiore, cioè pari al 32%).

La nuova incentivazione prevista per il prossimo triennio, da assegnare prevalentemente tramite aste, dovrebbe ora permettere una nuova accelerazione della crescita delle rinnovabili. La SEN del 2013 aveva infatti associato l'obiettivo del superamento del target al 2020 a quello della "contemporanea riduzione dei costi di incentivazione", mentre la SEN del 2017 prevede una fase di "accompagnamento (delle rinnovabili elettriche) alla market parity", in un'ottica di "progressiva riduzione dei costi". I nuovi incentivi dovrebbero essere sufficienti per raggiungere il target 2020 fissato nella SEN 2013, pari al 35-40%. D'altra parte, il drastico rallentamento della crescita registrato negli ultimi anni, in concomitanza con la frenata degli incentivi, mostra quanto sia sfidante il raggiungimento del target fissato nella SEN 2017 per il 2030, pari al 55% del consumo lordo. Il tasso di crescita medio annuo della generazione elettrica produzione da fonti rinnovabili è stato infatti del 15% tra il 2010 e il 2013, anni nei quali gli oneri di incentivazione più che triplicavano; mentre la crescita è scesa al 2% tra il 2013 e il 2017, quando gli oneri crescevano ancora fino al picco del 2016, ma con la discesa iniziata nell'ultimo anno risultavano a fine 2017 maggiori di appena il 10% rispetto al 2013.

Segnali di ripresa per i consumi elettrici

Nel 2017 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 320 TWh, in aumento del 2% rispetto al 2016, principalmente per la spinta della variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel

corso dell'estate. La richiesta è risultata in aumento in tutti gli ultimi cinque trimestri. Sembra dunque essersi arrestata la tendenza di lungo periodo alla diminuzione dei consumi elettricità, dopo il lungo periodo di costanti riduzioni compreso tra fine 2011 e fine 2014, seguito da una sostanziale stagnazione.

È anche tornata ad aumentare l'intensità elettrica, che raggiunge il 22,2% dei consumi finali, tornando ai massimi del 2014.

Gas naturale unica fonte primaria in crescita nella generazione elettrica

Nel 2017 la produzione elettrica totale si è attestata a circa 285 TWh, in aumento di

circa 5,5 TWh rispetto all'anno precedente. L'aumento è stato in realtà concentrato nella prima parte dell'anno, quando la produzione interna ha dovuto far fronte al calo delle importazioni dalla Francia. L'aumento della produzione è stato infatti pari a 5 TWh nel solo I trimestre, a 8 TWh nei primi tre trimestri. Nell'ultimo trimestre dell'anno la produzione interna è invece diminuita su base tendenziale. Nel mix di generazione si è ridotta la produzione da fonti rinnovabili, perché il pur significativo aumento della produzione fotovoltaica (+3 GWh), insieme alla stabilità della produzione eolica, hanno compensato solo la metà del calo della produzione idroelettrica, arrivata al dodicesimo trimestre consecutivo di variazione tendenziale negativa (l'ultima variazione positiva risale al IV trimestre 2014). Nel 2017 questo calo della generazione idroelettrica ha per di più mostrato un'accelerazione, tanto che si è collocata 11 TWh al di sotto della media annuale de-

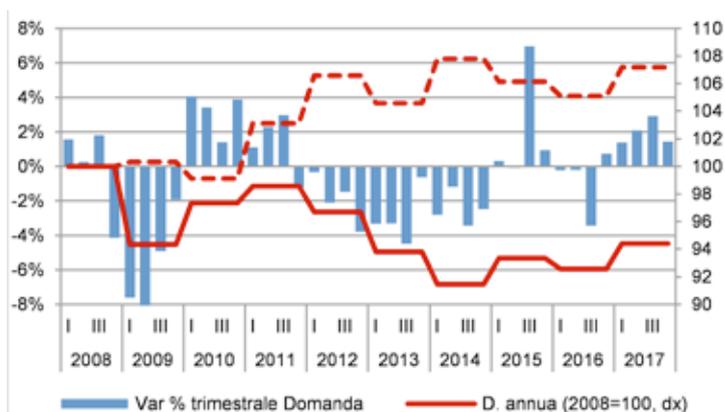


Figura 16 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sx), consumi elettrici e % elettricità su consumi finali (2008=100)

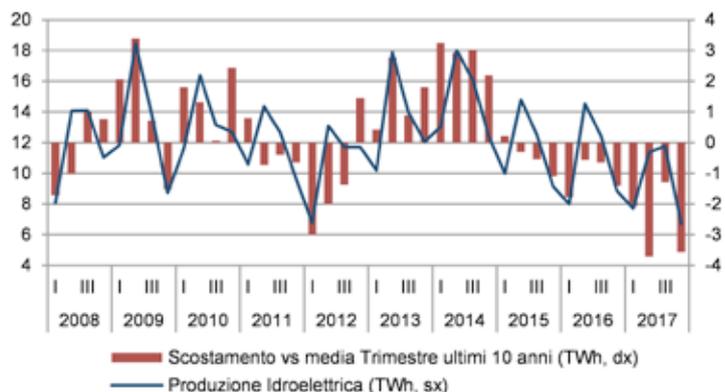


Figura 17 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)

cennale. In questi dati c'è evidentemente una importante componente congiunturale, per cui è prevedibile che già nel breve periodo vi sia quanto meno una risalita della generazione idroelettrica rispetto ai minimi del 2017. Tra l'altro la SEN del 2017 segnala come la vetustà degli impianti esistenti e l'incertezza normativa siano due elementi su cui agire per contrastare la riduzione della producibilità degli impianti legata alla scarsa idraulicità, tanto da permettere per il 2030 un incremento nella produzione di 5 TWh rispetto al 2015. D'altra parte, è opportuno tornare su un dato già segnalato nei numeri precedenti dell'Analisi trimestrale: nell'ultimo anno il regime delle precipitazioni ha toccato il minimo storico degli ultimi due secoli e le proiezioni climatiche per l'area mediterranea per la prima parte del XXI secolo, prodotte con modelli numerici di clima globali e regionali, mostrano per il periodo 2016-2035 un aumento medio di temperatura durante l'estate di circa 1/1,5 °C rispetto ai trenta anni di riferimento 1986-2005, evidenziando una diminuzione della piovosità del 10-20% durante le estati (e primavere) più secche." (<https://www.cnr.it/it/nota-stampa/allegato/n-1236>).

L'altro dato rilevante del 2017, perfettamente speculare al calo della generazione idroelettrica, è che il gas naturale è l'unica fonte primaria a mostrare un rilevante incremento tendenziale. A questo aumento ha però contribuito in modo decisivo la riduzione delle esportazioni francesi nella prima parte dell'anno, perché nella seconda metà dell'anno la variazione tendenziale è invece stata leggermente negativa (+1,8 Mtep nel I semestre rispetto al I semestre 2016, -0,1 Mtep nel II semestre).

Ennesimo calo di rilievo per i solidi (-12%), ormai giunti alla quinta riduzione su base annuale, che ha portato l'input di solidi alla termoelettrica a circa 8 Mtep, circa 1/3 in meno del valore del 2012 (12,4 Mtep).

Infine, una marginale ripresa ha riguardato i prodotti petroliferi, che restano comunque sui minimi storici (Figura 18).

Per il secondo anno consecutivo consumi energetici dei trasporti in calo nonostante l'aumento degli indicatori di traffico

Nell'ultimo anno i consumi complessivi del settore trasporti sono rimasti sui valori dell'anno precedente. Si sono però ridotti

dell'1,8% (-0,6 Mtep) i consumi legati al trasporto stradale (circa l'80% del totale trasporti). Il dato rimarchevole è che tale riduzione sembra avvenuta in presenza di indicatori del traffico veicolare che sono invece in aumento (Figura 19). Il traffico sulla rete autostradale, che pur rappresentando solo un segmento del traffico totale può esserne considerata una buona proxy, è risultato in aumento (+2,1%) per il quarto anno consecutivo. Indicazioni simili vengono anche dalle variazioni percentuali dell'Indice di Mobilità Rilevata (IMR, dato ANAS) che rappresenta il numero totale di veicoli rilevati da un'ampia rete di sensori distribuiti su tutta la rete viaria nazionale (+1,2%).

La Figura 19 mostra come già nel 2016 vi era stato un parziale disaccoppiamento tra dati di traffico e consumi di energia per trasporto stradale. Nel 2017 queste due variabili sembrano aver preso direzioni opposte, un dato potenzialmente di notevole rilievo. Al netto della possibilità che i dati definitivi relativi ai consumi di energia del settore trasporti possano risultare diversi da quelli provvisori attualmente disponibili (il MiSE ha tra l'altro recentemente avviato una revisione della procedura di raccolta dati), questi dati rendono necessario indagare in primo luogo quale sia la misura effettiva del disaccoppiamento tra consumi di energia e traffico veicolare, in secondo luogo se e in quale misura dietro a questo disaccoppiamento vi sia una maggiore efficienza del parco auto circolante.

In attesa del consolidamento dei dati 2017, per una prima valutazione si è analizzato, su una serie storica più estesa, il trend dei consumi del settore trasporti in relazione alle stime di emissioni medie di CO₂ per chilometro relative all'intero parco auto circolante (una proxy dell'efficienza energetica). Dalla Figura 20 emerge in effetti che nell'ultimo anno in particolare vi sarebbe stata un'accelerazione nella riduzione delle emissioni medie del parco, che sarebbero scese a

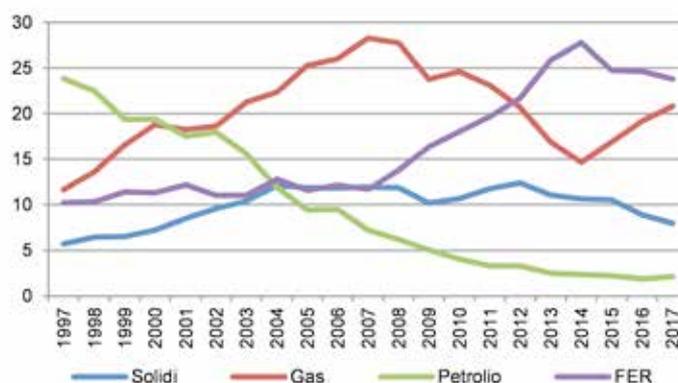


Figura 18 – Fonti primarie per la generazione elettrica (Mtep)

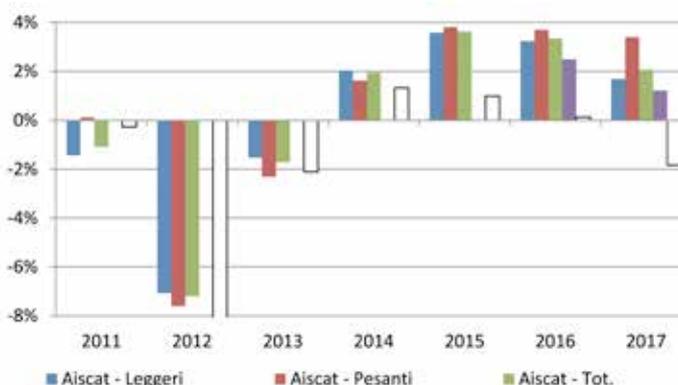


Figura 19 – Consumi di energia trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)

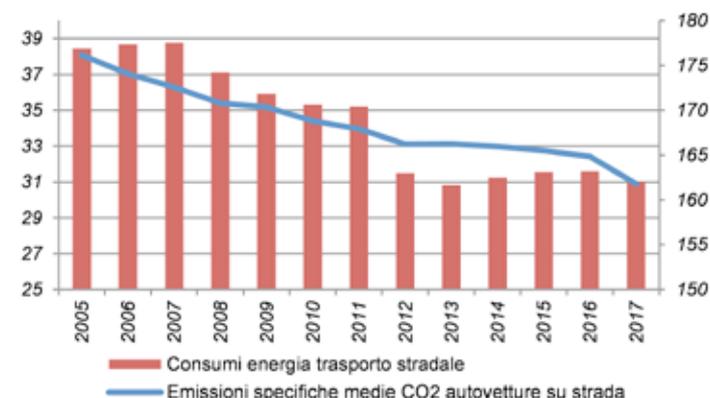


Figura 20 – Consumi per trasporti stradali (Mtep, asse sx) e emissioni medie di CO₂ del parco auto (gCO₂/km, asse dx)

circa 162 gCO₂/km, contro i circa 165 del 2016 (N.B.: questi dati sono aggiornati rispetto a riportati nel numero 4/2017 dell'Analisi trimestrale, a seguito dell'uscita del nuovo Annuario dei dati ambientali pubblicato dall'Ispra; vedi anche nota metodologica per i limiti della stima).

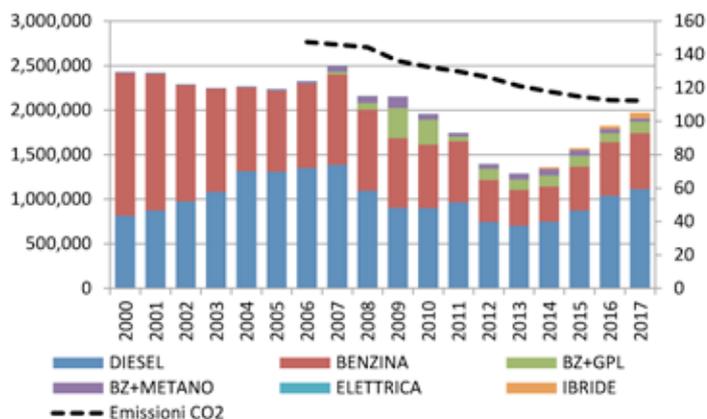


Figura 21 – Immatricolazioni annue di autoveicoli, asse sx) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli (gCO₂/km, dx)

bilanciata da altri fattori (cilindrata, potenza, dimensioni). Nell'ultimo decennio si è comunque assistito a un calo costante delle emissioni di CO₂ pari a circa il 23% se si compara il dato odierno con quello del 2007 (146 gCO₂/km). Ciò è dovuto per la gran parte a una maggiore efficienza dei veicoli a gasolio e benzina, che complessivamente rappresentano l'88% del totale, ed in misura minore all'aumento considerevole delle nuove auto ad alimentazione mista, ibride ed elettriche che, con circa 230.100 veicoli, rappresentano circa il 12% delle immatricolazioni.

In aumento i consumi dell'industria, in linea con la produzione industriale

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2017 i consumi dell'industria si sono attestati a circa 27,5 Mtep, in aumento dell'1,5% circa (Figura 22). Si tratta di un dato coerente con la crescita della produzione industriale, sia di quella totale sia di quella relativa ai beni intermedi, cioè i beni a più alta intensità energetica, che sono però cresciuti in misura maggiore (+2,4% la prima, +2,1% la seconda). I dati degli ultimi due anni sembrano indicare una fase di rallentamento nel processo di disaccoppiamento fra consumi di energia del settore e produzione industriale.

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2017 i consumi dell'industria si sono attestati a circa 27,5 Mtep, in aumento dell'1,5% circa (Figura 22). Si tratta di un dato coerente con la crescita della produzione industriale, sia di quella totale sia di quella relativa ai beni intermedi, cioè i beni a più alta intensità energetica, che sono però cresciuti in misura maggiore (+2,4% la prima, +2,1% la seconda). I dati degli ultimi due anni sembrano indicare una fase di rallentamento nel processo di disaccoppiamento fra consumi di energia del settore e produzione industriale.

Anche i consumi energetici del civile crescono in linea con l'andamento delle variabili guida

Nel 2017 i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una crescita significativa, stimabile intorno al 3%, con un incremento pari in termini assoluti a circa 1,5 Mtep. Anche in questo caso l'aumento dei consumi di energia è in perfetta coerenza con l'andamento delle variabili guida, clima, valore aggiunto del settore terziario e prezzi dell'energia (Figura 23). Nel primo trimestre dell'anno una spinta ai consumi era venuta dall'inverno meno mite rispetto all'anno precedente. Nei successivi tre trimestri ha probabilmente avuto un ruolo importante la crescita economica, in particolare il buon andamento del settore terziario. Nel terzo trimestre un contributo è venuto anche dal clima più caldo registrato a luglio e soprattutto ad agosto (gradi giorno raffrescamento raddoppiati rispetto ad agosto 2016). Anche in questo caso i dati degli ultimi anni (dal 2014 in poi) sembrano mostrare una fase di difficoltà a realizzare un costante e significativa divaricazione fra i consumi di energia del settore e l'andamento delle variabili guida.

Nel 2017 i consumi di energia del settore civile hanno mostrato una crescita significativa, stimabile intorno al 3%, con un incremento pari in termini assoluti a circa 1,5 Mtep. Anche in questo caso l'aumento dei consumi di energia è in perfetta coerenza con l'andamento delle variabili guida, clima, valore aggiunto del settore terziario e prezzi dell'energia (Figura 23). Nel primo trimestre dell'anno una spinta ai consumi era venuta dall'inverno meno mite rispetto all'anno precedente. Nei successivi tre trimestri ha probabilmente avuto un ruolo importante la crescita economica, in particolare il buon andamento del settore terziario. Nel terzo trimestre un contributo è venuto anche dal clima più caldo registrato a luglio e soprattutto ad agosto (gradi giorno raffrescamento raddoppiati rispetto ad agosto 2016). Anche in questo caso i dati degli ultimi anni (dal 2014 in poi) sembrano mostrare una fase di difficoltà a realizzare un costante e significativa divaricazione fra i consumi di energia del settore e l'andamento delle variabili guida.

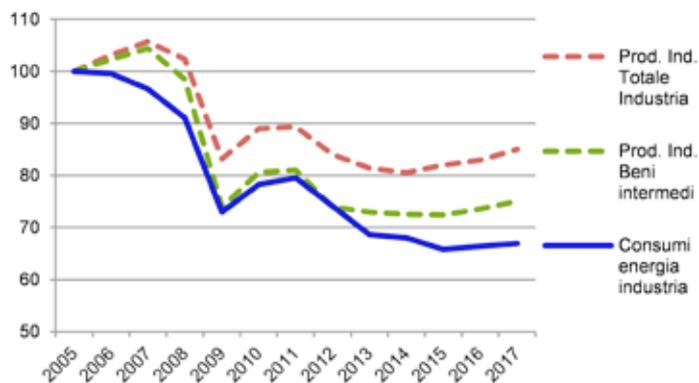


Figura 22 – Industria: consumi finali di energia e indice della produzione industriale dei beni intermedi (media mobile ultimi 4 trimestri, 2010=100)

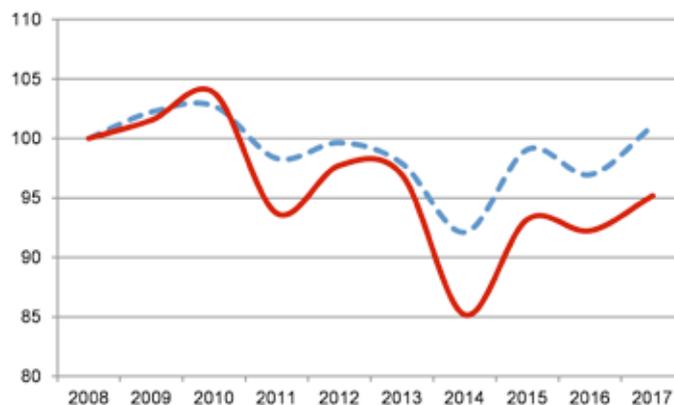


Figura 23 – Consumi di energia nel settore civile e indice delle variabili guida dei consumi del settore (2010=100)

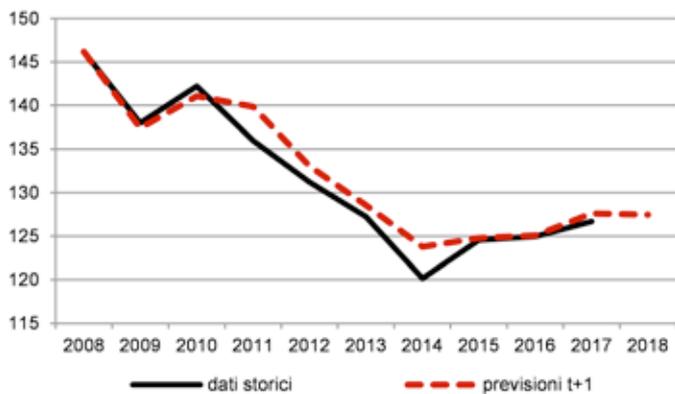


Figura 24 – Consumi finali di energia, dati storici e previsioni un passo avanti (Mtep)

riscaldamento e raffrescamento siano in linea con i valori medi degli ultimi dieci anni (su base trimestrale), sembra plausibile aspettarsi consumi di energia su valori vicini a quelli del 2017.

In leggero aumento i consumi finali di energia

Completivamente, i consumi finali di energia stimati per il 2017 si attestano a circa 126 Mtep (Figura 24), in aumento dell'1,3% rispetto al 2016. Si tratta dunque come detto di una crescita di poco inferiore all'aumento del PIL, che però è solo parzialmente una variabile guida dei consumi di energia, in quanto non tiene conto di variabili di grande rilievo come il clima e (in misura minore) i prezzi dei prodotti energetici. Tali variabili sono invece incluse nel superindice ENEA, che presenta una correlazione elevatissima con i consumi finali di energia e una buona capacità previsiva, d'altra parte inevitabilmente condizionata dalla forte incertezza relativa alla variabile climatica.

Per il 2018, ipotizzando che i valori dei gradi giorno

3 Decarbonizzazione del sistema energetico

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono diminuite dello 0,5% (-1,5 Mt), facendo seguito alla modesta riduzione dell'anno precedente. Al calo delle emissioni hanno contribuito in primo luogo il settore dei trasporti (-2,2%), la cui riduzione ha più che compensato l'aumento delle emissioni del settore civile conseguente al clima più rigido dell'anno precedente, e la minore intensità carbonica della generazione elettrica da fossili (-5% i gCO₂/TWh della termoelettrica), che ha compensato la forte crescita della generazione termoelettrica, aiutata dal terzo anno consecutivo di calo della produzione idroelettrica. Un elemento decisivo è stato poi il progressivo venir meno del fattore congiunturale che aveva spinto le emissioni tra fine 2016 e inizio 2017, cioè i fermi del parco nucleare francese. In prospettiva, la traiettoria delle emissioni fa ritenere pressoché acquisiti gli obiettivi di riduzione relativi al 2020, ma guardando al trend degli ultimi anni gli obiettivi relativi al 2030 sembrano invece decisamente meno scontati. Di particolare criticità sembra l'obiettivo di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS, per i quali ragioni strutturali sembrano rendere particolarmente sfidante una riduzione del 33% rispetto al 2005.

Tornano a calare le emissioni di CO₂

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sono diminuite dello 0,5%, facendo seguito alla modesta riduzione dell'anno precedente (Figura 25; N.B.: vedi Nota metodologica per caratteristiche e limiti della stima preliminare ENEA). A contribuire al calo delle emissioni è stato in primo luogo il settore dei trasporti (-2,2%), la cui riduzione ha più che compensato l'aumento delle emissioni del settore civile conseguente al clima più rigido dell'anno precedente (+6,6% i gradi giorno riscaldamento nel 2017 rispetto al 2016). Sono anche scese le emissioni del settore della trasformazione dell'energia, per la diminuzione dei consumi e perdite di raffineria e per la sostituzione di carbone con gas nella termoelettrica, che ha permesso di ridurre del 5% l'intensità carbonica della generazione termoelettrica, così compensando l'aumento complessivo della produzione elettrica da fonti fossili (aiutata dal terzo anno consecutivo di calo della produzione idroelettrica). Un elemento decisivo è stato poi il progressivo venir meno del fattore congiunturale che aveva spinto le emissioni tra fine 2016 e inizio 2017, cioè i fermi del parco nucleare francese sui livelli standard, unita alla plausibile risalita della produzione idroelettrica dai minimi decennali, dovrebbe permettere il mantenimento di una traiettoria di modesta riduzione delle emissioni.

Pressoché assicurati gli obiettivi 2020

Secondo la stima preliminare ENEA nel 2017 le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sarebbero state pari a circa 330 Mt, un dato che consolida ulteriormente la prospettiva pressoché certa di raggiungere gli obiettivi 2020. Per un verso, si tratta di un valore inferiore del 17,5% rispetto al dato 2010, contro l'obiettivo del -15% fissato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013 (per la sola CO₂).

Per un altro verso, le emissioni di CO₂ dei settori non-ETS, cioè disciplinati dalla Effort Sharing Decision, sono stimate in marginale riduzione rispetto al 2016, e pari a circa 197 Mt, un valore inferiore del 18% rispetto al 2005, a fronte di un obiettivo di riduzione fissato al 13%.

Anche le emissioni dei settori ETS sono stimate in calo nel 2017, con valori in riduzione di quasi il 40% rispetto al 2005. Sebbene in questo caso l'obiettivo sia fissato a livello continentale, le imponenti riduzioni delle emissioni degli ultimi anni rendono praticamente certo il raggiungimento degli obiettivi, anche con tre anni di anticipo. Questo fatto è certamente un dato di rilievo ma resta utile riprendere quanto evidenziato nel documento di consultazione della SEN del 2017, cioè che 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



Figura 25 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione tendenziale, Mt)

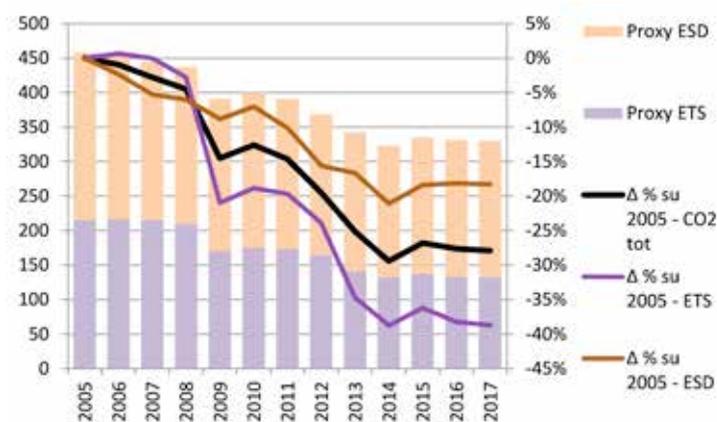


Figura 26 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt, asse sx) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

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".

Si è trattato dunque di fattori non solo "virtuosi", come la flessione del PIL e del livello della produzione di beni e servizi, che peraltro negli ultimi due anni sono tornati su un sentiero di crescita.

Ragioni strutturali e congiunturali dell'andamento delle emissioni di CO₂ negli ultimi tre anni

Il carattere solo parzialmente "strutturale" delle riduzioni delle emissioni di CO₂ registrate fino al 2014, anno conclusivo della

recessione, è confermato da quanto avvenuto nei tre anni successivi, nei quali la traiettoria di ripide riduzioni si è bruscamente interrotta. Anche con l'obiettivo di valutare le prospettive della decarbonizzazione nel medio-lungo periodo, il necessario passo preliminare consiste nella comprensione di quanta parte delle recenti tendenze sia congiunturale e quanta parte sia invece legata a fattori strutturali. A tale scopo, un utile strumento di analisi è l'identità di Kaya (vedi nota metodologica), che aiuta a misurare l'importanza relativa di alcuni principali macro-fattori nella variazione delle emissioni.

La Figura 27 mostra l'evoluzione nel tempo delle cinque variabili dell'identità di Kaya a partire dal 2008, anno di inizio della crisi economica, la più profonda del dopoguerra. Nella Figura 28 invece ogni istogramma mostra la variazione percentuale media annua delle cinque variabili di Kaya nei precedenti tre anni, la cui somma corrisponde alla variazione media annua delle emissioni di CO₂ (negli stessi tre anni).

I dati mostrano come fino al 2014 la forte riduzione delle emissioni sia stata guidata da tre componenti: PIL pro-capite (con l'eccezione del triennio 2009-2012, che non include il crollo del PIL del 2009 mentre include il rimbalzo dell'anno successivo), intensità energetica del PIL e quota di fossili sull'energia primaria (riflesso dei forti investimenti in fonti rinnovabili). Hanno invece spinto in direzione opposta l'intensità carbonica dell'energia fossile (perché la generazione elettrica da carbone si riduceva meno della generazione elettrica da gas naturale) e la popolazione.

Il 2014 è l'ultimo anno di forte calo delle emissioni (-6%), nonostante il ritorno del PIL a variazioni (marginalmente) positive. Quell'anno ha invece avuto un ruolo decisivo il clima (che nell'identità di Kaya è rappresentata in modo spurio, all'interno della variabile intensità energetica), che ha drasticamente ridotto la domanda di climatizzazione rispetto all'anno precedente (i gradi giorno riscaldamento sono scesi del 16% raggiungendo il valore minimo della serie storica disponibile, i gradi giorno raffrescamento del 38%). Sul rimbalzo delle emissioni nel 2015 ha poi pesato di nuovo il clima, per l'inverno tornato più rigido dell'anno precedente e l'estate invece più calda.

Se si guarda comunque alle variazioni medie dei trienni 2012-2015 e 2013-2016, che pure includono l'anomalia climatica del 2014-2015, la Figura 28 evidenzia come la traiettoria del sistema sia progressivamente cambiata, fino ad arrivare a variazioni positive delle emissioni. Si è infatti ridotto sia il freno alle emissioni esercitato dal calo del PIL pro-capite si sia quello proveniente dal calo della quota delle fonti fossili sull'energia primaria (per la ripresa del ruolo del gas nella generazione).

Infine, nell'ultimo triennio si è tornati a una variazione media annua positiva delle emissioni (calcolata sui precedenti tre anni). Le emissioni di CO₂ sono aumentate a un tasso medio annuo dello 0,7%, spinte da una crescita del PIL pro-capite pari all'1,3% medio annuo e da un significativo aumento della quota di energia fossile sull'energia primaria. Anche in questo caso hanno giocato un ruolo importante dei fattori che è lecito considerare "congiunturali": da un lato, la forte riduzione della produzione idroelettrica, che negli ultimi tre anni ha costituito un forte impulso alla ripresa della generazione da gas naturale (in modo particolare nell'ultimo anno, v. cap. 2.2); dall'altro, i problemi del parco nucleare francese, che hanno anch'essi prodotto un forte impulso alla produzione interna da gas. Resta però il fatto che i cali dei fattori "strutturali" intensità energetica (-0,6% m.a.) e intensità carbonica delle fonti fossili non sono stati sufficienti a compensare gli effetti descritti sopra. Questo nonostante che la riduzione dell'intensità carbonica delle fonti fossili (-1,2% m.a.) sia stata particolarmente accentuata, grazie al processo di sostituzione di carbone con gas nella termoelettrica, proseguito in modo costante per tutto il triennio scorso.

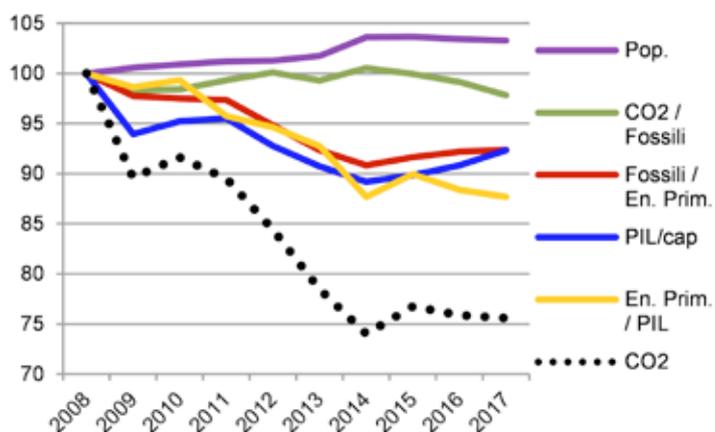


Figura 27 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2008=100)

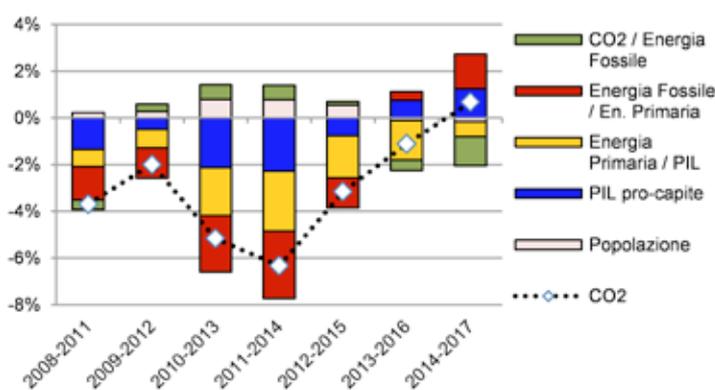


Figura 28 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue in diversi periodi di tre anni

La traiettoria di decarbonizzazione rispetto agli obiettivi 2030

I risultati della scomposizione dell'andamento delle emissioni di CO₂ mediante l'identità di Kaya possono essere utilizzati anche per effettuare un esercizio di proiezione. Nella Figura 29 le emissioni sono proiettate all'orizzonte 2030 sulla base di due ipotesi di variazione media annua delle variabili "strutturali" incluse nell'identità di Kaya: popolazione, intensità energetica del PIL, quota di fonti fossili sull'energia totale e intensità carbonica delle fonti fossili. Nell'ipotesi conservativa l'insieme di queste quattro variabili procede al tasso medio annuo registrato negli ultimi tre anni, mentre nell'ipotesi più ottimistica procede al tasso medio annuo registrato negli ultimi cinque anni. Allo stesso tempo, per il PIL si ipotizza una crescita media dello 0,5% medio annuo, corrispondente al tasso di crescita potenziale).

L'esercizio di proiezione mostra come la traiettoria delle emissioni sia coerente con gli obiettivi (qui ipotizzati pari a emissioni in calo del 40% rispetto al 2005, un dato coerente con i target UE di riduzione del 33% per i settori non-ETS e del 43% per l'insieme dei settori ETS europei) solo nell'ipotesi più ottimistica.

Come detto, è plausibile che già a partire dal breve periodo prossimi anni 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 quota di fossili sull'energia torni su un sentiero di decrescita. D'altra parte, queste proiezioni mostrano anche come anche nell'ipotesi ottimistica la traiettoria di decarbonizzazione non sarebbe coerente con gli obiettivi laddove si ipotizzasse un tasso di crescita del PIL maggiore dello 0,5% medio annuo.

La Figura 30 mostra per un verso come negli ultimi cinque anni la riduzione delle emissioni in Italia sia stata più accelerata che nella media UE, per un altro verso che ciò sia avvenuto anche per la peculiarità italiana di essere stato l'unico grande paese a presentare un tasso di economica medio annuo nullo.

Ragioni strutturali delle difficoltà di raggiungimento degli obiettivi per i settori ESD

La Figura 31 evidenzia come la prospettiva del raggiungimento degli obiettivi sia ancora più difficile nel caso dei settori ESD. In questo caso l'obiettivo di riduzione non verrebbe raggiunto nemmeno nell'ipotesi "ottimistica", nella quale popolazione, intensità energetica, quota di fossili e intensità carbonica delle fossili tornano a ridursi come negli ultimi cinque anni. Dalla Figura 32 emerge come una ragione strutturale che rende difficile immaginare un'accelerazione nella riduzione delle emissioni dei settori ESD stia nei ridotti tassi di variazione della quota di fossili sull'energia primaria e nella sostanziale stabilità dell'intensità carbonica dell'energia fossile. Nei settori civile e trasporti è stato infatti finora difficile sostituire in modo significativo energia fossile con rinnovabili, come anche sostituire energia fossile ad alto contenuto di carbonio con energia fossile meno carbon intensive (l'unico potenziale significativo starebbe nella penetrazione del gas nei trasporti).

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

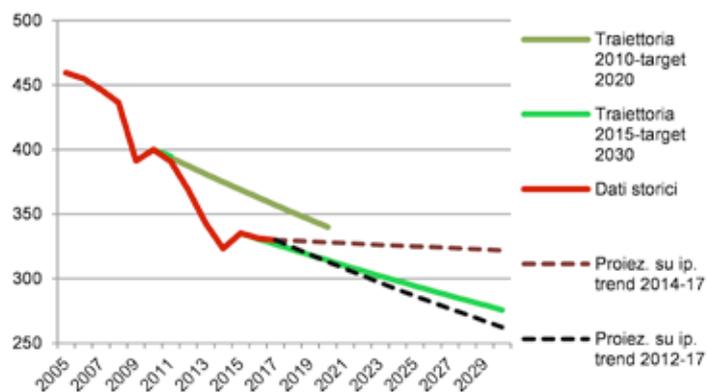


Figura 29 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (dati storici e proiezioni, Mt)

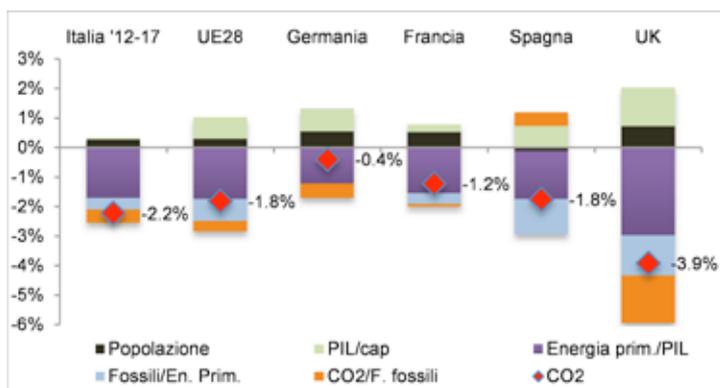


Figura 30 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

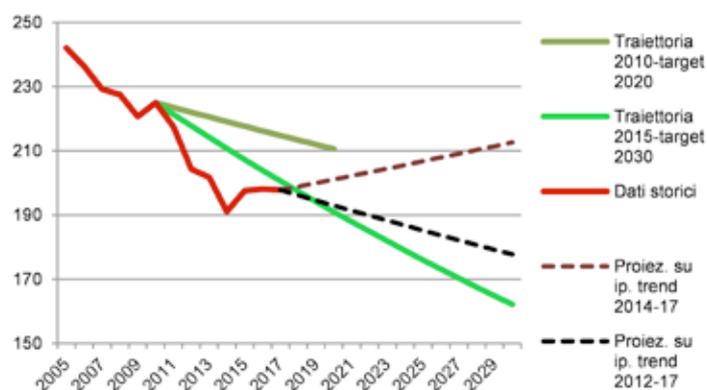


Figura 31 – Proiezione emissioni settori ESD (Mt)

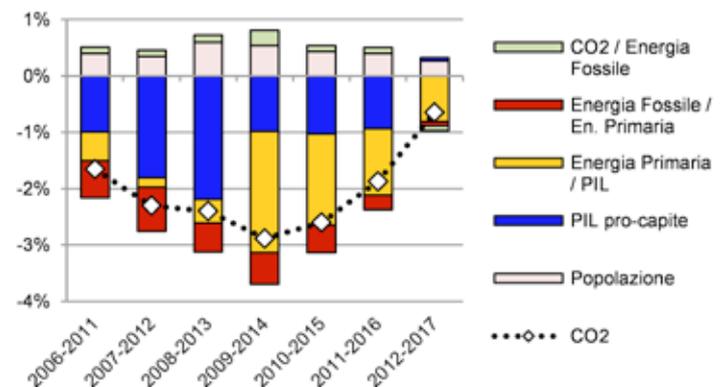


Figura 32 – Emissioni di CO₂ settori ESD – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue in diversi periodi di cinque anni

Con la ripresa delle importazioni emissioni del settore elettrico tornate in calo nella seconda metà dell'anno, spinte dal calo dell'intensità carbonica dei kWh prodotti

Complessivamente nel 2017 le emissioni del settore elettrico sono diminuite dello 0,6% (-0,5 Mt), ma con un andamento molto differenziato nel corso dell'anno, così come era avvenuto negli ultimi due anni. Per comprendere le ragioni di questo andamento è utile scomporre la variazione percentuale tendenziale delle emissioni in tre componenti: variazione della produzione netta, della quota di produzione termica sul totale e dell'intensità carbonica della produzione termica (Figura 33).

Una costante importante del sistema elettrico da tre anni a questa parte è la bassa idraulicità, che ha determinato variazioni tendenziali negative della produzione idroelettrica in tutti gli ultimi dodici trimestri (l'ultima variazione positiva risale al IV trimestre 2014). Inoltre, da undici trimestri, cioè dal II trimestre 2015, la produzione idroelettrica presenta uno scostamento negativo rispetto alla media decennale, con un'ulteriore accentuazione del fenomeno nell'ultimo anno quando la produzione è scesa più di 10 TWh rispetto alla media. La necessità di sostituire la produzione idroelettrica mancante ha evidentemente rappresentato una spinta notevole per la produzione termica, quella a gas in particolare, fornendo un sostegno rilevante alle emissioni di CO₂, risultate infatti in aumento tendenziale in sette degli ultimi dodici trimestri. La Figura 33 mostra come in effetti in otto degli ultimi dodici trimestri un contributo positivo all'aumento delle emissioni sia venuto dall'aumento della quota di produzione termoelettrica (segmento marrone degli istogrammi). Un ulteriore forte sostegno alla produzione termoelettrica, e quindi alle emissioni, è poi venuto tra il IV trimestre 2016 e il III del 2017, con la necessità di sostituire le ridotte importazioni di elettricità per i problemi al parco nucleare francese. Nei trimestri in questione è infatti aumentata in modo significativo la produzione elettrica totale (segmento giallo degli istogrammi).

Ai fenomeni descritti fin qui, che presentano certamente molti caratteri congiunturali, ha fatto da contraltare una tendenza di fondo degli ultimi anni, la riduzione della generazione da carbone e la sua sostituzione con la generazione da gas naturale. L'intensità carbonica della produzione termica è risultata infatti in costante diminuzione tendenziale in tutti i trimestri degli ultimi tre anni (segmento verde di Figura 33). Negli ultimi due trimestri, con il progressivo ritorno alla normalità della produzione nucleare francese e l'aumento delle importazioni, insieme ad aumenti della produzione eolica e fotovoltaica che hanno quasi compensato i cali dell'idroelettrica, la riduzione dell'intensità carbonica dei kilowattora termici ha di nuovo spinto in giù le emissioni del settore. In una prospettiva di breve periodo sembra plausibile prevedere una continuazione delle tendenze degli ultimi trimestri, grazie al ritorno alla normalità della produzione nucleare francese, prevista sui livelli standard almeno per tutto il 2018, e all'elevata probabilità che la produzione idroelettrica difficilmente possa scendere molto al di sotto dei minimi raggiunti nel 2017.

Invariate le emissioni dei settori ESD, in aumento quelle del civile, in riduzione quelle dei trasporti

Nel 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 rimaste pressoché invariate nel 2017, ma con andamenti opposti dei settori civile e trasporti.

Le emissioni del settore civile (residenziale e terziario) sono infatti aumentate del 2%, in perfetto allineamento con l'evoluzione dei consumi di energia, a loro volta i consumi sono altamente correlati con le variabili guida della domanda di servizi energetici degli stessi settori: il clima, più rigido nei mesi invernali e più caldo in estate, il PIL, in crescita dell'1,5%, e in misura minore i prezzi dell'energia, che sono invece aumentati.

La Figura 34 fornisce una spiegazione delle difficoltà incontrate da questi settori a ottenere riduzioni significative delle emissioni, in particolare nel momento in cui è venuta meno la spinta alla riduzione dei consumi di energia esercitata dalla profonda crisi economica. Sebbene la figura mostri un progressivo disallineamento tra i consumi di energia del settore Civile e le variabili guida della domanda, una più marcata riduzione delle emissioni del settore richiederebbe un sostanziale disaccoppiamento, dunque più forti incrementi di efficienza e/o cambiamenti delle scelte dei consumatori in direzioni meno *energy intensive* (risparmio energetico). In mancanza di questo, l'unica rimanente fonte possibile di riduzione delle emissioni consisterebbe nella diminuzione dell'intensità carbonica dei combustibili utilizzati dal settore, cioè nella sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili. Ma si tratta di una strada più costosa e più difficilmente percorribile, perché nel settore civile il gas naturale già copre la gran parte dei consumi.

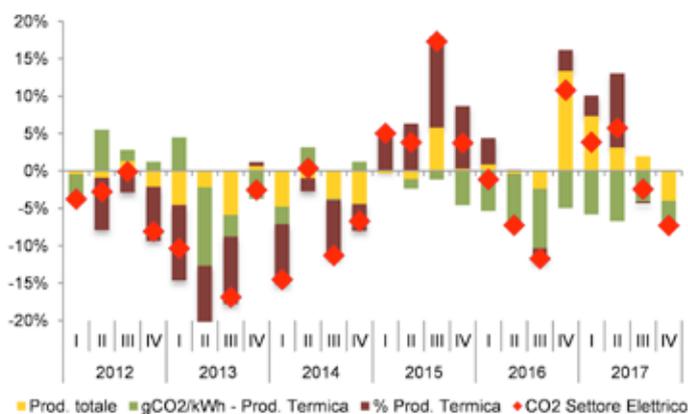


Figura 33 – CO₂ da generazione elettrica: variazione tendenziale e sua scomposizione in due componenti (%)

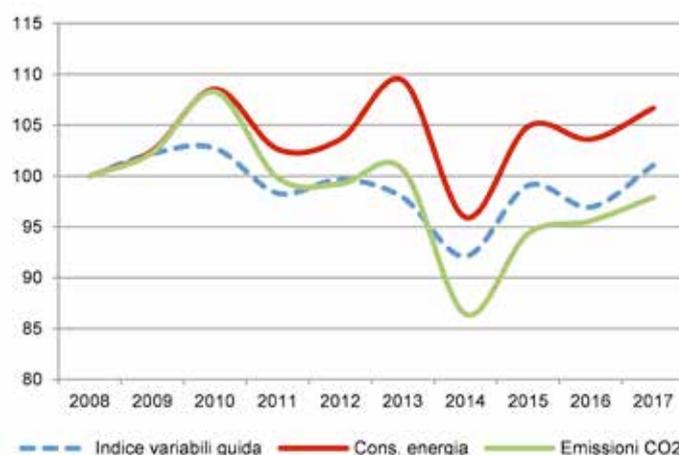


Figura 34 – Consumi energia, emissioni di CO₂ e variabili guida della domanda di servizi energetici del settore Civile (2008=100)

Negli ultimi due anni le emissioni dei trasporti sembrano in progressivo disaccoppiamento da PIL e consumi di energia

Si è già segnalato (cap. 2.2) il dato di rilievo che sembra aver caratterizzato il settore trasporti nell'ultimo anno in particolare, cioè il disaccoppiamento tra indicatori di traffico, che risultano in crescita (in linea d'altronde con il PIL) e consumi di energia del trasporto stradale, che risulta invece in leggera diminuzione. La stima delle emissioni di CO₂ dell'intero settore trasporti segnala un ulteriore elemento di interesse: per il secondo anno consecutivo le emissioni del settore sono stimate in riduzione leggermente più marcata rispetto ai consumi di energia, e in significativa divaricazione rispetto all'andamento del PIL.

Questo nonostante il già segnalato dato relativo alle emissioni medie dei nuovi autoveicoli immatricolati, che nel 2017 sono risultate perfino in marginale aumento rispetto 2016, perché evidentemente la crescita delle immatricolazioni di auto con alimentazione alternativa è stata bilanciata da altri fattori (cilindrata, potenza, dimensioni). Questo dato fa emergere la possibile difficoltà nel raggiungimento dell'obiettivo fissato per il 2021 (95 CO₂/km, limite che viene ricalcolato in base alla massa media dei veicoli prodotti da ciascun fabbricante) e ancor più dei nuovi obiettivi stabiliti dal pacchetto di misure presentato in novembre dalla UE per favorire lo sviluppo del settore dei veicoli a bassa emissione. Il pacchetto prevede entro il 2025 una riduzione delle emissioni medie del 15% rispetto al 2021, per arrivare al 30% nel 2030.

D'altra parte, la divaricazione fra traffico e consumi energetici, e in misura minore fra consumi ed emissioni, sembra però indicare la possibilità di una traiettoria di riduzione delle emissioni del settore legata a incrementi di efficienza del parco, di cui diviene importante verificare la possibile coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore. La Strategia Energetica Nazionale del 2017 prevede ad esempio che i consumi del settore trasporti restino pressoché costanti fino al 2030 nell'evoluzione tendenziale, e una riduzione di 2,6 Mtep garantita da interventi su fabbisogno di mobilità e promozione dell'utilizzo di autovetture più performanti.

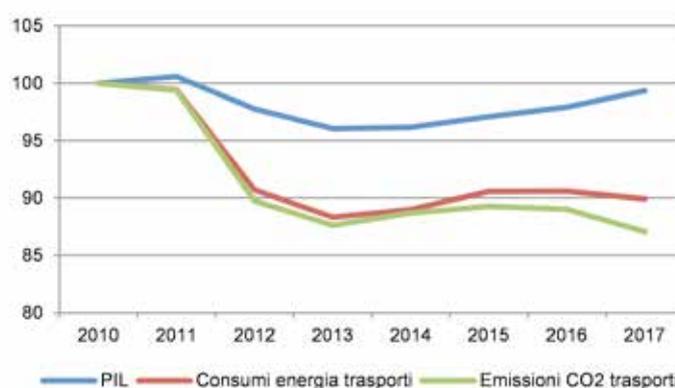


Figura 35 – Evoluzione temporale del PIL, dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂ del settore trasporti (2010=100)

4 Sicurezza del sistema energetico italiano

4.1 Sistema petrolifero

Rispetto al calo osservato nel 2016, il 2017 si è chiuso positivamente per molti indicatori del sistema petrolifero e della raffinazione. Torna a crescere l'import di greggio che si mantiene altamente diversificato, pur con la conferma del trend in aumento per gli ingressi dall'area mediorientale, in particolare dall'Iran, e dalla Libia. Recupera un poco la produzione interna, anche se gli impianti di estrazione soffrono ancora dei continui blocchi in Basilicata. La raffinazione chiude in positivo con un incremento delle lavorazioni di greggio, della percentuale di utilizzo degli impianti e della redditività. Cresce anche l'export che, con i consumi di prodotti petroliferi che si mantengono piuttosto stabili, bilancia gli eccessi di produzione. Benzina e gasolio restano dominanti nell'alimentazione del parco auto che cresce anche grazie all'aumento delle immatricolazioni.

In ripresa l'import di greggio. Ancora ai minimi le estrazioni seppure in lieve recupero

L'anno si è chiuso con un aumento significativo del prezzo del petrolio, che per l'Italia ha portato a un costo medio pari a 53,11 \$/bbl, contro i 41,56 \$/bbl del 2016. Tale aumento però non ha avuto effetti negativi sugli indicatori del sistema petrolifero e della raffinazione che, come spiegato in seguito, hanno chiuso l'anno con risultati positivi.

Per l'Italia l'import netto ha subito un discreto aumento rispetto al 2016 (+9%) con un totale annuo pari a 65.608 kt di greggio. La crescita, seppur in maniera più moderata, si è osservata anche in altre realtà economiche prese a confronto come l'UE, Francia e Spagna che hanno mostrato variazioni positive del 3-4%. Diversamente, la Germania mostra un calo di un punto percentuale. (Figura 36).

La produzione interna ha visto una ripresa (+9%) dopo il crollo osservato nel 2016. Le estrazioni hanno prodotto circa 4.100 kt di greggio, un valore comunque molto distante dai valori osservati in passato (-27% rispetto al 2014). Tale situazione riflette le criticità ancora presenti negli impianti estrattivi della Val d'Agri. Il dato italiano è in contrasto con quanto appare nelle altre realtà economiche prese a confronto che hanno mostrato un calo significativo della produzione interna (Figura 37). La produzione totale di UE e del Regno Unito si è ridotta dell'1%, mentre è stato più rilevante il calo in Germania e Francia (-7%) e in misura ancora maggiore in Spagna (-16%), la cui produzione interna è comunque trascurabile rispetto ai consumi.

Resta alta la diversificazione dell'approvvigionamento

Nel 2017, l'Italia continua ad avere un elevato grado di diversificazione dei fornitori. L'indice Herfindahl-Hirschman si attesta su valori compresi tra 0,1 e 0,2, dunque inferiori alla soglia di 0,3 corrispondente alla soglia del livello di criticità medio, come definito dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (Figura 38).

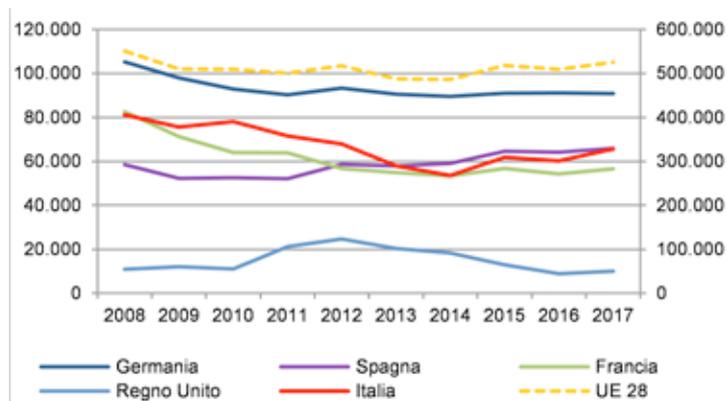


Figura 36 – Import netto di greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

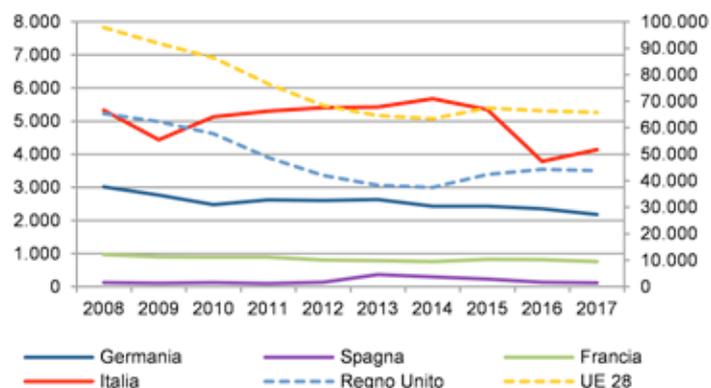


Figura 37 – Produzione interna di greggio (kt; N.B.: asse dx per UE e Regno Unito)

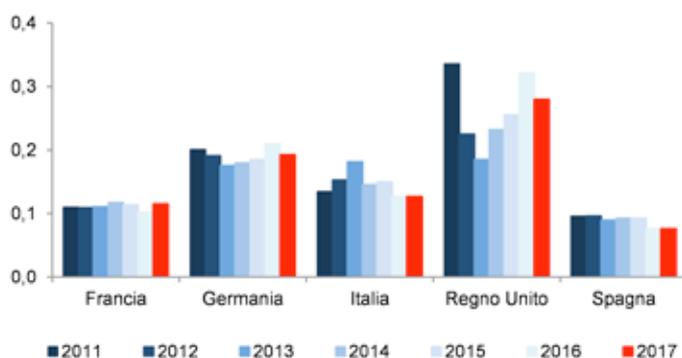


Figura 38 – Diversificazione dei fornitori: indice HH

In forte aumento l'import dal Medio Oriente, dalla Libia e dagli USA

La Figura 39 mostra la ripartizione della provenienza del greggio da diverse aree geografiche. Nel 2017 sono state osservate importanti variazioni nel mix di greggi importati. Attualmente l'area mediorientale (Iraq, Iran e Kuwait) rappresenta il bacino di ingresso maggiore con il 33% delle importazioni. Complessivamente nel 2017 ha mostrato una variazione positiva del 17%. Nello stesso tempo il petrolio saudita è calato dell'1%, attestandosi al 9% del mix importato.

Si confermano in calo le importazioni del petrolio africano (-41%) che rappresentano il 10% del totale.

Nel 2017 si è assistito a una significativa ripresa delle importazioni dalla Libia (+54%) dopo il trend negativo innescatosi nel 2012 per i fattori geopolitici che hanno interessato il Paese. Attualmente il petrolio libico rappresenta l'8% circa delle importazioni totali italiane.

Nel 2017 sono anche raddoppiate le entrate di petrolio dal continente americano, che continua però a coprire una fetta limitata del mercato (4,4% dell'import totale), mentre è in forte calo la quota di greggio di provenienza europea (Norvegia e Gran Bretagna, che si è ridotta del 43%, così come quella russa (-10%). Le quote delle due aree sia attestano rispettivamente al 1,9% e 9,8%.

Aumenta l'import di greggio con elevato tenore di zolfo

Le variazioni del mix importato hanno effetti sulla qualità del greggio lavorato nelle raffinerie (Figura 40). Il grado API continua ad attestarsi intorno a valori di media densità (circa 34), mantenendosi piuttosto costante dal 2012 ad oggi. Si è invece interrotto il trend in aumento del tenore di zolfo. L'incremento dell'import dal Medio Oriente che ha contribuito ad innalzare i livelli di zolfo è stato infatti in parte bilanciato da greggi notevolmente meno acidi provenienti dalla Libia e dal nord America. Il grado di acidità si è comunque ridotto di poco: nel 2016 si attestava a 1,25 mentre il dato del 2017 è 1,20. Si tratta di una questione rilevante alla luce dei limiti al contenuto di zolfo nei bunker (0,5%) decisi in sede IMO che diverranno operativi a partire dal 1° gennaio 2020 e che obbligheranno le raffinerie a incrementare la sezione di desolforazione (Oil 2017, IEA). La questione si fa particolarmente rilevante per l'Italia se si considera che il consumo di olio combustibile destinato al bunkeraggio segue un trend in aumento e nell'ultimo anno ha visto un incremento del 7,1% (2.649 kt).

Tornano ad aumentare le lavorazioni di greggio

Il 2017 si è chiuso positivamente per le attività della raffinazione legate alla lavorazione del greggio (+7%). Complessivamente sono state lavorate 69.661 kt di prodotto. L'Italia mantiene una posizione rilevante nella lavorazione del greggio, mantenendosi seconda rispetto alla Germania che ha mostrato una flessione di un punto percentuale, mentre le altre realtà prese a confronto hanno presentato variazioni positive più contenute, comprese tra l'1% e il 3% (Figura 41). Sul futuro del sistema del downstream, nazionale e internazionale, potrebbero pesare gli accordi sul clima stabiliti dalla Conferenza di Parigi che secondo gli esperti (Carbon Tracker) potrebbero avere come effetto la chiusura di un quarto delle raffinerie, per il crollo della domanda di greggio e prodotti petroliferi dovuto al contenimento di 2 °C del rialzo delle temperature globali.

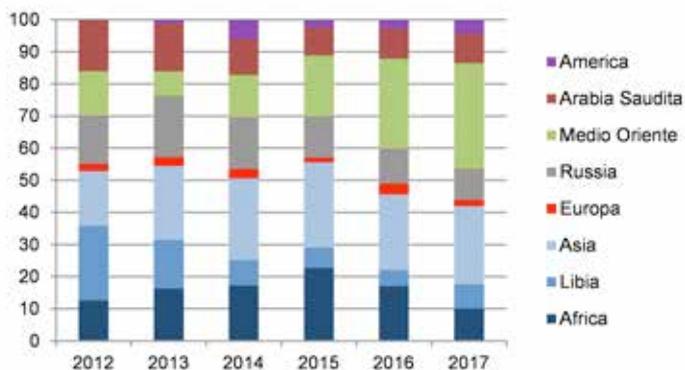


Figura 39 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

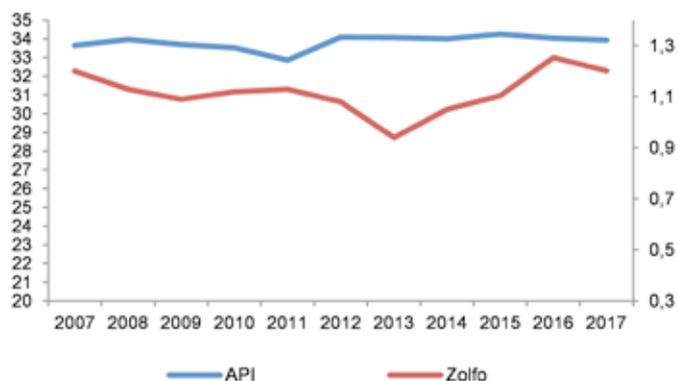


Figura 40 – Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

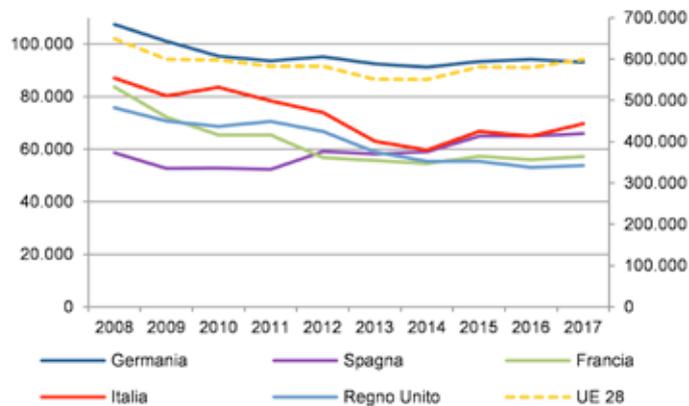


Figura 41 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

Calano i consumi dei prodotti petroliferi, ma tengono carboturbo e GPL

Nel corso del 2017 il consumo di prodotti petroliferi è calato complessivamente dell'1,6% (58,48 Mtep), manifestando quindi una flessione maggiore rispetto a quanto osservato nel 2016 quando questi erano stati piuttosto stabili (-0,2%). La benzina si mantiene sull'ormai pluriennale trend negativo chiudendo l'anno a -4% (7,3 Mtep). Altro importante calo si registra per la virgin nafta (-6,9%, 5,7 Mtep) avvenuto dopo due anni di chiusure in positivo; calo di entità simile anche per i distillati pesanti che scendono a 5,7 Mtep, corrispondenti a una variazione del -6,4%. Dopo tre anni di variazioni positive, il gasolio scende a 26,3 Mtep (-1,1%). Si conferma invece il trend positivo per il GPL (+0,9%, 3,4 Mtep), che prosegue dal 2015, e per il carboturbo (+5,4%, 4,4 Mtep) che dal 2014 con la fine della crisi economica mostra variazioni positive piuttosto importanti (Figura 42).

Ancora in crescita il parco auto

Complessivamente nel 2017 il mercato dell'auto ha presentato una forte crescita, orlando dopo molti anni sulla soglia dei due milioni di immatricolazioni (+8% tendenziale). Gli aumenti percentuali più significativi hanno riguardato le ibride elettriche (14.492 veicoli, +76%), il GPL (30.190 veicoli, +48%) e le elettriche (359 veicoli, +39%), ma sono cresciute in modo rilevante anche le auto a benzina (126.466 veicoli, +9%) e ancor più il diesel (240.663 veicoli, +14%). Scendono invece le immatricolazioni delle auto a metano (6.243 nuovi veicoli, -18%), dato in parte correlabile con il ritardo della pubblicazione del decreto "biometano", che dovrebbe portare alla realizzazione di impianti di produzione di questo combustibile con immissione in rete e/o la creazione di nuovi punti di distribuzione.

Nel 2017 si stima che vi siano stati 38.845.000 veicoli formalmente circolanti con un aumento dell'1,5% rispetto al 2016. Se si confronta il dato attuale con quello rilevato dieci anni fa, si osserva un'evoluzione lenta ma significativa del tipo di alimentazione delle autovetture. Le alimentazioni a benzina e gasolio sono ancora dominanti nel parco auto (Figura 43), ma con alcune variazioni rispetto al 2016. Si stima infatti che le auto a benzina attualmente circolanti siano circa 18.250.000 in calo dello 0,6% rispetto all'anno precedente, mentre le auto diesel aumentano del 2,8% raggiungendo i 16.723.000 veicoli circa. Le alimentazioni miste a benzina e GPL crescono di 2,3 punti percentuali (circa 2.63.025 veicoli), mentre quelle benzina-metano sono ferme a circa 900.000 veicoli. Pur avendo mostrato nel 2017 un incremento di circa il 54% (circa 194.200 veicoli), le auto elettriche e le auto ibride rappresentano ancora una nicchia del sistema coprendo meno dello 0,5% del numero dei autoveicoli circolanti.

Aumenta l'export di prodotti petroliferi, mentre l'import è in calo per lo stop delle entrate di nafta

Dopo la chiusura in negativo del 2016, complessivamente nel 2017 l'export netto dei principali prodotti petroliferi (+6%, 20.055 kt) è aumentato per la ripresa delle uscite di benzina (8.357 kt, +7%) e distillati pesanti (7.329 kt, 14%), mentre è in calo l'export di gasolio (4.369 kt, -6%; Figura 44). Si tratta evidentemente di un dato coerente con la ripresa delle lavorazioni delle raffinerie, in presenza di consumi pressoché stabili.

In calo invece l'import (-5%, 4.266 kt) anche se il dato è influenzato principalmente dal crollo delle entrate di nafta (-74%, 150 kt), dato in linea con quello relativo al consumo anch'esso in calo (-6,9%). Tale fattore non sembra essere correlato con uno stop dell'industria chimica, che al contrario ha chiuso l'anno molto positivamente con una produzione in crescita del 2,6% ([Il Sole 24 Ore](#)). L'industria chimica, quindi, si basa sulle lavorazioni endogene di nafta che coprono quasi completamente il fabbisogno. Si rileva che la produzione ha seguito un trend positivo raggiungendo nel

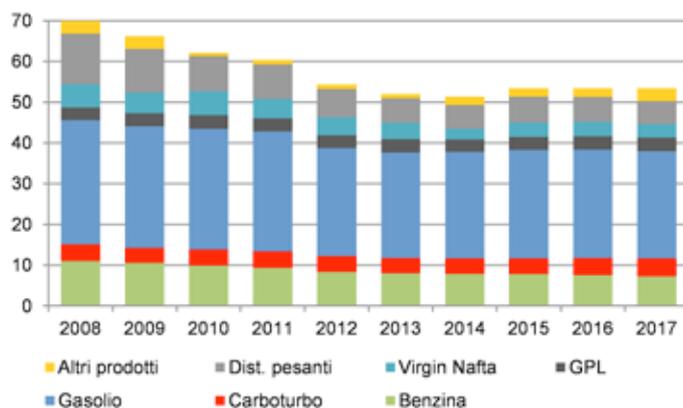


Figura 42 – Consumi annuali dei principali prodotti petroliferi (Mtep)

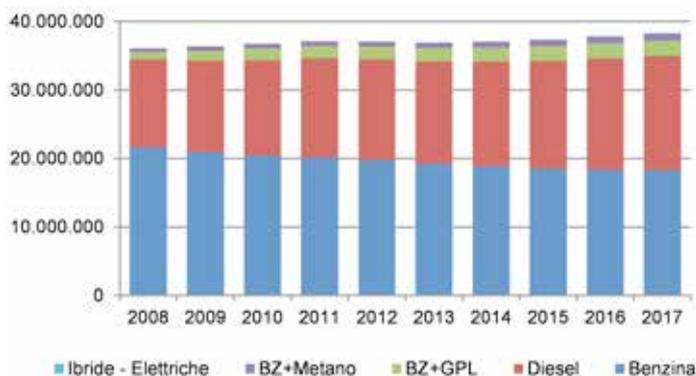


Figura 43 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

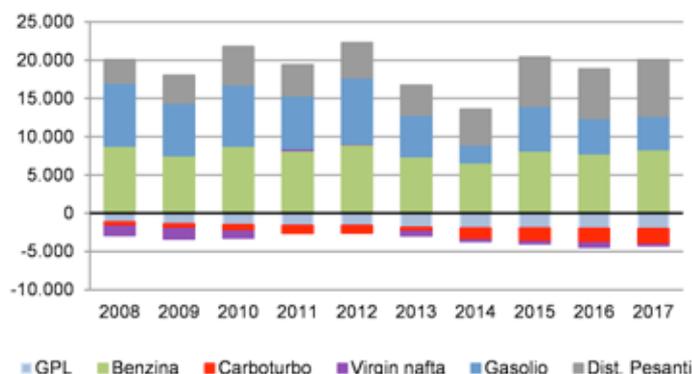


Figura 44 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

2017 6.400 kt, con un raddoppio rispetto al 2008, quando dalle raffinerie nazionali si ottenevano circa 3.000 kt. Continua il trend positivo dell'import di carboturbo (+9%, 2.079 kt) ed in misura minore del GPL (2.037 kt, +1%) di pari passo con l'aumento dei consumi.

Sul futuro del sistema della raffinazione nazionale, con particolare riferimento alle potenzialità di esportazioni, peserà l'affitto delle attrezzature di una delle raffinerie italiane annunciata dalla compagnia nazionale algerina Sonatrach per far fronte alla richiesta interna di prodotti finiti a basso costo in attesa dell'entrata in funzione nel Paese di impianti prevista per il 2019 (ANSamed). Attualmente, il Paese nordafricano consuma 15 milioni di tonnellate che sono coperte per la gran parte dalla produzione interna (11,5 milioni di tonnellate) mentre il resto viene importato (3,5 milioni di tonnellate). L'Italia fino ad oggi ne ha coperto il circa il 37%, con circa 1,3 milioni di tonnellate di prodotto esportato. Il continente africano sembra voler espandere la propria capacità di raffinazione anche in altri stati come l'Anzola, secondo produttore di area dopo la Nigeria, dove la compagnia petrolifera nazionale Sonangol ha dichiarato di voler realizzare nuovi impianti di raffinazione per puntare all'autosufficienza nella produzione di prodotti petroliferi (Africa e Affari).

Si riduce l'eccesso di produzione di gasolio, che per la benzina è in leggero aumento

Nel 2017, rispetto ad altre realtà economiche europee, l'Italia si conferma l'unico Paese con un eccesso di

produzione di gasolio rispetto ai consumi interni (rapporto produzione/consumi > 1) (Figura 45). Questo indicatore mantiene un trend negativo iniziato nel 2012 attestandosi a 1,20, minimo superato solo nel 2014 quando l'indice era pari a 1,15. La tendenza di lungo periodo alla diminuzione del rapporto produzione/consumi sembra comune agli altri Paesi europei eccetto che il Regno Unito, che quest'anno ha visto un lieve incremento dell'indicatore dello 0,5%.

Per la benzina si è registrato un calo del rapporto fra produzione e consumi dopo che, a partire dal 2014, l'indicatore aveva mostrato una crescita (Figura 46). Nel 2017 tale valore si è attestato a 1,78, valore superato solo dalla Spagna. Le altre realtà economiche prese a confronto hanno mostrato lo stesso andamento eccetto che, come nel caso del gasolio, per il regno Unito, dove si è osservato un incremento dell'indice pari al 3%.

Margini della raffinazione in aumento, ma stop nell'ultimo trimestre per l'area mediterranea e quella europea

Nel 2017, i margini della raffinazione in tutte le aree geografiche considerate (Figura 47) hanno subito un miglioramento piuttosto

rilevante rispetto al 2016, anno in cui si era assistito ad uno stop della crescita. Essenzialmente si riconoscono tre fasce di margini: quella più alta in cui si posiziona il mercato americano che chiude a +9,6\$/bbl (+47%), quella intermedia con il mercato asiatico e quello nord europeo che si attesta a 5,6 \$/bbl (+20%) e 5,7 \$/bbl (+21%) rispettivamente e la fascia bassa con il mercato mediterraneo che raggiunge i 3,6 \$/bbl (+22%).

In particolare, nell'ultimo trimestre l'aumentare del costo del greggio ha pesato negativamente sui profitti della raffinazione nell'area mediterranea e in quella europea portando ad una diminuzione dei margini del 26,4 % (+2,6 \$/bbl) e del 13,4% (+4,8 \$/bbl) rispetto al corrispondente periodo del 2016. Nell'area mediterranea il 2018 si è aperto in maniera ancor più negativa, infatti i dati preliminari del primo trimestre danno i margini a 1,4 \$/bbl.

Nel prossimo futuro la capacità globale delle raffinerie dovrebbe aumentare per la costruzione e ampliamento di nuovi impianti nel continente africano e asiatico. Il mercato dei prodotti petroliferi dovrebbe comunque mantenersi in salute grazie all'aumento di domanda sul fronte asiatico che ancora non è compensata dalla produzione mediorientale (Oil 2017, IEA).

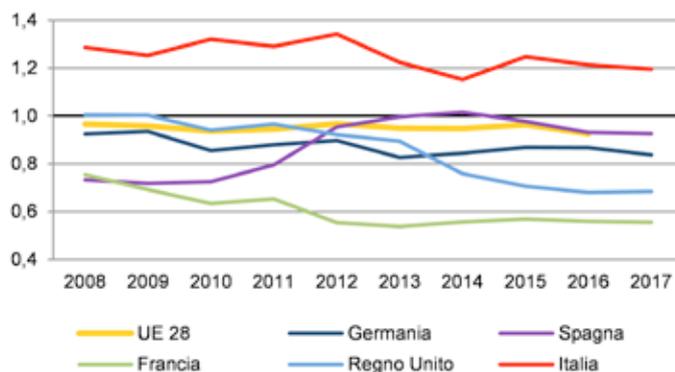


Figura 45 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

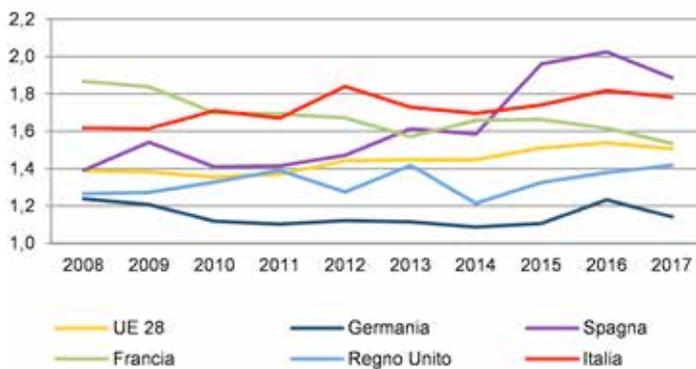


Figura 46 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

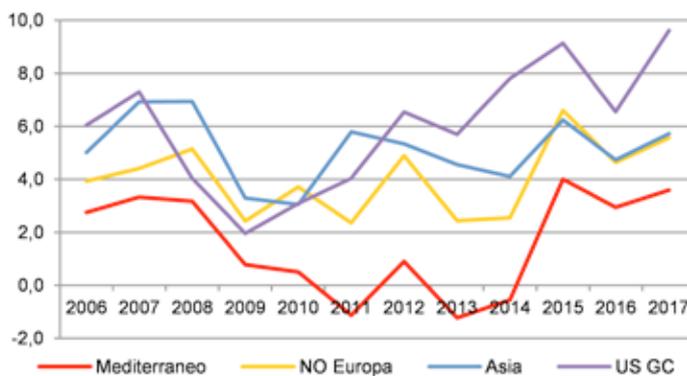


Figura 47 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

In crescita l'utilizzo degli impianti

In Italia, il tasso di utilizzo degli impianti, basato sulla sola lavorazione di greggio, ha mostrato una crescita significativa (+8%) attestandosi all'80% della capacità utilizzata (Figura 48), interrompendo lo stop osservato nel 2016. Il trend di crescita è positivo anche per le altre realtà europee, che comunque mostrano tutte valori superiori all'88%, eccetto la Germania che scende di un punto percentuale portandosi al 94%. Nel confronto con il resto dei Paesi europei, l'Italia risulta l'unica realtà in calo rispetto alle altre che, invece, mostrano una crescita contenuta rispetto a quanto è accaduto dopo il 2014.

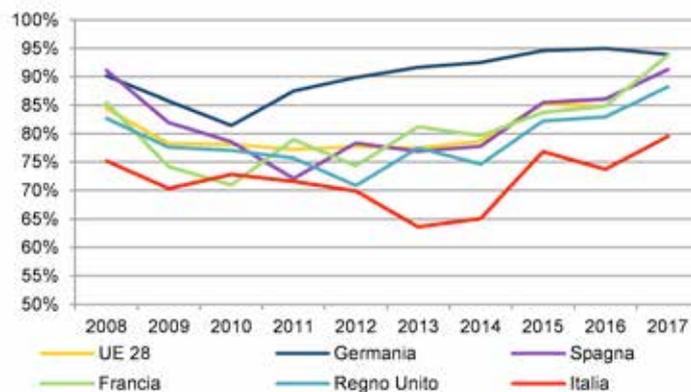


Figura 48 – Utilizzo impianti (%) per diverse aree geografiche

4.2 Sistema del gas naturale

Anche nel 2017 domanda europea di gas è cresciuta in modo significativo, nonostante la ripresa dei prezzi. Anche in Italia la domanda è aumentata per il terzo anno consecutivo, spinta dalla termoelettrica e dall'industria. Il gas russo resta il più competitivo, in particolar modo nell'Europa del Nord. Le importazioni europee dalla Russia hanno raggiunto nel 2017 un nuovo massimo storico, e anche per l'Italia la Russia resta di gran lunga il primo fornitore. In forte crescita le importazioni di GNL, in Italia e in tutta l'Europa meridionale. È significativo che tra l'inizio del 2017 e l'inizio del 2018 le autorità siano ricorse più volte alla dichiarazione dei primi due livelli di crisi previsti dal Piano di Emergenza, e in un caso alla dichiarazione dello stato di emergenza. In tutti i casi la situazione è stata superata senza conseguenze di rilievo e senza il ricorso a mezzi non di mercato, ma si è confermato che il margine rispetto al picco di domanda può risultare limitato nel caso di combinazioni di eventi relativamente estremi (clima rigido e non completa disponibilità di tutti i punti di entrata). Un elemento di rilievo resta lo spread PSV-TTF, che nel 2017 è tornato a collocarsi ai massimi degli ultimi cinque anni.

Domanda europea di gas in forte aumento anche nel 2017

Il 2017 è stato un altro anno di crescita robusta della domanda di gas dei paesi dell'UE, che ha raggiunto i 491 miliardi di m³, il livello più alto dal 2010, sostenuta dalla domanda di gas della termoelettrica (Figura 49). Le importazioni nette sono aumentate in misura ancora maggiore, perché si è ridotta ulteriormente la produzione dell'area UE, scesa a 128 miliardi di m³ (-3% rispetto al 2016), a causa del nuovo calo della produzione in Olanda (nel 2017 divenuta per la prima volta importatore netto su base annuale). L'aumento dell'import ha riguardato tutte le provenienze, Russia (+8%), Norvegia (+9%), GNL via nave (+14%), con l'unica eccezione dell'Africa (-3%).

La Russia rimane il principale fornitore europeo, con una quota invariata pari a circa il 45% del totale delle importazioni. Le importazioni dalla Russia hanno raggiunto un nuovo massimo a 180 miliardi di m³, aiutate dai prezzi indicizzati al petrolio inclusi nei contratti di lungo-termine, che nella seconda metà dell'anno sono scesi per il ritardo temporale utilizzato nelle formule di prezzo. Inoltre, la strategia di prezzo adottata da Gazprom è divenuta più flessibile, con parziale indicizzazione ai prezzi dei mercati all'ingrosso, in modo da combinare "the flexibility of spot markets with the predictability of long-term deals" and "saves the market from price shocks and gives the guarantee of daily supply security" (Burmistrova, European Autumn Gas conference, Milano, 07/11/2017). Anche a seguito di una sentenza che ha permesso a Gazprom un maggiore utilizzo del gasdotto OPAL, il gasdotto Nord Stream ha raggiunto livelli record di utilizzo (100% della capacità nel IV trimestre), a spese della rotta ucraina, che resta comunque la direttrice più importante del gas russo in arrivo in Europa (44% del totale contro il 30% del Nord Stream e il 24% dei transiti via Bielorussia).

Le importazioni di GNL sono aumentate in modo significativo nei paesi del Mediterraneo (+30%), per la competitività dei prezzi spot rispetto ai prezzi indicizzati al petrolio. La compagnia algerina Sonatrach sembra infatti orientata a rinegoziare i suoi contratti di lungo-termine con i paesi europei (di prossima scadenza) includendo maggiore flessibilità e riducendo il peso dell'indicizzazione al petrolio. La Spagna rimane il principale importatore europeo (31% del totale), mentre Francia e Italia hanno superato la Gran Bretagna. È da segnalare la prima consegna dal nuovo impianto di liquefazione della penisola di Yamal e l'arrivo per la prima volta di GNL statunitense in Francia.

Le importazioni di GNL sono invece diminuite nell'Europa del Nord, nonostante che nella parte centrale dell'anno lo spread fra mercato asiatico e mercato nord europeo si sia fortemente ridotto, fin quasi all'azzeramento, confermando uno scenario di competizione crescente tra gli esportatori di gas verso l'Europa. Per il momento si conferma comunque che in Nord Europa la competitività delle importazioni via gasdotto da Russia e Norvegia è particolarmente elevata, anche grazie agli aggiustamenti nelle strategie di prezzo.

Nel breve-medio periodo è plausibile che la domanda europea resti sostenuta, spinta dal *fuel switching* da carbone a gas nella termoelettrica, favorita anche dall'andamento divergente dei prezzi delle due commodity. I prezzi del carbone sono attualmente un fattore chiave dei mercati europei del gas e dell'energia. Nel 2017 il rafforzamento del prezzo del carbone

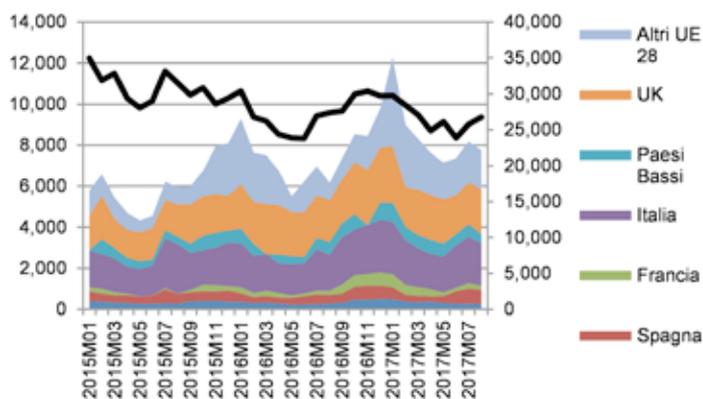


Figura 49 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sx) e generazione elettrica da carbone nell'UE (GWh, asse dx)

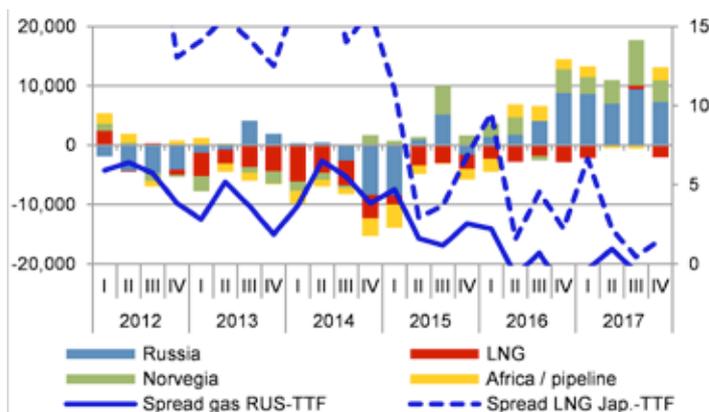


Figura 50 – Importazioni di gas in Europa per origine (scostamento rispetto alla media decennale, Mm³, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

è stato trainato dalla Cina, dove le politiche di stimolo agli investimenti hanno sostenuto la domanda cinese di materie prime, mentre allo stesso tempo il governo continua a razionalizzare la produzione interna di carbone. I prezzi del carbone restano infatti 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).

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

Nel 2017 la domanda di gas naturale è stata pari a 74,6 miliardi di m³, in aumento del 6% rispetto all'anno precedente, con un incremento assoluto pari a 4,3 miliardi di m³. Si tratta del terzo aumento annuale consecutivo, che riporta la domanda ai valori del 2012. La domanda è risultata in crescita in tutti e quattro i trimestri (Figura 51), ma in misura progressivamente decrescente con l'esaurirsi della spinta proveniente dal fermo dei reattori nucleari francesi (vedi cap. 2.2). L'aumento è stato infatti particolarmente rilevante nel I trimestre, quando alla forte crescita della domanda della termoelettrica (+1 miliardo di m³) si è affiancata la crescente domanda del civile, spinta dal clima più rigido dell'anno precedente. Riguardo ai settori di uso finale l'aumento dei consumi è stato invece generalizzato. Il termoelettrico presenta la crescita maggiore (+2 miliardi di m³, +9%), ma il progressivo ritorno alla normalità della produzione nucleare francese ha ridotto la crescita della domanda da valori superiori al +20% nel primo semestre a una variazione marginalmente negativa nel secondo semestre. L'industria ha mostrato una crescita comparabile (+1 miliardo di m³, +7%), crescita per di più relativamente omogenea nell'arco dell'anno. Anche i consumi delle reti di distribuzione sono aumentati di 1 miliardo di m³ (+3%) e in misura omogenea nell'arco dell'anno.

I consumi annuali sono risultati maggiori del 22% rispetto al minimo del 2014, sebbene restino ancora inferiori del 17% rispetto ai massimi degli ultimi dieci anni. La distanza dai massimi decennali riguarda però principalmente i consumi del termoelettrico, che è rimasta su valori inferiori del 24% rispetto al 2008, nonostante la forte ripresa degli ultimi anni (+43% rispetto al minimo del 2014), aiutata anche in modo sostanziale da fattori "congiunturali" (nucleare francese e bassa idraulicità) del 30%, i consumi dell'industria dell'8%. È invece rimarchevole che i consumi dell'industria registrati nel 2017 risultino i secondi più elevati dell'ultimo decennio, mentre nel caso delle reti di distribuzione (per la gran parte settore civile) il dato 2017 è inferiore del 10% rispetto al massimo degli ultimi dieci anni (registrato nel 2010, che è stato in effetti l'anno più rigido dell'ultimo decennio). La Figura 52 mostra come su base mensile la domanda dell'industria sia rimasta in effetti stabilmente al di sopra delle medie decennali, mentre nel caso del termoelettrico ciò sia stato vero solo in pochi mesi dell'anno.

A fronte di dati che su base annua e mensile restano sostanzialmente inferiori ai massimi storici, è significativo che la domanda di punta giornaliera sia tornata per la prima volta dopo cinque anni al sopra dei 400 milioni di m³, raggiungendo i 424 milioni di metri cubi il 10 gennaio, e restando per quattro giorni consecutivi, quando il crollo delle esportazioni francesi di elettricità si è combinato con un picco di freddo, ben al di sopra dei 400 milioni di metri cubi. In quei giorni feriali di freddo intenso la domanda di riscaldamento ha raggiunto i 260 milioni di metri cubi (comunque 40 milioni di metri cubi in meno rispetto al massimo 2012), mentre la domanda di gas del termoelettrico restava ancora sopra i 100 milioni di metri cubi (inferiore di circa 9 milioni di metri cubi rispetto al massimo 2012).

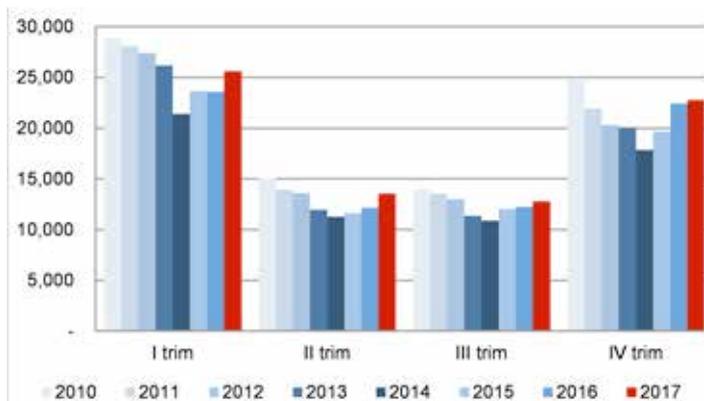


Figura 51 – Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)



Figura 52 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

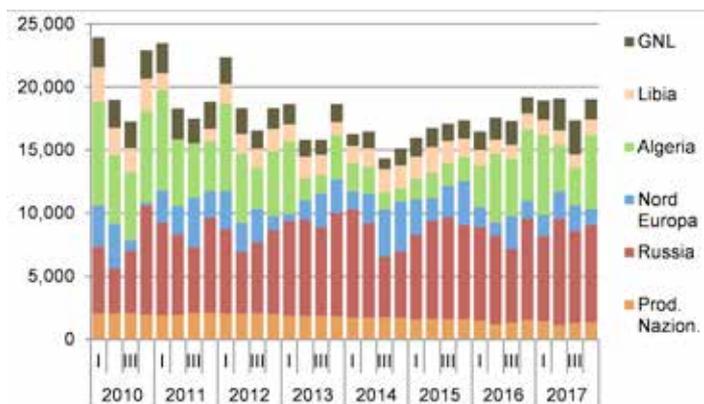


Figura 53 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto entrata – valori trimestrali (MSm³)

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

aumentare (+8%) gli ingressi da Passo Gries (gas del Nord Europa), in crescita molto sostenuta nel II trimestre, poi penalizzati da lavori di manutenzione che hanno dimezzato la capacità di import. Le importazioni dall'Algeria sono rimaste sui livelli dell'anno passato, ma con un forte aumento nel I trimestre, forti cali nei due successivi, infine una leggera ripresa nell'ultimo trimestre, con strategie di acquisto legate probabilmente anche al rispetto degli obblighi dei contratti take-or-pay (v. EC, Quarterly report on European gas market, vol. 10).

La Russia resta ampiamente il primo fornitore di gas italiano con il 43,5% delle importazioni totali italiane, quota invariata rispetto al 2016. Si riduce la quota del gas algerino, dal 29 al 27%, che nel I e IV trimestre ha però ampiamente superato il 30% del totale. Il gas del Nord Europa resta invariato al 10% e scende ora al di sotto della quota del GNL in entrata ai tre terminali di rigassificazione, la cui quota complessiva sul totale importato raggiunge si colloca in media d'anno al 12%, con una punta del 17% nel III trimestre.

Gas russo, algerino e GNL ben sopra la media decennale

Il confronto fra i dati relativi ai primi nove mesi del 2017 e i valori medi giornalieri registrati negli ultimi otto anni permette di valutare le variazioni recenti in una prospettiva di lungo periodo. Ne emerge come gli 82 milioni di m³ giornalieri medi delle importazioni dalla Russia siano ampiamente al di sopra della media degli ultimi otto anni (Figura 54). Il gasdotto TAG, che porta il gas russo in Italia, resta tra l'altro di gran lunga l'infrastruttura di importazione con il più alto tasso di utilizzo medio giornaliero (71%, con una deviazione standard del 18%, che indica un utilizzo medio superiore al 50% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno). L'import medio dall'Algeria, sugli stessi livelli del 2016, è anch'esso ancora ben al di sopra della media di lungo periodo, con un tasso di utilizzo del gasdotto Transmed pari al 49% e utilizzo medio superiore al 30% nella grande maggioranza dei giorni dell'anno. Restano invece sostanzialmente inferiori alla media di lungo periodo sia le importazioni dalla Libia sia quelle dal Nord Europa, con il gasdotto Transigas che mantiene la peculiarità di una elevatissima variabilità di utilizzo (31% la media e 20% la deviazione standard), a indicare la sua funzione di risorsa marginale. Infine, è notevole l'aumento delle importazioni di GNL, +3 milioni di m³ rispetto alla media di lungo periodo, con un tasso di utilizzo medi superiori al 70% per Cavarzere, più che raddoppiati rispetto al 2016 per Livorno e Panigaglia, picchi di utilizzo che hanno raggiunto il 100% per l'Adriatic LNG, l'80% per gli altri due terminali di rigassificazione.

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

La ragione degli elevati flussi di gas russo sta nella sua competitività, ben evidenziata dalla Figura 55, che mostra la correlazione inversa fra i flussi di gas al punto di entrata di Tarvisio e lo spread tra prezzo del gas russo e TTF. Negli ultimi due anni lo spread spesso negativo fra il prezzo del gas russo e il prezzo sul principale mercato continentale (il TTF) ha offerto un costante supporto alle importazioni russe.

La crescita delle importazioni di GNL è invece legata in parte al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, ma anche in misura significativa alla competitività dei prezzi spot rispetto ai prezzi indicizzati al petrolio dei contratti di lungo periodo. In particolare, nei due trimestri centrali dell'anno le importazioni al-

Dal lato dell'offerta (Figura 53), la maggiore domanda del 2017 è stata coperta da forti aumenti delle importazioni dalla Russia (+1,8 miliardi di m³, +7%) e in misura perfino maggiore di GNL (+1,9 miliardi di m³, +7%), anche grazie al servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio nei mesi centrali dell'anno. Dopo i notevoli cali degli ultimi due anni sono tornati ad

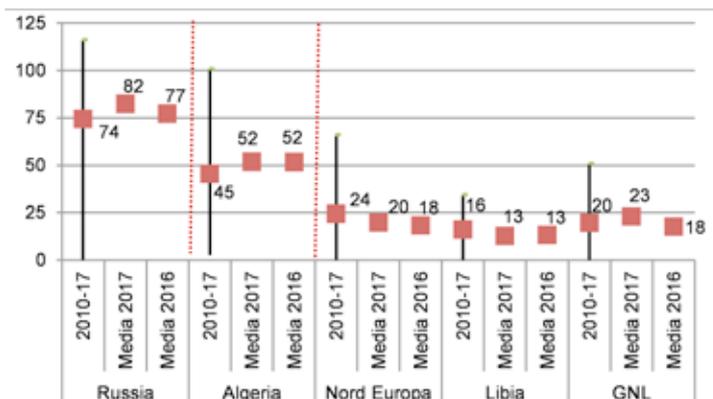


Figura 54 – Immissioni di gas naturale in Italia per punto di entrata – Valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2017 (MSm³)

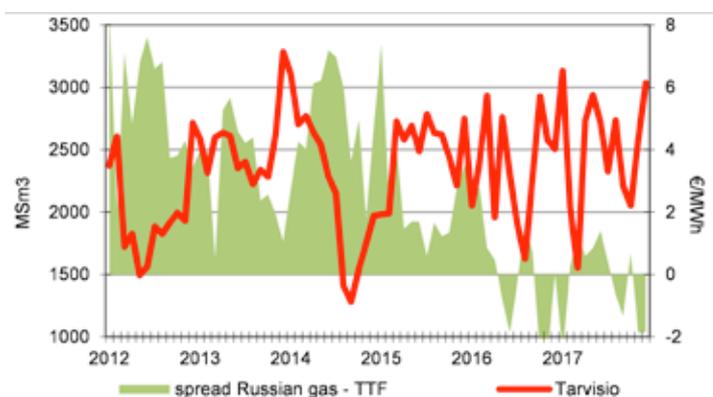


Figura 55 – Importazioni mensili di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse dx)

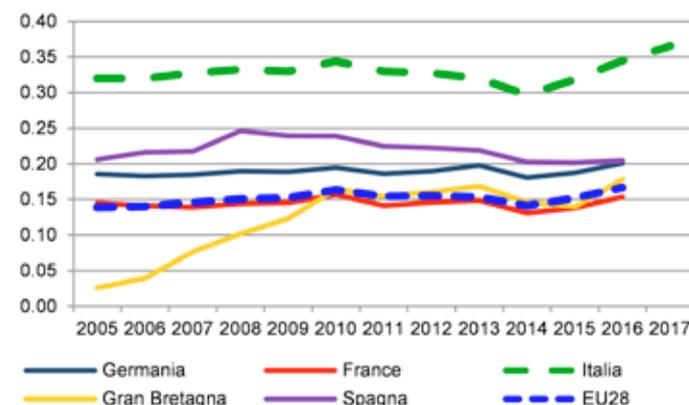


Figura 56 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

gerine sono in effetti calate in modo drastico, in una fase in cui il sostanziale allineamento tra i prezzi spot sui mercati asiatici e i prezzi dei mercati all'ingrosso europei (v. cap. 2.1) rendeva i mercati europei attraenti per i carichi di GNL. A questo si aggiunge l'elevato differenziale medio di prezzo fra il mercato italiano PSV e il principale mercato continentale (TTF), pari nel 2017 ben 2,7 €/MWh, ulteriore motivo di attrazione del mercato italiano. In assenza delle manutenzioni che hanno dimezzato la capacità disponibile sui gasdotti che portano il gas dal Nord Europa, questo fattore avrebbe probabilmente premiato in misura molto maggiore anche questa rotta. Infine, nell'ultimo trimestre la nuova apertura di una forbice tra prezzi asiatici e prezzi europei ha di nuovo ridotto l'attrattività del mercato europeo per il GNL, mentre la riduzione dei prezzi indicizzati al petrolio ha fornito nuovo sostegno ai contratti di lungo termine.

Nuovo massimo storico per dipendenza e peso del gas ma resta alta la diversificazione

La forte ripresa dei consumi di gas seguita ai minimi toccati nel 2014 ha determinato un notevole aumento del già elevatissimo livello di dipendenza dall'import (peraltro in linea con gli altri principali Paesi UE) e del peso del gas nel mix di energia primaria (che invece è il più alto tra i grandi Paesi UE). Nel 2017 la quota di gas naturale sull'energia primaria ha raggiunto un nuovo massimo storico (Figura 56), avvicinandosi al 40% dei consumi totali (calcolato seguendo la metodologia Eurostat). Allo stesso tempo, l'ulteriore flessione della produzione nazionale ha portato la dipendenza dalle importazioni a superare il 92%. Un indicatore costruito combinando questi due dati, cioè ponderando la dipendenza con il peso del gas nel sistema energetico, mostra la condizione di peculiare sensibilità del sistema energetico italiano agli eventi che riguardano il mercato del gas.

In Italia tale indicatore risulta infatti più che doppio sia rispetto agli altri principali paesi europei sia rispetto alla media UE. A questo si aggiunge che l'indice della International Energy Agency (IEA) sulla "stabilità politica dei paesi fornitori di gas", calcolato ponderando le quote dei paesi fornitori con l'indice di stabilità politica elaborato dall'OCSE, mostra per l'Italia un valore che la IEA giudica di criticità media e in aumento verso la soglia di criticità elevata. D'altra parte, anche nel 2017 si è confermata l'altra peculiarità del sistema energetico italiano, stavolta "positiva", cioè l'elevato livello di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, più elevato che nel resto d'Europa. Nel 2017 l'indice di diversificazione italiana (HHI, che può variare tra 0 e 1) risulta marginalmente in aumento rispetto all'anno precedente, a indicare una minore diversificazione delle forniture, per la leggera maggior concentrazione delle importazioni sui due fornitori principali, cioè Russia e Algeria.

Adeguatezza del sistema gas italiano. Rispetto formale del criterio N-1 ma possibili criticità in caso di eventi estremi

A complicare ulteriormente il quadro delle caratteristiche strutturali del sistema del gas italiano vi sono due questioni evidenziate anche dalla recente Strategia Energetica Nazionale: in primo luogo, le quote dei diversi paesi fornitori rilevano non solo in termini di media annua, ma anche per i picchi raggiunti in periodi più limitati, che nel caso del gas russo hanno raggiunto picchi del 64% del gas importato, nel caso del gas algerino picchi del 50%; in secondo luogo, la diversificazione reale del sistema gas italiano è inferiore a quella potenziale, perché non tutte le fonti di approvvigionamento hanno la stessa elasticità, un fatto confermato da quanto avvenuto a gennaio 2017, quando fu dichiarato lo stato di allarme, con il ricorso alle misure di mercato previste dal Piano di emergenza gas e l'invito agli importatori ad aumentare le importazioni sfruttando la flessibilità contrattuale oppure mediante carichi spot di GNL, anche al fine di contenere i prelievi da stoccaggio. Questa sollecitazione del Mise ha infatti portato velocemente al pieno utilizzo del gasdotto TAG (che trasporta il gas russo) e mostrato la notevole flessibilità del Transilgas e del terminal di rigassificazione di Cavarzere, che hanno oscillato tra valori molto bassi e valori prossimi al 100%. È rimasto invece su valori molto più bassi l'utilizzo degli altri punti di entrata nella rete nazionale. Ne consegue che l'Italia rispetta formalmente la cosiddetta regola N-1, ma a condizione di considerare sempre disponibile la capacità tecnica massima di tutti i punti di entrata nella rete nazionale. Se ad esempio nel calcolo dell'indice N-1 si utilizza il valore massimo registrato nell'intero mese di gennaio da ciascun punto di entrata, una proxy dell'effettiva disponibilità massima di ogni punto in quel mese, l'offerta disponibile non sarebbe stata sufficiente a coprire la punta di domanda in caso di interruzione completa del TAG.

A conferma di ciò vi sono anche le valutazioni svolte da ENTSO-G, che concludono che in caso di combinazione di eventi estremi il sistema italiano potrebbe essere soggetto a situazioni di criticità, evidenziando inoltre la possibile necessità di tagli della domanda in caso di scenari di interruzione di tutte le importazioni via Ucraina o di tutte le importazioni dall'Algeria.

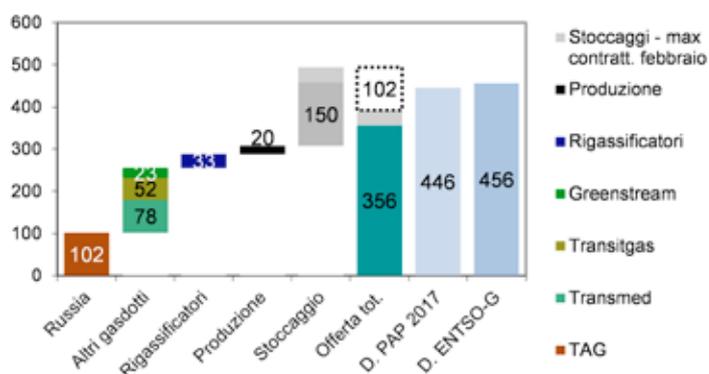


Figura 57 – Indice N-1 (Mm³/g) per l'Italia

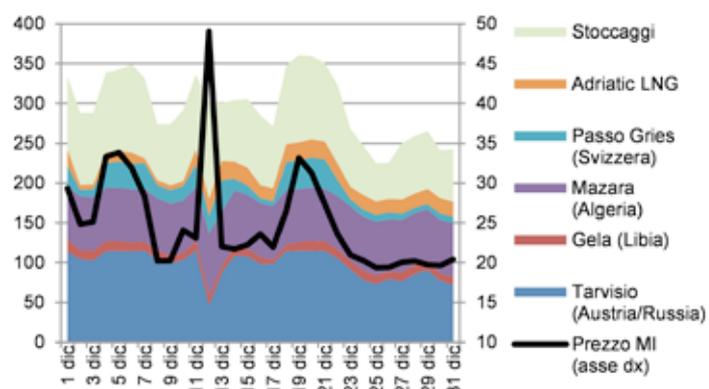


Figura 58 – Importazioni giornaliere per punto di entrata (Mm³/g, asse sx) e prezzo del gas sul mercato infragiornaliero (€/MWh, asse dx) nel mese di dicembre 2017

La flessibilità del sistema gas italiano alla luce dello stato di emergenza di dicembre 2017

Un altro segnale significativo riguardo alla flessibilità del sistema italiano del gas è venuto dagli eventi del dicembre 2017, quando il MiSE ha dichiarato per due volte lo stato di pre-allerta (early warning), il primo dei tre livelli di criticità previsti dal piano di emergenza MiSE, e per una volta, il 12 dicembre, lo stato di emergenza, (v. Staffetta 07/12), cioè terzo e più grave livello di crisi, a seguito dell'interruzione dei flussi di gas russo per un incidente alla stazione di compressione di Baumgarten in Austria (in un periodo di parziale indisponibilità del gasdotto che trasporta il gas dal Nord Europa).

L'evento non ha prodotto conseguenze di rilievo sul sistema, anche perché i flussi in questione sono poi ripresi dopo poche ore e lo stato di emergenza è stato quindi revocato già il 15 dicembre. La risposta del sistema alla breve crisi è stata comunque allo stesso tempo pronta e indicativa di una flessibilità non completa. Nel volgere di poche ore sono infatti aumentate le importazioni dai gasdotti da Algeria e Nord Europa e dal terminal Adriatic LNG, e soprattutto è stato decisivo l'aumento dei prelievi dagli stoccaggi. D'altra parte, i prezzi sul mercato italiano sono schizzati fino a 80 €/MWh (quasi 50 €/MWh la media giornaliera), laddove il prezzo sul mercato austriaco VTP è salito a 33 €/MWh. E ripercussioni importanti si sono anche avute sulla borsa elettrica. Inoltre, è significativo che anche negli altri due casi di "semplice" stato di pre-allarme dichiarato nel mese i prezzi sono rapidamente saliti sopra i 30 €/MWh di media giornaliera (Figura 58). E questo nonostante che la punta di domanda del mese si sia fermata a 377 milioni di m³, con la termoelettrica in media ampiamente al di sotto dei 100 milioni di m³ grazie al ritorno alla normalità delle esportazioni francesi.

Spread PSV-TTF ai massimi dal 2010

Dopo un calo nella prima metà del 2017, la liquidità sugli hub del gas europei è tornata ad aumentare in modo significativo nella seconda metà dell'anno. Complessivamente su base annua i volumi scambiati sono comunque rimasti al di sotto di un anno fa (-4%). Nel 2017 i volumi scambiati ammontavano a 44.500 TWh, circa 11-12 volte di più del consumo di gas nei paesi interessati. Gli hub olandese TTF e britannico NBP continuano ad essere di gran lunga gli hub più sviluppati, con gli altri hub che negli ultimi anni non sono riusciti a ridurre le distanze in modo significativo.

Peraltro, nel 2017 l'unico mercato europeo ad essere cresciuto è il mercato italiano, il Punto di scambio virtuale di Snam Rete Gas. Nei primi nove mesi del 2017 gli scambi sul PSV sono rimasti sullo stesso livello dell'anno precedente (193 TWh nel III trimestre). Nell'ultimo trimestre la crescita degli scambi è però ripresa, e a dicembre ha fatto registrare il record storico di volumi, arrivando vicino alla soglia dei 10 miliardi di m³ mensili, oltre il record precedente di gennaio 2017. A stimolare gli scambi ha contribuito l'andamento dei prezzi, in tensione per le ragioni descritte poc'anzi.

A fine anno la posizione relativa italiana nell'ambito degli hub europei presenta dunque un leggero miglioramento, vista la riduzione della media degli scambi sugli altri hub europei. Gli scambi sull'hub italiano restano comunque pari alla metà di quelli registrati al NCG tedesco (Figura 59) e inferiori di un ordine di grandezza rispetto agli scambi effettuati al TTF e al NBP.

Più in generale, nonostante i progressi degli ultimi anni il mercato italiano del gas continua ad essere non pienamente integrato con i mercati nord europei e poco sviluppato, per numero di partecipanti attivi, per tipologia e numerosità di prodotti scambiati, per volumi scambiati, per *churn rates*. Si tratta delle ragioni strutturali che stanno dietro all'annoso problema dell'elevato differenziale tra il prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano in Italia e il prezzo che si forma nei mercati dell'Europa continentale, una delle criticità più rilevanti del sistema energetico italiano che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare e che la SEN 2017 mette di nuovo in cima alla lista delle priorità.

Nel 2017 lo spread tra prezzo al PSV e prezzo al TTF olandese è rimasto costantemente al di sopra dei 2 €/MWh (Figura 60), con picchi elevatissimi nel IV trimestre, quando la media trimestrale ha sfiorato i 4 €/MWh. Si tratta ovviamente di valori molto lontani dal solo costo variabile di trasporto, che nella SEN 2017 è valutato pari a circa 0,5 €/MWh (SEN 2017, pag. 94). La questione è di complessa soluzione perché come detto ha ragioni in buona parte di tipo strutturale. E anche la linea di azione individuata nella SEN 2017 per affrontare questa criticità, il cosiddetto "corridoio della liquidità", ha in effetti suscitato dubbi sulla sua efficacia ed efficienza, anche da fonti istituzionali (Antitrust).

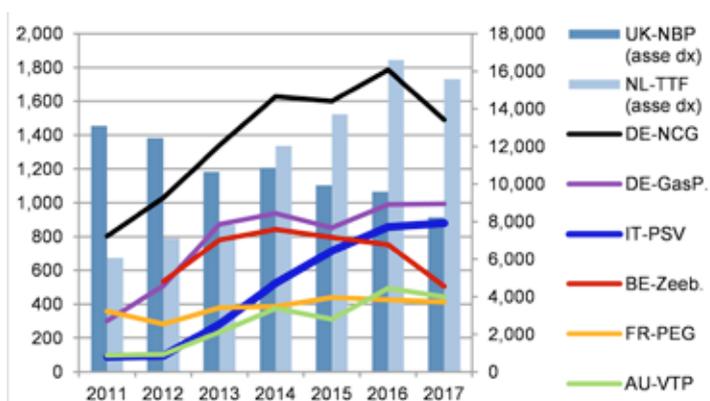


Figura 59 – Liquidità dei principali mercati europei – volumi scambiati – Media mobile 4 trimestri (TWh)

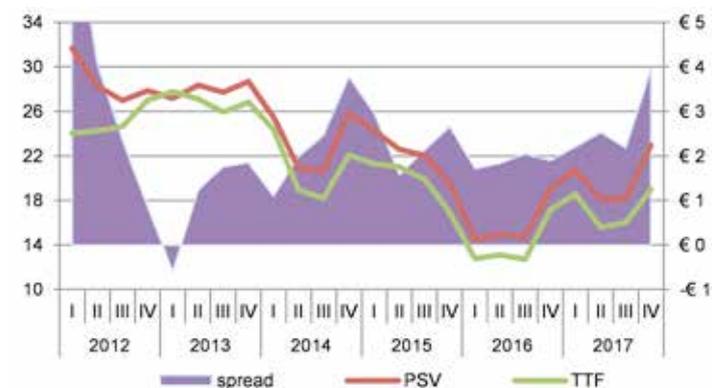


Figura 60 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

4.3 Sistema elettrico

Complessivamente nel 2017 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 320 TWh, in aumento del 2% rispetto al 2016, principalmente per la spinta della variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel corso dell'estate. Sembra comunque essersi arrestata la tendenza di lungo periodo alla diminuzione dei consumi elettricità. Il trend è divenuto sostanzialmente stazionario, con alcuni segnali di modesta ripresa. La produzione termoelettrica ha raggiunto i massimi degli ultimi cinque anni, aiutata dalla produzione idroelettrica ai minimi decennali e da importazioni nette rimaste per il secondo anno consecutivo ben al di sotto della media decennale. Nuovo massimo storico per la penetrazione oraria sia dell'insieme delle Fonti Rinnovabili (87% il 21 maggio) sia delle sole Fonti Rinnovabili Non Programmabili (più del 70% della domanda il 17 aprile). I problemi del nucleare francese a inizio anno, quando il margine di riserva è sceso intorno al 10% della domanda nelle zone Nord e Centro-Nord, hanno fatto riemergere la possibilità di problemi di adeguatezza in casi di combinazione di eventi estremi, sebbene il sistema sia ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità. I prezzi di borsa sono risaliti dai minimi del 2016 (+26%), premiando la redditività dei cicli combinati. Resta pressoché invariato il forte scarto con i prezzi degli altri paesi europei (+58% il prezzo medio italiano rispetto a quello tedesco).

Richiesta di energia elettrica in ripresa ma spinta principalmente dalla variabile climatica

Nell'ultimo trimestre 2017 la richiesta di energia elettrica si è attestata a poco meno di 80 TWh, in aumento dell'1,4% rispetto al IV trimestre del 2016. Il IV trimestre 2017 ha avuto un giorno lavorativo in meno rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente, ma una leggera diminuzione della temperatura media, corrispondente ad un aumento di circa il 5% dei gradi giorno riscaldamento. Complessivamente nel 2017 la richiesta è stata pari a 320,4 TWh (dati provvisori Terna), in aumento del 2% rispetto ai 314,3 TWh del 2016. La Figura 61 mostra come nella maggior parte dell'anno la richiesta sia rimasta in effetti molto vicina ai valori dell'anno passato, con l'eccezione dei mesi di gennaio, giugno e agosto, nei quali la variabile temperatura ha sempre dato un impulso positivo ai consumi. In particolare, l'estate 2017 è stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800, dopo quella del 2003 (temperatura media pari a +2,56 °C rispetto alla media climatica del periodo 1971-2000 secondo l'Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del CNR). L'aumento della richiesta nell'insieme dei tre mesi suddetti, circa 6 TWh rispetto al 2016, corrisponde dunque all'aumento della domanda nell'arco dell'anno, mentre negli altri nove mesi la variazione complessiva è stata pressoché nulla. Altro dato significativo è che in tutti i mesi dell'anno la domanda mensile è sempre risultata all'interno dell'intervallo di previsione al 95%, di nuovo con l'eccezione dei tre mesi di gennaio, giugno e agosto, nei quali la domanda è risultata maggiore di quella prevista da un modello di previsione edibile.

L'analisi della serie storica decennale della richiesta (Figura 62) mostra come si sia arrestata la tendenza di lungo periodo alla diminuzione, con un trend sostanzialmente stazionario, pur in presenza di segnali di modesta ripresa (da dicembre 2016 a dicembre 2017 il trend risulta in aumento dello 0,28%, in leggerissima accelerazione rispetto a settembre).

La curva mensile della punta di domanda in potenza (Figura 63) rispecchia i dati sulla richiesta. Dopo molti trimestri costantemente sui minimi decennali la punta di domanda è tornata su valori superiori alla media decennale sia a gennaio sia nei tre mesi estivi. La punta registrata ad agosto, pari a 55,5 GW (massimo decennale per quel mese) è rimasta comunque significativamente al di sotto del massimo di 60 GW raggiunto a luglio 2015. La punta di domanda di dicembre (54 GW) è invece rimasta leggermente al di sotto dei valori di luglio e agosto.

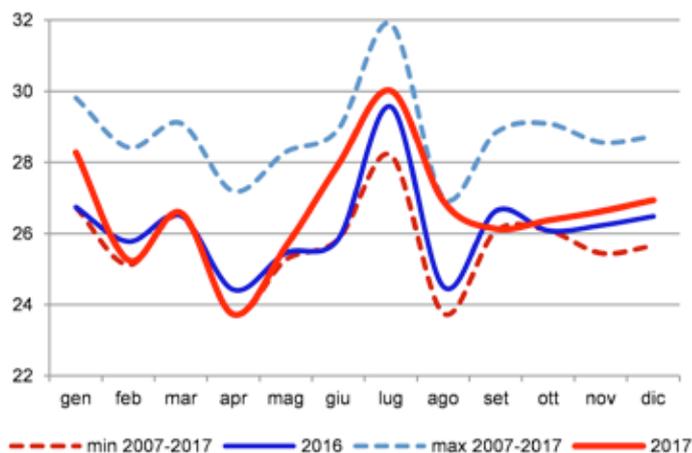


Figura 61 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

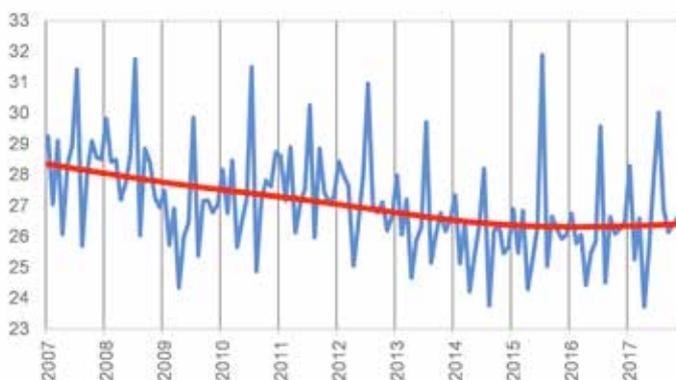


Figura 62 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici "depurati" e trend di lungo periodo (GWh)

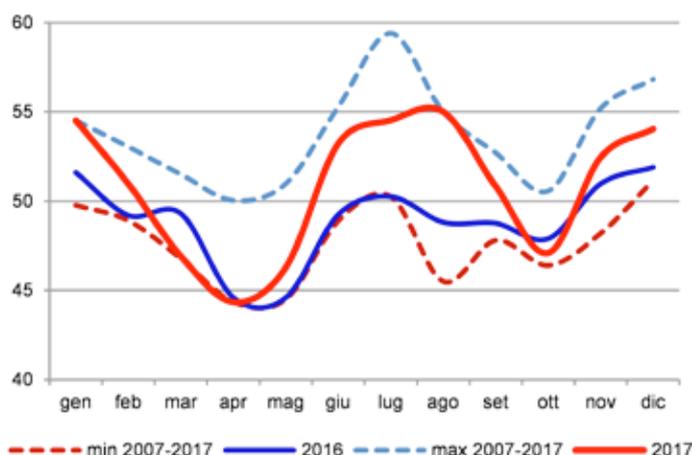


Figura 63 – Punta di domanda in potenza (GW)

Produzione termoelettrica ai massimi degli ultimi cinque anni, idroelettrica ai minimi decennali, nuovo massimo storico per le FRNP

A fronte di una domanda aumentata nel IV trimestre di poco più di 1 TWh rispetto al IV trimestre 2016, dal lato dell'offerta si è registrato in primo luogo un significativo aumento del saldo estero (+4,1 TWh). Il confronto con il IV trimestre del 2016 risente infatti della fermata cautelativa di 18 centrali nucleari disposta a fine settembre 2016 dall'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) francese, i cui effetti sulle esportazioni francesi sono stati massimi tra fine 2016 e inizio 2017 (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). In parallelo, dopo quattro trimestri di forti aumenti si è registrata invece una riduzione della produzione termoelettrica (-2 TWh rispetto

al IV 2016), comunque ancora sostenuta dall'ennesima forte riduzione della produzione idroelettrica (-2,2 TWh, -25%). Per il quarto trimestre consecutivo è invece aumentata la generazione elettrica da fotovoltaico (+0,7 TWh), mentre il secondo trimestre consecutivo di ripresa della produzione eolica ha compensato i cali dell'eolico nei primi due trimestri.

Nonostante il calo dell'ultimo trimestre nel complesso la produzione termoelettrica è cresciuta nell'anno del 4,6% (+8,7 TWh), dopo il +4,3% del 2016 e il +9,4% del 2015, aumenti tutti ascrivibili alla generazione a gas naturale (vedi cap. 2.2). In media nel corso dell'anno la quota della produzione termica sul totale è stata del 62,2% (con un massimo del 75% a gennaio, in corrispondenza dell'apice della crisi del nucleare francese), in salita dal 60,6% del 2016 e in forte ripresa rispetto al minimo storico del 54% raggiunto nel 2014, ma comunque lontana dalle percentuali superiori al 70% di un decennio fa. È invece scesa a 103 TWh la produzione da fonti rinnovabili (dai 107 TWh del 2016, -3,4%), penalizzata dal terzo anno consecutivo di riduzione della produzione idroelettrica, scesa a 37,5 TWh, minimo decennale e circa 11 TWh in meno rispetto alla media decennale. È dunque scesa anche la quota di fonti rinnovabili sulla richiesta, che ha perso due punti percentuali (dal 34,1% del 2016 al 32,3% del 2017). Anche la massima produzione da fonti rinnovabili su base mensile è rimasta lontana sia dal valore massimo raggiunto nel 2016 sia dai storici: nel 2017 il valore più elevato è stato raggiunto a maggio, con una quota pari al 39% della richiesta, la più bassa degli ultimi cinque anni (Figura 64). Ha invece raggiunto un nuovo massimo storico la produzione da Fonti Rinnovabili Non programmabili (FRNP), cioè eolico e fotovoltaico, che ha superato i 42 TWh (+7,7% rispetto ai 39 TWh del 2016). Ha infine raggiunto un nuovo massimo anche la quota di FRNP sulla richiesta, 13,2%, sebbene la massima quota su base mensile (16,3% ad aprile) sia rimasta marginalmente al di sotto del massimo 2016.

Nel 2017 è riemerso il rischio di problemi di adeguatezza, limitato comunque a casi estremi

Nel IV trimestre 2017 non si sono verificate quelle "condizioni severe" che secondo le valutazioni di ENTSO-E

avrebbero potuto determinare il rischio di problemi di adeguatezza, per l'insufficiente disponibilità di import nella zona Nord e per la possibilità di eccesso di produzione nella zona Sud (a causa dell'elevato livello di produzione intermittente in periodi di bassa domanda). Secondo la stima ENEA, nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" del sistema Italia nel IV trimestre è infatti rimasto al di sopra del 30% della domanda. Le ore di margine più contenute sono state quelle comprese tra le 17 e le 20 dei giorni feriali, quando il margine di riserva è stato costantemente inferiore al 20% in entrambe le zone Nord e Centro-Nord, con valori minimi anche di poco superiori al 10%.

Complessivamente, il 2017 è stato l'anno in cui è riemersa la possibilità che in casi estremi si verificano problemi di adeguatezza del sistema elettrico. All'inizio dell'anno la riduzione delle importazioni di elettricità dalla Francia aveva infatti determinato una fase di relativa criticità (vedi Analisi trimestrale n. 2/2017). Nei successivi trimestri il ritorno dell'import sui livelli normali ha riportato il sistema in una situazione che in condizioni "normali" si può considerare di relativo eccesso di capacità. Secondo la stima ENEA, nell'1% delle ore più critiche il margine di riserva "effettivo" del sistema Italia nel corso dell'anno è risultato pari al 31% della domanda (Figura 65), con valori minimi di poco superiori al 20% nelle ore tardo-pomeridiane dei giorni feriali delle ultime due settimane di gennaio, quando nelle zone Nord e Centro-Nord il margine è sceso intorno al 10% della domanda. In conclusione, in presenza di un trend della domanda che resta stazionario (vedi sopra), il sistema elettrico italiano sembra ancora in una situazione di relativo eccesso di capacità, e tuttavia vulnerabile in caso di combinazione di eventi estremi. Tra questi resta di particolare rilievo il rischio di nuove riduzioni delle esportazioni francesi, un evento che sembra improbabile per il 2018 ma che sarà una prospettiva più che realistica nel medio periodo.

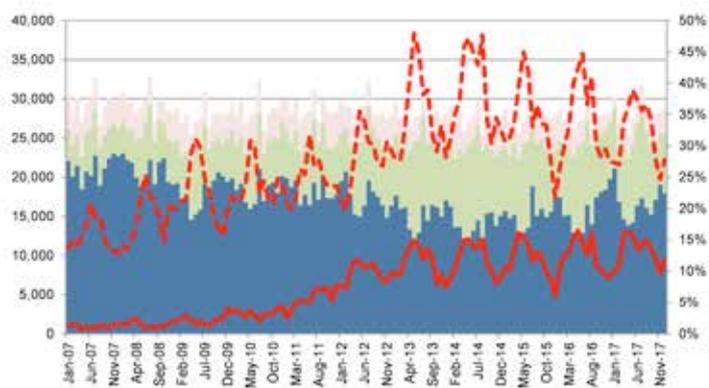


Figura 64 – Mix di generazione per tipologia su base mensile (MWh, scala sn) e quota % di fonti rinnovabili (scala dx)

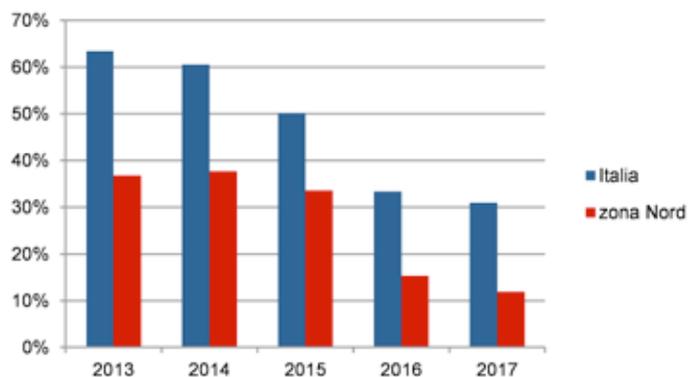


Figura 65 – Capacità di generazione elettrica in eccesso (1% delle ore più critiche)

Nuovi massimi storici per la penetrazione oraria di FRNP e di FER

L'adeguatezza del sistema elettrico non è solo legata alla quantità totale di capacità installata nel sistema, ma dipende anche dalla capacità del parco di generazione di adeguarsi in modo flessibile alla crescente complessità del dispacciamento, legata principalmente alle quantità crescenti di fonti rinnovabili intermittenti. Nel 2017 è stato raggiunto un nuovo massimo storico nella penetrazione oraria delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), che secondo la stima ENEA il 17 aprile hanno coperto più del 70% della domanda. In quel giorno la produzione oraria da eolico e fotovoltaico nella sola zona Sud ha raggiunto un massimo di 3,7 GW, a fronte di una domanda pari a meno della metà. Un dato ancor più significativo è rappresentato dalla soglia che individua la quota di generazione intermittente corrispondente alle 9 ore di massima penetrazione di FRNP: a livello di sistema Italia nello 0,1% delle ore dell'anno tale quota è stata almeno pari al 63%, superando per la prima volta il 60% (Figura 66). Lo stesso indicatore riferito all'insieme delle fonti rinnovabili è invece di poco inferiore all'80%, e leggermente al di sotto del massimo raggiunto nel 2014, sebbene nel 2017 si sia invece raggiunto il nuovo massimo storico di penetrazione di FER nella singola ora (l'87% raggiunto alle 15 di venerdì 21 maggio).

Un indicatore utile per l'individuazione di possibili difficoltà nella gestione del sistema elettrico è rappresentato dalla variazione oraria (o rampe orarie) della generazione intermittente, calcolata in percentuale della domanda nella stessa ora. Secondo ENTSO-E, "power systems with values of RES ramps exceeding 10% of the load are in potential risk because they might be affected by insufficient flexible capacities", sebbene la significatività della soglia del 10% necessita di "further detailed assessment and historical back testing" (Scenario outlook and adequacy forecast 2015). Ebbene, a livello di Sistema Italia nel 2017 questa soglia del 10% è stata superata nell'11,4% delle ore dell'anno, nuovo massimo, superiore all'11,2% del 2016 (Figura 67). Nel caso della zona Sud, quella con la più alta penetrazione di FRNP, questi valori sono poi ovviamente molto maggiori, arrivando a rappresentare quasi un terzo delle ore dell'anno. A questo si aggiunge che negli anni recenti vi è stato un progressivo aumento della dispersione della variazione oraria della produzione intermittente, determinato, più che dai cambiamenti nei valori medi, da un aumento dei valori estremi. Nel corso del 2017, nelle nove ore dell'anno più "critiche" si è arrivati a variazioni orarie (positive o negative) della produzione intermittente pari al 15% del carico di quell'ora, calcolato sull'intero sistema Italia (Figura 68).

Si accentua ulteriormente il profilo della domanda residua

Questi livelli di penetrazione delle FRNP determinano la necessità crescente di generazione flessibile, cioè di impianti di generazione programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio. La Figura 69 mostra come nel 2017

L'adeguatezza del sistema elettrico non è solo legata alla quantità totale di capacità

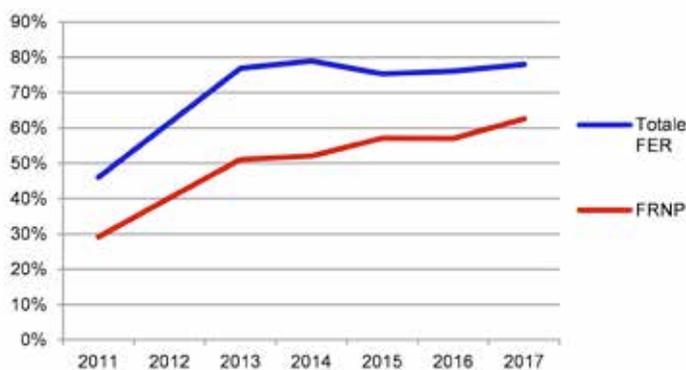


Figura 66 – Massima penetrazione dell'insieme delle fonti energetiche rinnovabili e delle FRNP (in % della domanda)

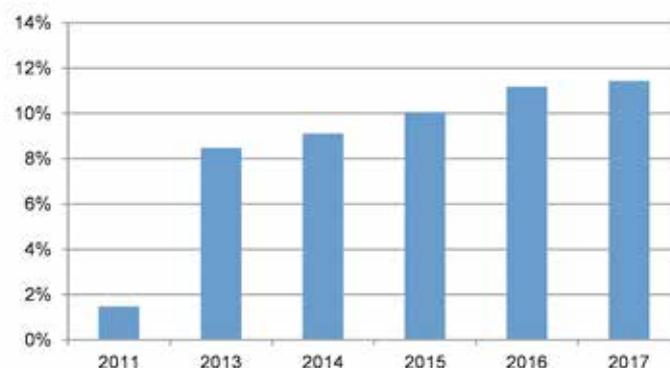


Figura 67 – Percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – Sistema Italia

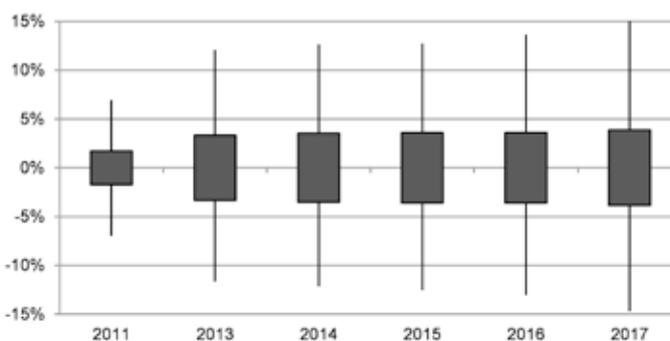


Figura 68 – Variazione oraria della produzione intermittente – Sistema Italia (%) – minimi, massimi e deviazione standard

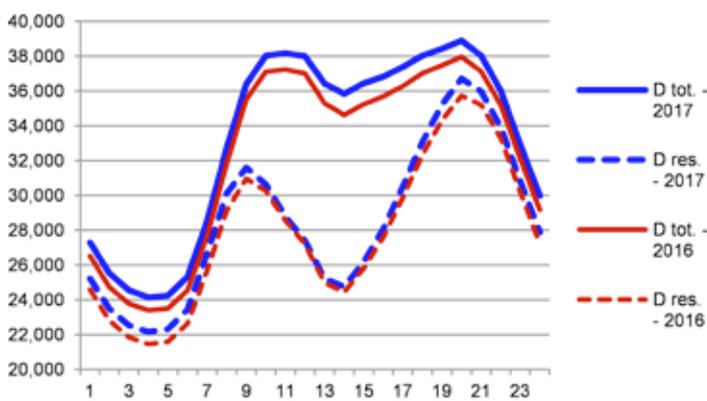


Figura 69 – Profilo orario della domanda totale e della domanda residua – Sistema Italia (MW)

si sia ulteriormente estremizzato il profilo della domanda residua (cioè la domanda al netto della produzione intermittente). Nelle ore centrali della giornata i valori minimi della domanda residua risultano simili a quelli dell'anno precedente (circa 24,5 GW). Il valore massimo mattutino della domanda residua è stato però leggermente maggiore nel 2017 (+500 MW), per cui l'abbassamento della domanda residua nelle ore centrali della giornata è risultato più accentuato.

La rampa mattutina è dunque risultata più ripida e pari a quasi 7 GW (per confronto nel 2011 era pari all'incirca a 4 GW). Allo stesso modo, anche la risalita pomeridiana della domanda residua è risultata più ripida. La rampa serale si è avvicinata ai 12 GW (+600 MW rispetto al 2016) un valore quasi doppio rispetto al 2011. Queste rampe di carico residue orarie rappresentano dunque quello che è richiesto alle unità di generazione dispatchabili. Le variazioni orarie della domanda residua sono particolarmente accentuate nelle zone di mercato dove è maggiore la penetrazione di FRNP. In particolare, nella zona Sud la variazione oraria della domanda residua raggiunge valori estremi pari al 40% della domanda nel caso delle rampe serali (quando la variazione della domanda residua è positiva) e al 30% della domanda nel caso delle rampe mattutine, quando la variazione della domanda residua è negativa. Per confronto, nel 2011 tali valori erano pari a poco più della metà.

Nella zona Sud domanda residua negativa in quasi il 20% delle ore dell'anno

È interessante analizzare la domanda e la sua copertura nel giorno di massima penetrazione di fonti intermittenti, il già citato 17 aprile, guardando in particolare alla zona Sud, dove la penetrazione oraria di fonti intermittenti ha superato il 200% del carico. La Figura 71 mostra l'estrema ripidità della caduta della domanda residua nelle ore mattutine, con variazioni orarie fino a 700 MW (su una domanda di circa 1700 MW). Ancor più impressionante è la ripidità della rampa serale. Tra le ore 17 e le ore 18 la produzione da FRNP è infatti scesa da 2300 MW a 1 MW, passando dal 120 al 50% della domanda, con la domanda residua che in una sola ora è salita di 1300 MW. In prospettiva, è chiaro che la possibilità che tali repentine variazioni continuino ad essere gestibili senza conseguenze sulle zone limitrofe potrebbe non essere scontata.

Anche l'indicatore relativo al numero di ore nelle quali la domanda residua è risultata negativa, nelle quali cioè la produzione da fonti intermittenti supera la domanda (in tal modo aumentando il rischio di taglio della produzione stessa), ha avuto un sia pur marginale rialzo: nel 2017 nella zona Sud la domanda residua è risultata negativa nel 19% delle ore. Le ore a maggior criticità sono quelle comprese tra le 11 e le 14, dei giorni festivi in particolare.

In riduzione il costo dei servizi di dispacciamento

Il progressivo avvicinamento del sistema elettrico a situazioni di

potenziale criticità, legate sia alla riduzione dell'eccesso di capacità sia alle difficoltà di gestione in sicurezza del sistema, può essere associato all'evoluzione dei costi sostenuti da Terna sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), costi che si riversano poi direttamente sugli oneri che concorrono a formare il prezzo dell'elettricità per i consumatori (sotto forma del corrispettivo "uplift"). Nel primo trimestre dell'anno la crisi del nucleare francese ha comportato un repentino forte aumento di tali costi. L'uplift è di nuovo balzato a oltre 16 €/MWh ad aprile, ma a partire da giugno l'uplift è poi tornato sui livelli di lungo periodo, e in media d'anno il costo è risultato in diminuzione. Nel confronto con il 2016 pesano però i valori raggiunti dall'uplift tra aprile e giugno di quell'anno, valori che avevano indotto l'Antitrust ad aprire un'istruttoria nei confronti di Enel. L'istruttoria si è poi chiusa con l'accettazione di impegni che dovrebbero consentire a

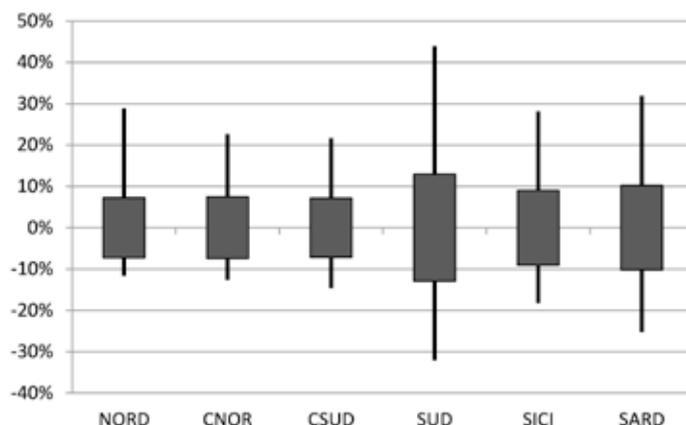


Figura 70 – Variazione oraria della domanda residua nelle sei zone di mercato italiane (in % sul carico) nel 2017

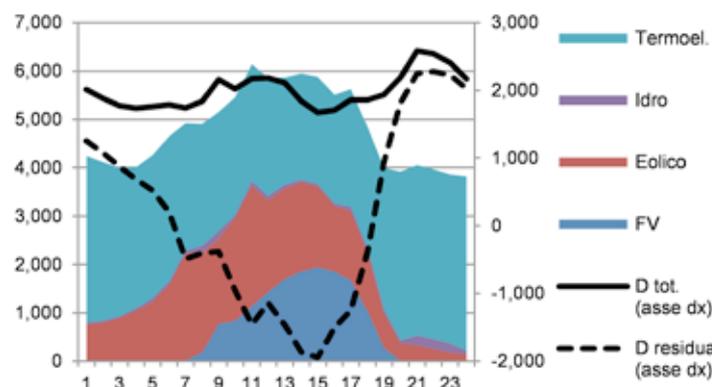


Figura 71 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti – zona Sud (MW)

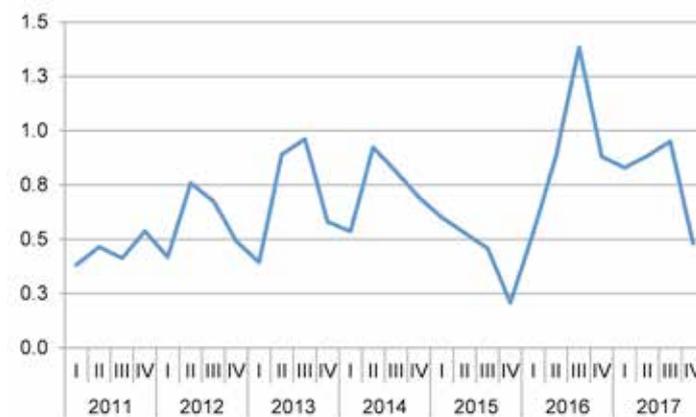


Figura 72 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€/kWh)

Terna di ridurre il costo dei servizi di dispacciamento, e questo ha probabilmente contribuito al dato del 2017. La serie storica pluriennale dell'uplift sembra comunque indicare una tendenza alla crescita dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento, in conseguenza di una problematicità crescente nella gestione in sicurezza del sistema elettrico.

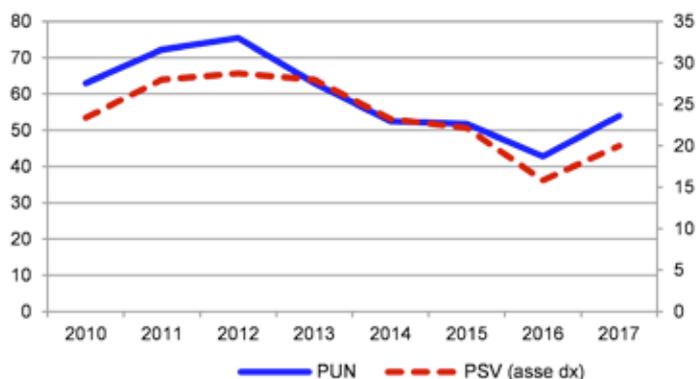


Figura 73 – Prezzo unico nazionale medio annuo e prezzo medio annuo del gas al PSV (€/MWh)

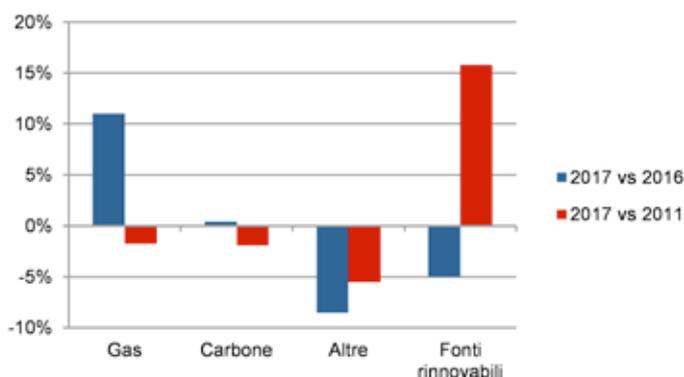


Figura 74 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2017 rispetto a 2016 e 2011

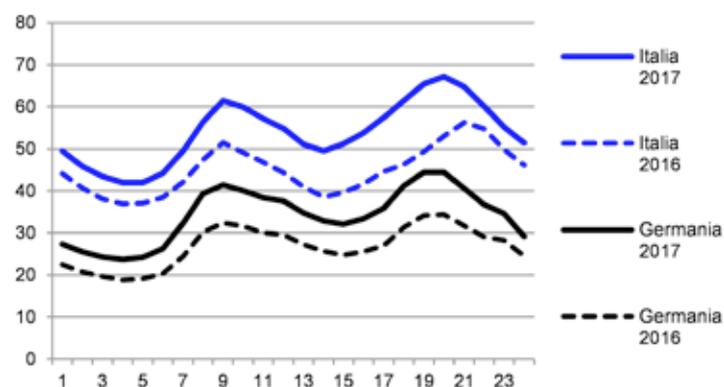


Figura 75 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel 2016 e nel 2017 (€/MWh)

13 dicembre, in concomitanza con lo stato di emergenza sul sistema gas dichiarato a seguito dell'incidente all'impianto di compressione di Baumgarten, che ha portato il prezzo del gas sia sul mercato del giorno prima sia sul mercato infragiornaliero a quasi 50 €/MWh. Si tratta di una significativa conferma della interdipendenza crescente fra i mercati dell'elettricità e del gas.

La ripresa del ruolo della generazione termoelettrica ha avuto conseguenze ambivalenti sul sistema elettrico. Per un verso, come negli ultimi due anni, ha contribuito ad allentare alcune tensioni legate alla forte accelerazione della penetrazione delle fonti intermittenti e permettere un miglioramento della redditività degli impianti a gas (vedi oltre). Per un altro verso ha certamente anche contribuito all'aumento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità (il cui impatto sui prezzi al dettaglio è stato peraltro compensato da altri effetti, vedi cap. 5), che come detto sono aumentati più di quanto sia aumentato il prezzo del gas. Dalla Figura 73 emerge infatti anche come, a partire dal 2012, con la massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti, e fino al 2015, il PUN sia diminuito più di quanto sia diminuito il prezzo del gas. Negli ultimi due anni, con la

Prezzi sulla borsa elettrica in forte aumento. Le vendite degli impianti a gas tornano vicino al 50%

Nel 2017 il prezzo medio di acquisto dell'elettricità sulla borsa elettrica (prezzo unico nazionale, PUN) è salito a 53,95 €/MWh, in aumento del 26% sul 2016, quando si era attestato a 42,8 €/MWh, che era stato un minimo storico. Il prezzo medio è così tornato sui livelli degli anni 2014-2015, mentre resta ancora ben inferiore rispetto al prezzo massimo degli anni successivi alla crisi economica (i 75 €/MWh del 2012). L'aumento è legato a un insieme di ragioni. In primo luogo, l'aumento dei prezzi del gas, che resta la fonte primaria della tecnologia marginale nella gran parte delle ore. Il prezzo al PSV è aumentato del 26%, passando da 15,8 a 20 €/MWh. È però interessante che mentre il PUN è tornato sui livelli degli anni 2014-2015, il prezzo del gas è risultato invece inferiore del 10-15% rispetto ai livelli di quegli anni (Figura 73). Altri fattori chiave sono stati il forte calo della produzione idroelettrica, precipitata ai minimi decennali, e le tensioni sul mercato francese, che insieme a una domanda in leggera ripresa hanno determinato uno più spazio maggiore alla produzione termoelettrica. La Figura 74 mostra come sono cambiate le vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima nel corso del 2017 rispetto al 2016. Le vendite degli impianti a gas sono aumentate dell'11%, incrementando la loro quota sul totale dal 45% al 48%, dunque quasi la metà delle vendite, un valore non lontano dal dato del 2011, ultimo anno prima dell'inizio della forte crescita delle rinnovabili intermittenti. Rispetto al 2014, quando la quota del gas si era ridotta al 32%, si tratta di un aumento di ben sedici punti percentuali. All'opposto, le vendite degli impianti a fonti rinnovabili hanno invece perso circa il 5% delle vendite, con una riduzione della loro quota di tre punti percentuali rispetto al 2016, di quasi dieci punti percentuali rispetto al 2014, ma comunque in aumento del 15% rispetto al 2011.

Il sostegno ai prezzi è venuto in particolare all'inizio dell'anno, in concomitanza con la forte riduzione delle esportazioni francesi, poi ad agosto, con il picco di domanda e le nuove fermate di alcuni impianti nucleari francesi, infine nell'ultimo trimestre dell'anno, in particolar modo a novembre e dicembre, per la risalita stagionale dei prezzi del gas e quando sulla borsa elettrica si sono scaricate le tensioni esistenti sul mercato del gas. Il prezzo orario massimo sulla borsa elettrica (170 €/MWh) è stato infatti raggiunto il

ripresa del ruolo del gas nel mercato elettrico, è invece accaduto il contrario. Dalla Figura 75 emerge poi come la nuova accentuazione della peculiarità italiana di un sistema elettrico fortemente dipendente dal gas naturale comporti il consolidamento del divario di prezzo medio tra il mercato italiano e gli altri principali mercati europei. Nel 2017 il prezzo italiano è risultato maggiore del 58% rispetto al prezzo medio tedesco. È significativo come questo differenziale fosse sceso al 39% nel I trimestre del 2017, quando il mercato tedesco aveva anch'esso sofferto del calo delle esportazioni francesi, divenendo dunque temporaneamente più dipendente dal gas naturale.

Il differenziale tra i prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Italia e negli altri paesi dell'Europa continentale resta dunque un problema centrale, che già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva promesso di affrontare, e anche la SEN 2017 ripropone come uno dei suoi obiettivi primari, sebbene identificando delle linee di azione non molto diverse da quelle incluse nella SEN 2013.

Migliora la correlazione tra prezzi e domanda

Come già avvenuto nei due trimestri a cavallo tra 2016 e 2017, il IV trimestre 2017 ha confermato come i periodi di crescita del ruolo della termoelettrica sul mercato del Giorno Prima determinino variazioni del profilo dei prezzi nella direzione del "vecchio" assetto del mercato, che era meglio in grado di fornire segnali di prezzo appropriati. Nell'ultimo anno la traslazione verso l'alto dell'intera curva dei prezzi (Figura 76) si è combinata con l'accentuazione dei picchi di prezzo, dunque con una variazione nel rapporto tra i prezzi nelle diverse fasce orarie. La maggiore capacità del termoelettrico di condizionare la curva dei prezzi ha portato ad aumenti rimarchevoli sia del rapporto F1/F2 sia del rapporto F1/F3. Il primo è salito ben oltre l'unità, fino al rimarchevole valore di 1,14, un dato prossimo al dato del mercato tedesco (ma calcolato sull'intero anno). Il secondo è invece salito a 1,43, un valore non troppo inferiore sia al dato 2010 sia al dato tedesco (entrambi sempre calcolati sull'intero anno). In media d'anno i due rapporti in questione restano comunque ben al di sotto di quelli che caratterizzavano il mercato negli anni precedenti alla forte penetrazione delle fonti intermittenti, come sono anche lontani dai valori che si registrano sul mercato tedesco. Il rapporto F1/F3 medio è stato pari a 1,31 (da 1,26 del 2016, era pari 1,48 nel 2010), il rapporto F1/F2 è stato pari a 1,06 (da 1,02, era pari a 1,11 nel 2010).

Redditività impianti a gas sui massimi degli ultimi anni

Negli ultimi tre anni l'aumento delle vendite degli impianti a gas ha permesso a questi ultimi un forte incremento dei margini. In media d'anno lo *spark spread* per l'intero sistema Italia è stimabile in circa 14 €/MWh, circa 3 €/MWh in più rispetto al 2016 e quasi il triplo rispetto al minimo del 2014, quando in alcuni momenti si era arrivati a spread pressoché nullo. Lo spread è in aumento anche nella zona Sud, dove maggiore è la penetrazione del-

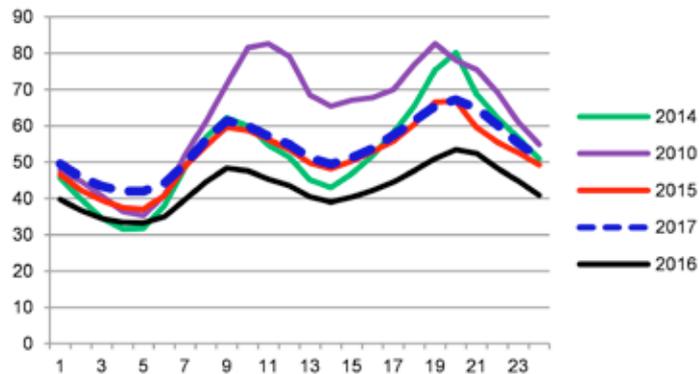


Figura 76 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia – vari anni

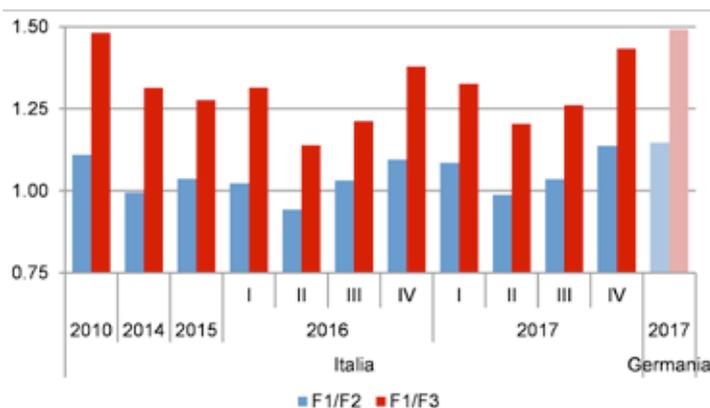


Figura 77 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

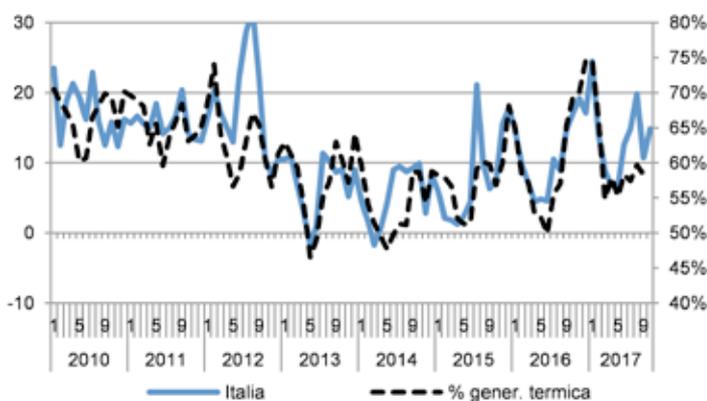


Figura 78 – Spark spread 2010-2017 nel sistema Italia (€/MWh, asse sn) e quota di produzione termoelettrica (%), asse dx)

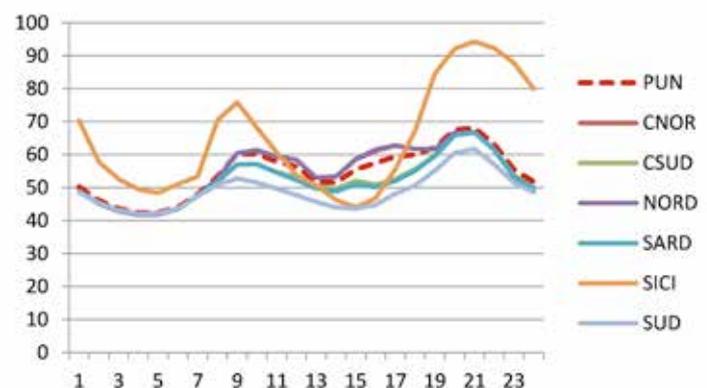


Figura 79 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica nel 2017 (€/MWh)

le fonti intermittenti a prezzo marginale quasi nullo. In questo caso si stima uno spread pari a circa 10 €/MWh (+1 €/MWh rispetto a un anno prima, ma circa 9 €/MWh in più rispetto al 2014).

Nel corso dell'anno la redditività degli impianti a gas naturale è risultata particolarmente elevata a gennaio, in concomitanza con il crollo delle esportazioni francesi, quando le vendite degli impianti a gas su MGP avevano raggiunto il 53%, e di nuovo a novembre, quando le vendite degli impianti a gas hanno raggiunto il 57% del totale. In entrambi i mesi lo spark spread ha raggiunto valori ben superiori ai 20 €/MWh, a gennaio ancor più elevati in particolare nella zona Nord, dove si era aperto un divario di prezzo con le altre zone.

In Sicilia prezzi di nuovo disallineati

Un dato di rilievo del 2017 è che il prezzo zonale della zona Sicilia è tornato ad essere ampiamente superiore a quello delle altre zone (61 €/MWh il prezzo medio, +7 €/MWh rispetto al PUN), con picchi in particolare nelle ore serali, quando il ruolo della generazione termoelettrica è dominante. È una caratteristica del mercato italiano che era andata scomparendo con il rafforzamento dell'interconnessione tra Sicilia e continente. La causa dei maggiori prezzi è riconducibile in primo luogo alla minore competizione presente in questa zona di mercato, insieme all'ancora non completo funzionamento dell'interconnessione tra Sicilia e continente. In questa zona di mercato la percentuale di ore in cui i cicli combinati a gas risultano marginali è decisamente più elevata che nelle altre zone.

5 Prezzi dell'energia per il sistema industriale

Nel 2017 i prezzi medi annui dell'energia elettrica sono rimasti sui valori dell'anno precedente, con variazioni stimate tra lo 0% e il -2% a seconda della fascia di consumo. I prezzi italiani si sono mossi in controtendenza rispetto ai prezzi registrati negli altri principali paesi UE, grazie al ruolo moderatore degli oneri di sistema, la cui riduzione ha compensato la spinta proveniente dalle quotazioni al rialzo registrate in tutte le borse europee.

Il prezzo medio del gasolio, incluse imposte e tasse, è tornato ad aumentare (+7,9%) in linea con quanto avvenuto in tutti gli altri Paesi UE, invertendo il trend in discesa degli ultimi anni. Il prezzo industriale (al netto delle tasse) italiano è però tornato ad essere maggiore della media UE, dopo tre anni di costanti diminuzioni che nel 2016 lo avevano portato al di sotto della media UE.

Secondo stime preliminari nel 2017 i prezzi del gas per le imprese italiane hanno presentato una leggera diminuzione, a fronte di prezzi, invece, invariati nella media UE. La ragione di questa positiva evoluzione italiana sta nel fatto che gli aumenti del prezzo all'ingrosso della materia prima sono stati controbilanciati dalle riduzioni, fino all'eliminazione, di due componenti della bolletta gas introdotte negli ultimi anni dall'ARERA. È pertanto migliorata la posizione relativa del nostro paese, che per le fasce di consumo medio-alte è ora piuttosto buona. A livello nazionale si è invece confermato un elevato divario di prezzo tra piccole e grandi utenze.

5.1 Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi medi annui in leggera diminuzione, in controtendenza rispetto agli altri principali paesi UE

Nel 2017 i prezzi medi annui dell'energia elettrica per le diverse fasce di consumo sono rimasti sui valori dell'anno precedente. Secondo le stime ENEA dovrebbero infatti essersi verificate variazioni comprese tra lo 0% e il -2%, a seconda della fascia di consumo (in mancanza dei dati Eurostat per il secondo semestre dell'anno).

Per quanto attiene alle imprese nella fascia di consumi annui compresi tra 20 e 500 MWh si stima un prezzo medio (al netto di IVA e altre imposte recuperabili) sceso nel 2017 appena al di sotto dei 18 centesimi di €/kWh, sui livelli del 2011, con variazioni rispetto al 2016 comprese tra lo 0% e il -1% (Figura 80). Riguardo alle utenze nella fascia di consumi tra 20 e 2.000 MWh, il prezzo medio annuo è pari a circa 16,5 centesimi di €/kWh (Figura 81), anch'esso su livelli marginalmente inferiori rispetto al 2016 e al di sotto del prezzo medio di sei anni prima. Per la fascia di consumo più alta (500-20.000 MWh) si stima invece un prezzo medio compreso tra i 14,5 e i 15,5 centesimi di €/kWh, con variazioni rispetto al 2016 compreso tra lo 0% e il -2% (Figura 82).

Guardando all'evoluzione nel corso dell'anno, nel I trimestre i prezzi hanno presentato una significativa diminuzione tendenziale (rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente), spinti dalla concomitante riduzione del costo della materia energia e degli oneri di sistema. Nel II trimestre il forte aumento della materia prima ha più che compensato la riduzione degli oneri di sistema, mentre nella seconda metà dell'anno le variazioni complessive delle due componenti si sono bilanciate, con la materia energia sempre in aumento e gli oneri di sistema sempre in diminuzione. Quest'ultimo dato è ciò che ha caratterizzato l'ultimo anno. Dall'inizio del 2017 si sono infatti cominciati ad avvertire gli effetti della decisa riduzione, pari a circa 1,3 miliardi di euro (a livello di sistema) del fabbisogno della componente A3 (la componente a copertura degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili). Grazie a ciò, sebbene nell'anno si sia assistito a prezzi all'ingrosso in significativo aumento, per un insieme di motivi, probabilmente prevalentemente congiunturali, per le imprese i prezzi sono risultati all'incirca invariati, se non in lieve riduzione.

Questa evoluzione ha anche determinato un altro dato significativo dell'andamento dei prezzi italiani nell'ultimo anno, cioè che essi si sono mossi in controtendenza rispetto ai prezzi registrati negli altri principali paesi UE (con l'eccezione della Spagna). Dalle Figure 75-77 emerge infatti come i prezzi siano saliti in Germania, Francia e Regno Unito, come anche nella media UE, inevitabilmente spinti da quotazioni al rialzo in tutte le borse europee. L'Italia, con la Spagna, si è invece mossa in controtendenza.

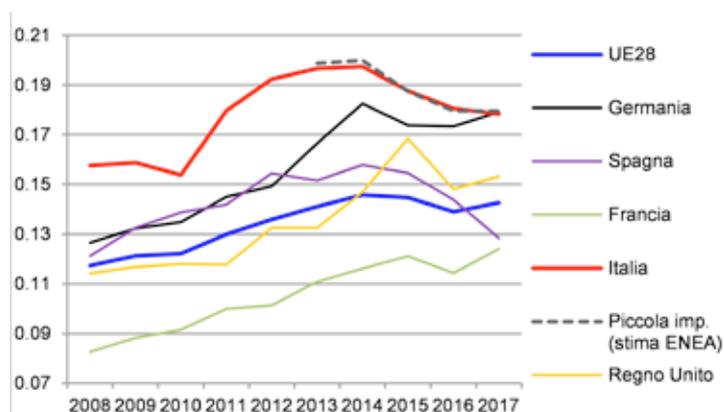


Figura 80 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto delle imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

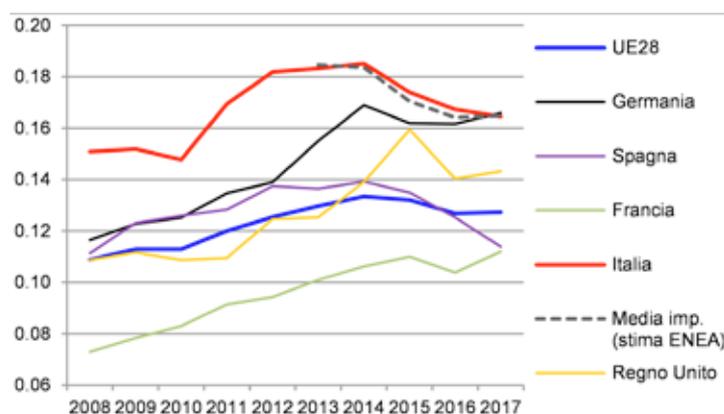


Figura 81 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

Scostamento del prezzo italiano dalla media UE sui minimi decennali

Nonostante l'andamento dell'ultimo anno lo scostamento tra i prezzi italiani e quelli degli altri principali paesi europei, come anche della media UE, rimane marcato.

I prezzi italiani pagati dalle imprese della fascia di consumi più bassa (20-500 MWh) restano superiori alla media UE di circa il 25%, quelli pagati dalle fasce di consumi medie (tra 20 e 2.000 MWh) di circa il 30%, quelle delle fasce di consumi elevate (500-20.000 MWh) di circa il 35% (Figura 83).

Il 2017 ha comunque confermato una tendenza di medio periodo alla riduzione del divario Italia-UE. Dopo il picco registrato nel 2012, quando gli scostamenti sfioravano i 6 centesimi di €/kWh (oscillando intorno al 50% in termini relativi), nel corso degli ultimi anni si sono quasi dimezzati, fino ai circa 3,5 centesimi di €/kWh registrati nel 2017 per tutte e tre le classi di consumo. Gli scostamenti percentuali dei prezzi italiani si collocano così nel 2017 sui minimi decennali.

In effetti negli ultimi cinque anni i prezzi italiani si sono ridotti in percentuali comprese tra il 7 (per la fascia bassa) e il 14% (per le fasce alte), mentre nella media UE i prezzi sono aumentati per la fascia bassa (+5%) e sono rimasti sostanzialmente invariati per le fasce medie ed elevate. Anche prendendo in considerazione un arco temporale più lungo (2008-2017) i prezzi italiani mostrano nel periodo un incremento percentuale inferiore sia alla media UE sia ancor più rispetto agli tre principali paesi, per tutte e tre le classi d'impresa. L'aumento subito dai prezzi italiani dal 2008 al 2017 è pari a circa il 4% per la grande impresa, il 9% per la media impresa, il 14% per la piccola impresa, mentre i prezzi francesi risultano in aumento di circa il 40% e quelli tedeschi di circa il 50%. Nel 2017 i prezzi italiani si sono dunque allineati a quelli tedeschi.

In leggera riduzione il peso di tasse e imposte sul prezzo, si riduce lo scostamento dalla media UE

Per quanto attiene al peso di tasse e imposte non recuperabili rispetto al prezzo dell'energia elettrica al netto dell'IVA, nel 2017 questa quota è scesa al 43,9% dal 44,2% nel 2016, molto al di sotto del valore registrato in Germania (49,9%) ma ancora significativamente al di sopra della media UE-28 (30,9%).

Tuttavia, dal 2012 si registra sia per l'Italia sia per gli altri principali paesi europei una tendenza all'aumento dell'incidenza di tasse e imposte non detraibili, anche per effetto di un progressivo calo del prezzo al netto dell'IVA dal 2012 in poi. L'Italia continua ad essere il secondo Paese tra quelli esaminati, dopo la Germania, con l'incidenza più elevata di tasse e imposte non recuperabili.

Il rapporto tra prezzi italiani e media UE rimane elevato ma è in continua discesa dal 2012, anno in cui, a seconda del tipo d'impresa, era compreso tra 1,67 e 1,76. Nel 2017 il calo rispetto all'anno precedente è di circa il 6% per tutte e tre le fasce di consumo considerate (Figura 85). Il rapporto tra il prezzo italiano e la media dall'UE oscilla ora tra 1,42 e 1,48, mentre nel 2016 l'intervallo era compreso tra 1,51 e 1,58.

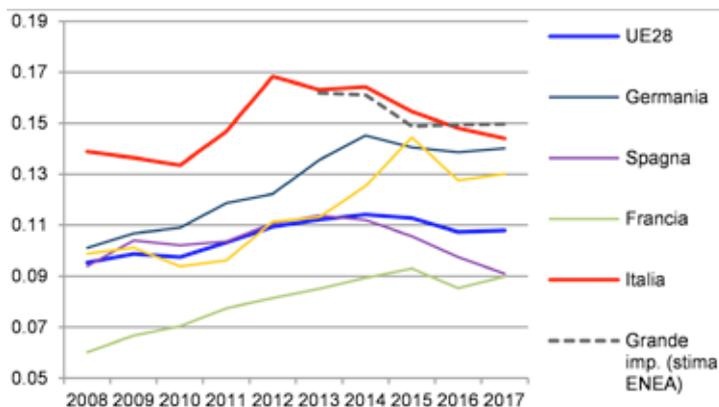


Figura 82 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

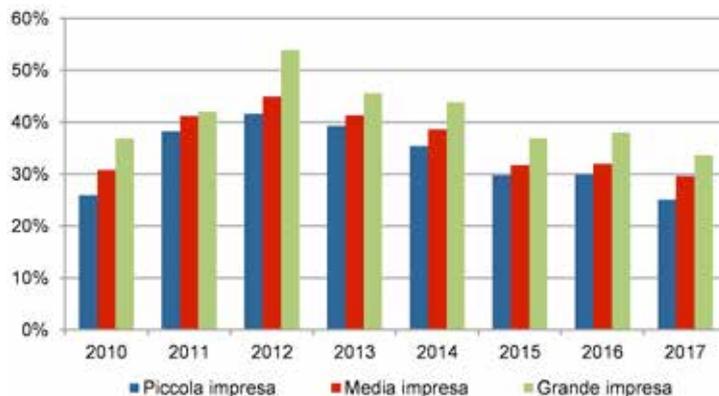


Figura 83 – Scostamento del prezzo dell'energia elettrica tra Italia e UE28 (%)

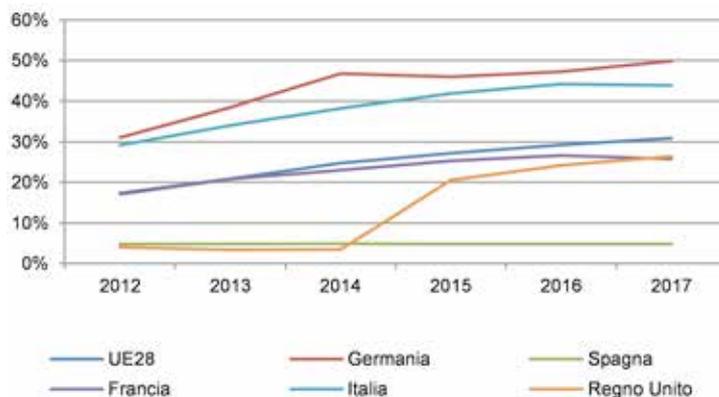


Figura 84 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte recuperabili): consumi tra 500-2.000 MWh

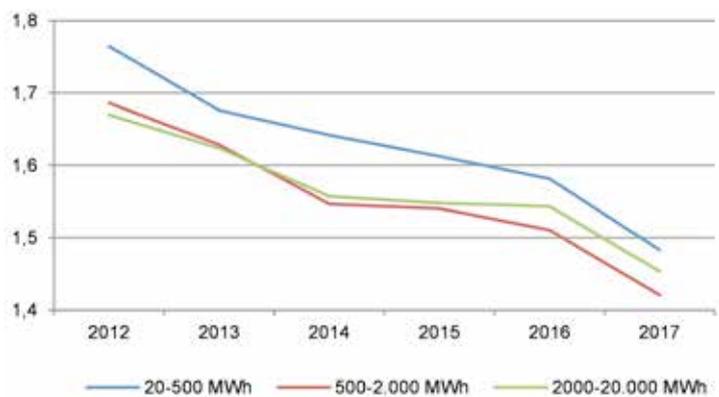


Figura 85 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE

A inizio 2018 prezzi in aumento per una combinazione di fattori

prezzi pagati dai non energivori (consumatori domestici inclusi).

Si stima che nel I trimestre del 2018 il prezzo dell'energia elettrica pagato dal piccolo consumatore non domestico *non energivoro* è arrivato a quota 19 centesimi di €/kWh (IVA esclusa), corrispondente a un aumento del 4% rispetto al prezzo del trimestre precedente (Figura 86). Rispetto a un anno fa il prezzo risulta maggiore di circa il 9% (nel I trimestre 2017 secondo le stime ENEA il prezzo era pari a 17,5 centesimi di €/kWh).

L'incremento del prezzo avvenuto nei primi tre mesi dell'anno in corso è comunque legato in primo luogo a una pluralità di fattori che hanno portato a una decisa crescita dei prezzi all'ingrosso (Comunicato ARERA 29 dicembre 2017). Tra questi vi è la ripresa della domanda di energia elettrica dell'Italia che d'altra parte riflette una ripresa delle attività industriali. Un altro fattore è rappresentato dallo stallo di alcuni impianti nucleari della Francia che ha influito di riflesso sulle quotazioni all'ingrosso anche in Italia. Altri fattori sono le limitazioni, soprattutto nel Sud Italia, dei transiti di energia elettrica, il calo della produzione di energia idroelettrica a causa della ridotta idraulicità nel 2017 che è stata compensata dalle produzioni a maggior costo delle centrali a gas, la stagionalità dei prezzi. A ciò si sono sommati gli incrementi dei costi di dispacciamento (Figura 88), degli oneri per le risorse interrompibili e dei costi per le Unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico.

A tutto questo si è come detto aggiunta la questione delle agevolazioni per gli energivori (Legge 20 novembre 2017, n. 167), che hanno ridotto gli oneri generali di sistema (ora inclusi nelle voci A_{SOS} e A_{RIM}) pagati dai consumatori energivori, incrementandoli d'altra parte per i consumatori non energivori (Figura 87).

Se si considera ad esempio la classe di agevolazione FAT1, corrispondente ad un'intensità elettrica su fatturato compresa tra 2% e 10% (Allegato A - Delibera ARERA 921/2017//EEL), il prezzo per l'energia elettrica pagato da un'impresa in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW si stima intorno ai 16,3 centesimi di €/kWh, con una diminuzione dell'11% circa rispetto al trimestre precedente. La complessa articolazione delle nuove norme fa sì che vi sia una molteplicità di sgravi diversi per diverse tipologie d'impresa, a partire dalle numerose combinazioni possibili di potenza impegnata e consumi annui di energia.

All'inizio del 2018 una novità importante è intervenuta a modificare i prezzi pagati dalle imprese italiane. Dal primo trimestre del 2018 è entrata in vigore la nuova regolamentazione sugli utenti cosiddetti *energivori*, che beneficiano di agevolazioni sulla componente relativa agli oneri di sistema. Allo stesso tempo queste agevolazioni hanno anche effetti sui



Figura 86 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl.)

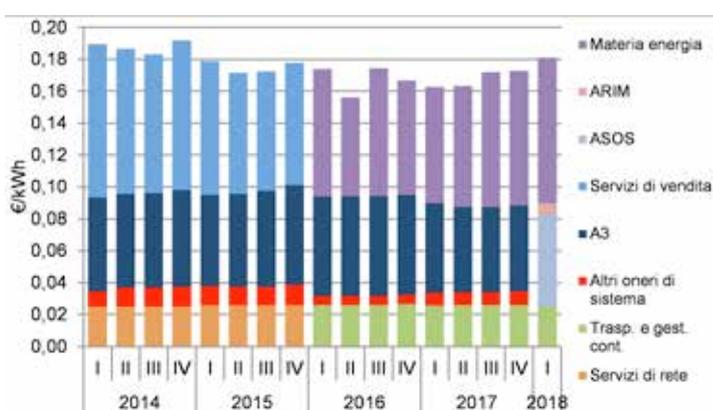


Figura 87 – Prezzo energia elettrica al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp. > 16,5 kW)

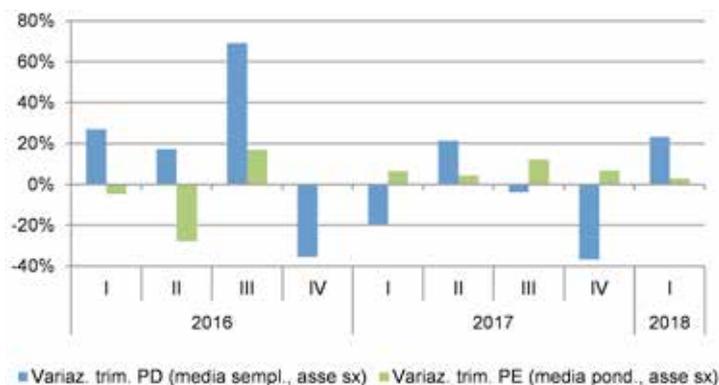


Figura 88 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche (potenza disp. > 16,5 kW)

5.2 Prezzi dei prodotti petroliferi

Prezzi del gasolio in ripresa nel 2017. In Italia torna lo stacco positivo del prezzo industriale rispetto alla media UE

Nel 2017 i prezzi medi del gasolio, incluse imposte e tasse, di tutti i Paesi europei considerati nell'analisi, hanno subito un incremento rispetto all'anno precedente, invertendo il trend in discesa degli ultimi anni (Figura 89). Per quanto attiene all'Italia la variazione media è stata del +7,9%, perfettamente allineata all'aumento medio registrato a livello UE 28, che è stato dell'8%. Fanno eccezione all'andamento dei prezzi annui a livello europeo la Francia, che nel 2017 ha registrato un incremento dell'11,6%, e il Regno Unito con un +1,7%.

Il prezzo medio annuo dell'Italia nel 2017 è stato pari a 1,38 €/litro, con un andamento altalenante nel corso dell'anno. A inizio 2017 il prezzo si aggirava su un valore attorno a 1,4 €/litro, scesi a metà anno a circa 1,34 €/litro e poi risaliti fino al picco registrato nell'ultima settimana di dicembre pari a 1,42 €/litro (Figura 90).

Il prezzo medio annuo italiano resta molto al di sotto (-19%) del valore medio di cinque anni fa (la media 2012 era di 1,71 €/litro), ma lo scostamento in percentuale dalla media dei prezzi a livello UE-28 resta invece circa lo stesso di cinque anni fa (+14%). Tra i cinque Paesi esaminati l'Italia continua ad essere, quindi, quello con il prezzo più elevato, seppur a poca distanza dal Regno Unito.

Un dato significativo dell'anno è che il prezzo industriale (al netto delle tasse) italiano è tornato ad essere maggiore della media UE. In media d'anno il prezzo industriale italiano è stato pari a 0,516 €/litro, in aumento del 19% rispetto agli 0,433 €/litro medi del 2016. Il prezzo medio dell'UE è stato invece pari a 0,512 €/litro, in aumento di un più contenuto 16% rispetto agli 0,40 €/litro del 2016. Si tratta di un dato in controtendenza con quanto avvenuto negli ultimi anni, nei quali lo "stacco" italiano si era progressivamente ridotto, fino a divenire negativo nel 2016 (Figura 91). Il prezzo industriale che si registra nel Regno Unito è invece significativamente inferiore alla media UE, per cui il prezzo italiano alla pompa (tasse incluse) non risulta dunque il più alto dell'UE solo perché il peso della tassazione nel Regno Unito è sostanzialmente maggiore che in Italia, compensando la differenza nel prezzo industriale.

Diminuisce l'incidenza su scala annuale delle tasse sul prezzo del gasolio

Nel 2017 l'incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio si è mossa in direzione opposta all'evoluzione del prezzo industriale, registrando una diminuzione di circa 3 punti percentuali in tutti i principali paesi UE (-3,1% la media UE).

In Italia il peso di tasse e imposte su scala annuale, che era pari al 66,3% nel 2016, nel 2017 è sceso a 62,7%, ma resta ancora significativamente superiore alla media europea (57,4%). L'Italia si conferma il secondo paese dell'Unione Europea, dopo il Regno Unito (al 64,9%), in termini di peso della tassazione sui prezzi al consumo (Figura 92).

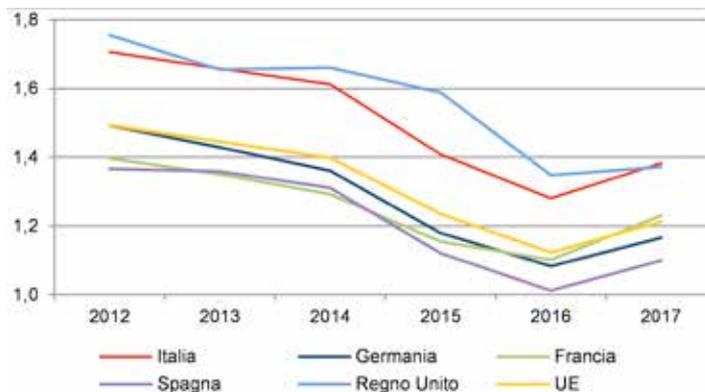


Figura 89 – Media annua del prezzo al consumo del gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (€/litro)

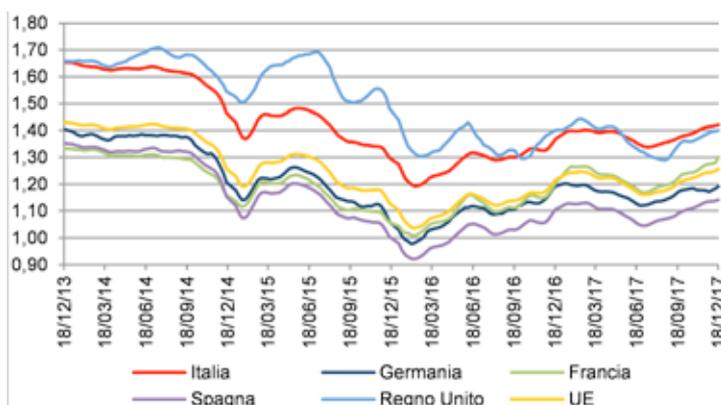


Figura 90 – prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

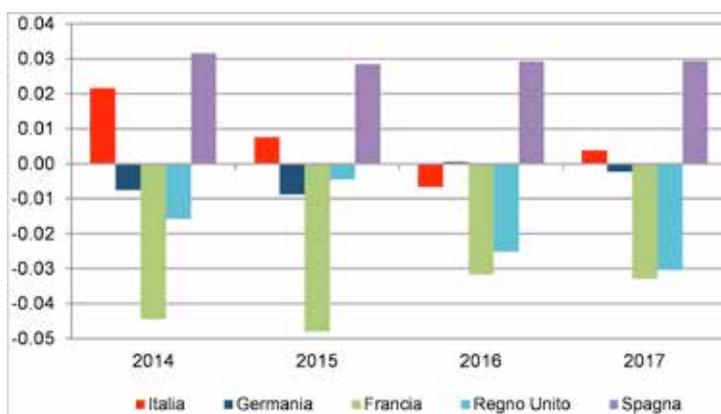


Figura 91 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali paesi europei (€/litro)

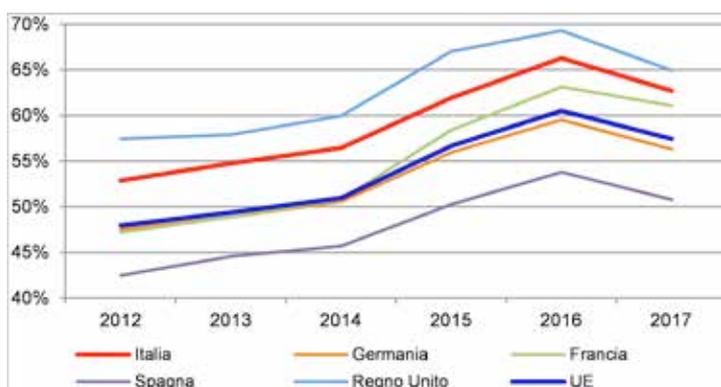


Figura 92 – Incidenza percentuale della tassazione sul prezzo al consumo del gasolio (media annua)

5.3 Prezzi del gas naturale

Nel 2017 leggera riduzione dei prezzi in Italia a fronte di prezzi invariati nella media UE

A partire da ottobre 2013 l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il mercato tutelato viene effettuato dall'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente utilizzando come riferimento le quotazioni a termine rilevate presso l'hub olandese Title Transfer Facility (TTF) nel trimestre dell'aggiornamento (e non più i contratti di fornitura di lungo periodo indicizzati alle quotazioni dei prodotti petroliferi dei nove mesi precedenti).

Il prezzo del gas sui mercati al dettaglio risulta in tal modo agganciato al prezzo del gas che si registra sui mercati all'ingrosso nel periodo del consumo. Dal 2014 al 2016 le quotazioni del gas sul TTF sono diminuite del 33%, passando da 20,9 a 14 €/MWh. I prezzi medi annui del gas al netto delle imposte pagati dalle imprese italiane con consumi medio alti hanno in effetti seguito l'andamento dei prezzi all'ingrosso, come negli altri principali Paesi europei, sebbene in Italia la diminuzione dei prezzi risulta sia stata leggermente più ridotta rispetto alla media UE. (Figura 86).

Nel 2017 i prezzi sui mercati all'ingrosso sono tornati ad aumentare (vedi cap. 2.1), con il prezzo spot medio al TTF che si è attestato a 17,31 €/MWh (+24% rispetto al 2016). La variazione dei prezzi medi al dettaglio del gas nei diversi paesi europei è stata però molto differenziata (Figura 94). Se si considera la fascia di consumi medio-alta, spesso utilizzata come riferimento nelle analisi della Commissione Europea, la variazione media è stata del -1% circa per l'intera UE-28. Lo spettro di variazioni nazionali va dal +13% della Spagna, divenuto il Paese con il prezzo più alto tra i principali paesi UE, al -10% del Regno Unito, che si consolida invece come Paesi con il prezzo più basso. Le variazioni dei prezzi in Italia, Germania e Francia sono invece piuttosto vicine tra loro, ma è significativo come il calo italiano (-3% circa) sia stato più accentuato sia rispetto agli altri due Paesi in questione sia rispetto alla media UE. In tal modo il prezzo italiano per questa fascia di consumi, che nel 2016 era sostanzialmente allineato alla media UE, nel 2017 è risultato inferiore del 3% circa alla media UE.

La ragione di questa positiva evoluzione italiana sta nel fatto che gli aumenti della componente 'materia prima gas' (Cmem), effetto della combinazione di fattori descritti nel cap 2.1, sono stati controbilanciati dalle riduzioni, fino all'eliminazione, di altre due componenti del prezzo del gas introdotte dall'ARERA negli ultimi anni. Da un lato l'azzeramento, già dal I trimestre dell'anno, della componente a copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti di lungo termine (Cpr), grazie alla conclusione del meccanismo introdotto con la riforma gas varata dall'Autorità nel 2012. Dall'altro lato, il dimezzamento della componente per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela, componente azzerata anch'essa a partire dal I trimestre 2018. Grazie a queste due componenti la componente Materia gas naturale è aumentata di appena il 3,2%, a fronte di un aumento della componente Cmem del 14% (Figura 95).

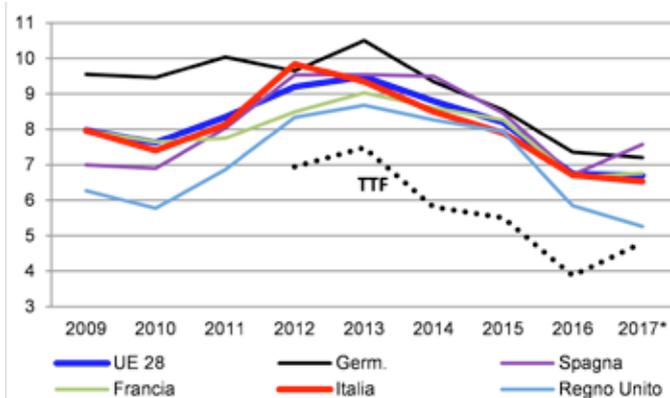


Figura 93 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ, e prezzo spot sul TTF (asse sin €/GJ, asse dx €/MWh)

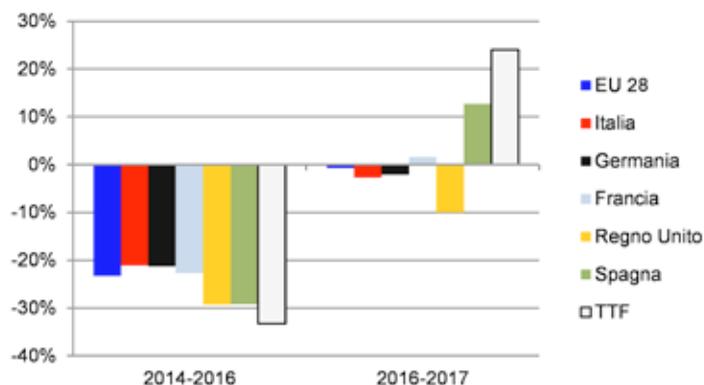


Figura 94 – Variazione del prezzo del gas al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (%).

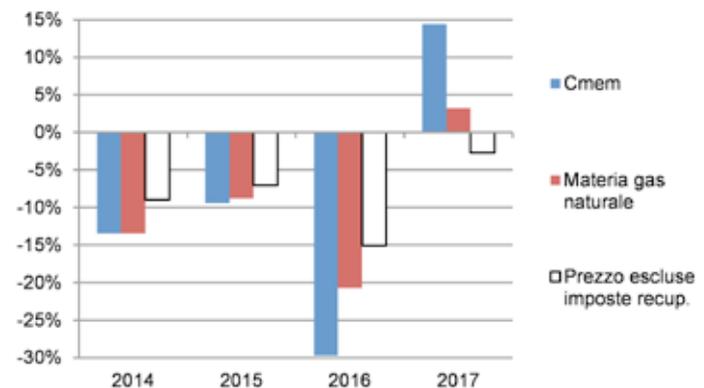


Figura 95 – Variazione del prezzo gas per la fascia di consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ e variazione delle componenti della bolletta relative alla materia gas (%)

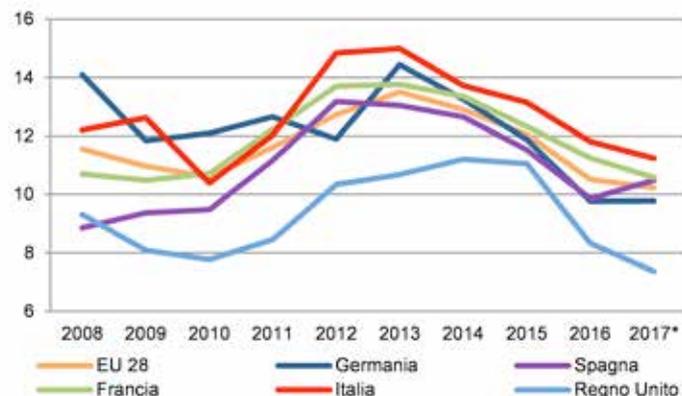


Figura 96 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

Infine, un ruolo calmierante lo ha avuto anche la riduzione della componente di perequazione tariffaria della distribuzione gas, UG1, che ha portato a una leggera riduzione dei costi medi annui complessivi di trasporto e gestione contatore, determinando la variazione negativa del prezzo al netto delle imposte recuperabili.

Miglioramento generalizzato della posizione relativa italiana, che resta penalizzante per le piccole utenze, favorevole per le utenze medio-alte

Secondo le stime preliminari ENEA la riduzione del prezzo del gas al netto delle imposte recuperabili ha riguardato tutte le fasce di consumo,

con un miglioramento generalizzato della posizione italiana rispetto alla media europea. Restano d'altra parte le significative differenze tra le diverse fasce di consumo nella posizione relativa del nostro Paese rispetto agli altri Paesi europei, legate più che ai prezzi netti alla struttura dell'imposizione fiscale (accise e addizionale regionale), che in Italia pesa in modo molto differenziato sulle fasce di consumo.

Con riferimento alla piccola utenza industriale, (consumo annuo compreso tra 1.000 e 10.000 GJ), il peso delle accise (su valori intorno al 15%) continua ad essere la causa principale dell'elevato scostamento tra i prezzi italiani e quelli dei principali Paesi europei (Figura 96). Nel 2017 il divario di segno positivo con la media dei Paesi europei si è attestato al 10%, in lieve diminuzione rispetto al 12% del 2016, ma ancora decisamente elevato rispetto agli anni 2010-2011, quando era pressoché allineato alla media UE. È particolarmente significativo il divario rispetto alla Germania, che ancora nel 2014 era pari ad appena il 3,5% e che nel 2017 è stato di un notevole 15%, sebbene in calo di 6 punti percentuali rispetto al 21% del 2016.

Nel caso delle utenze medie (consumi annui compresi tra 10.000 e 100.000 GJ) e medio-alte (tra 100.000 e 1.000.000 GJ) la posizione italiana è invece decisamente migliore (Figura 97 e Figura 95), grazie alla minore incidenza della componente fiscale rispetto agli altri principali Paesi UE (per entrambe le fasce è pari a circa il 2% del prezzo totale). Nel 2017 vi è stato inoltre per entrambi le fasce un miglioramento della posizione relativa del nostro paese rispetto alla media EU 28 (Figura 99): il differenziale di prezzo di segno negativo rispetto alla media UE è compreso tra il 3 e il 6%, mentre quello rispetto alla Germania si aggira intorno al 10%. La situazione torna a peggiorare per la fascia di consumo elevata (tra 1.000.000 e 4.000.000 GJ, Figura 98), per la quale si torna a uno scostamento positivo rispetto alla media UE, sebbene anche in questo caso in decisa riduzione rispetto all'anno precedente (+3% rispetto al +8% del 2016).

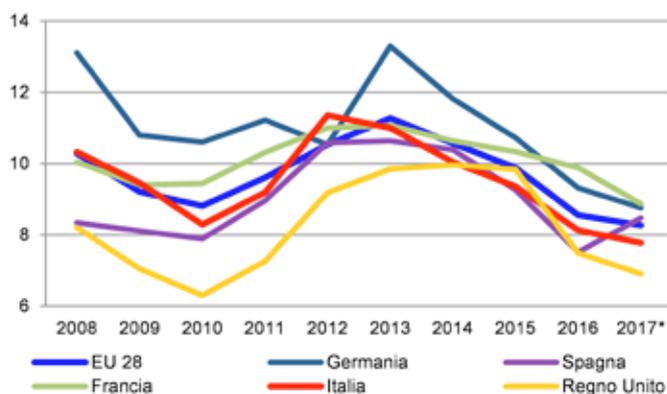


Figura 97 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 10.000-100.000 GJ (€/GJ)

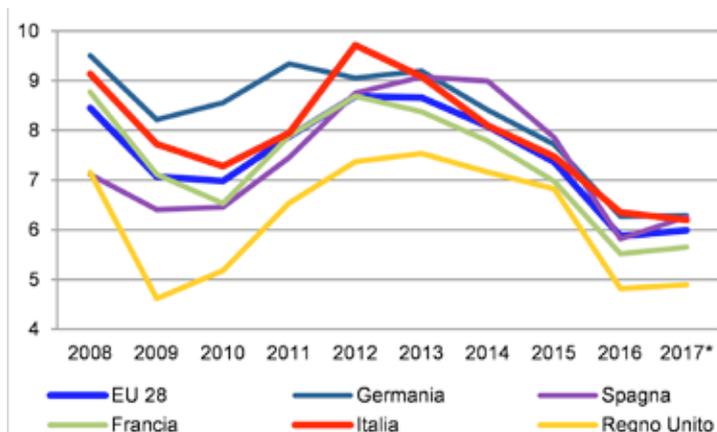


Figura 98 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili - consumo annuo 1.000.000 - 4.000.000 GJ (€/GJ)

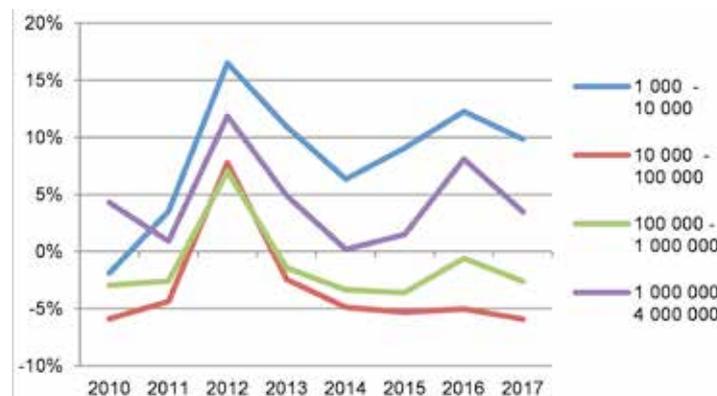


Figura 99 – Scostamento dei prezzi del gas (al netto di tasse e imposte recuperabili) rispetto alla media EU28

Si conferma particolarmente elevato il differenziale di prezzo tra piccole e grandi utenze industriali, sebbene in lieve riduzione nel 2017

Analizzando più in dettaglio gli andamenti dei prezzi medi annui in Italia delle diverse fasce di consumo (piccole, medie, medio-alte e alte), e facendo anche riferimento alle stime ENEA per il 2017, si evidenzia come negli ultimi cinque anni il divario tra piccole e grandi utenze sia andato progressivamente accentuandosi, perché i prezzi delle utenze medio-alte e alte si sono più che dimezzati rispetto al 2012, mentre la diminuzione è stata paria a circa la metà (-25%) nel caso della fascia di consumi più bassa.

È significativo che dal 2014, anno di attuazione definitiva della riforma gas introdotta dall'Autorità, la forbice fra le utenze medie e medio-alte e le utenze elevate è rimasta costante, mentre solo la forbice tra le piccole utenze e le grandi è aumentata, passando dal +70% del 2014 al +86% del 2016, scesi al +81% nel 2017 (Figura 100).

Si mantengono elevati i costi delle infrastrutture per le piccole imprese, soprattutto nel Centro Sud

Oltre all'aggravio di costo dovuto all'imposizione fiscale, per le imprese con consumi bassi rimane su valori elevati l'incidenza dei costi dei servizi per le infrastrutture, che sul prezzo al netto delle imposte incide per circa il 28% (Figura 101). Dal 2014 al 2017, tali costi crescono del 10%, mentre diminuiscono i servizi di vendita legati al costo della materia prima (-25%).

Si è già visto come nel 2017 siano risultati in diminuzione i costi legati alle infrastrutture. Le tariffe del mercato libero per i servizi per le infrastrutture mostrano però valori differenziati per ambito territoriale, in linea con quelli fissati annualmente dall'Autorità per il mercato tutelato. Il deficit logistico/infrastrutturale che caratterizza il Centro Sud e le isole si riflette sui costi dei relativi servizi, che risultano più elevati rispetto agli altri ambiti territoriali. Nel 2017 sono in media più elevati di circa il 70% rispetto all'ambito Nord Orientale.

Infine sono invece in costante aumento gli oneri di sistema, che nel 2017 hanno raggiunto un'incidenza del 7% e sono ancora in aumento nel 2018, trascinati dalla crescita degli oneri per gli interventi di risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas. Nel primo semestre 2018 la quota degli oneri di sistema ha infatti raggiunto il 10% dell'insieme delle componenti del prezzo del gas per il mercato tutelato.

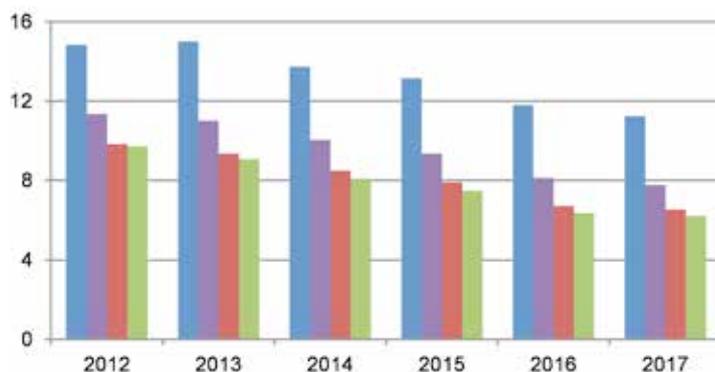


Figura 100 – Prezzi del gas naturale al netto di tasse e imposte recuperabili in Italia per fasce di consumo (€/GJ)



Figura 101 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte: consumo annuo 1.000-10.000 GJ

FOCUS – I brevetti nelle tecnologie per la mitigazione climatica.

Gaetano Coletta, Daniela Palma

Nel quadro del crescente rilievo che le tecnologie dedicate alla salvaguardia dell'ambiente hanno acquisito a partire dall'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto nel 2005 (attualmente rappresentano quasi il 10% di tutte le invenzioni brevettate a livello mondiale), quelle per la mitigazione climatica occupano una posizione preminente, arrivando ad incidere per più dei tre quarti dei brevetti prodotti in questo ambito (Figura 102). Tale posizione diventa, inoltre, ancor più rilevante al crescere del numero degli uffici presso i quali viene estesa la richiesta di protezione dell'invenzione, a dimostrazione del valore commerciale riconosciuto per questo segmento tecnologico nella prospettiva di un aumento della domanda di soluzioni innovative per la lotta ai cambiamenti climatici.

Nonostante la lieve flessione nell'ultima coda temporale per cui sono disponibili i dati (e che presentano comunque considerevoli margini di incompletezza), le invenzioni relative alla mitigazione climatica hanno visto nel complesso crescere la loro quota sul totale dei brevetti¹ mondiali di oltre il 53% in un decennio.

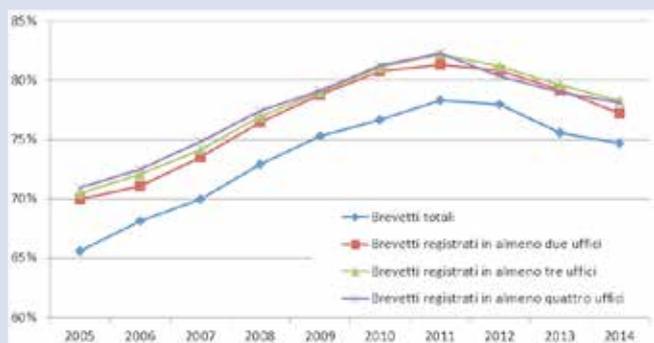


Figura 102 – Quota dei brevetti mondiali nelle tecnologie per la mitigazione climatica sul totale dei brevetti nelle tecnologie ambientali

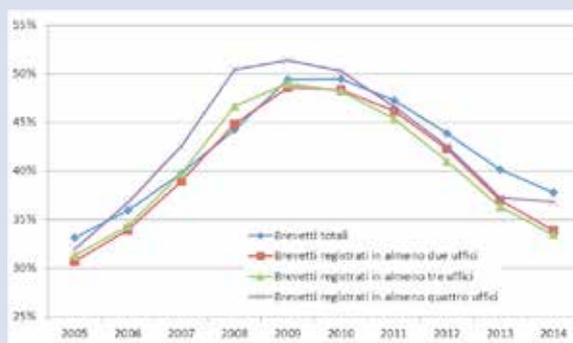


Figura 103 – Quota dei brevetti mondiali nelle Tecnologie energetiche sul totale dei brevetti nelle tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

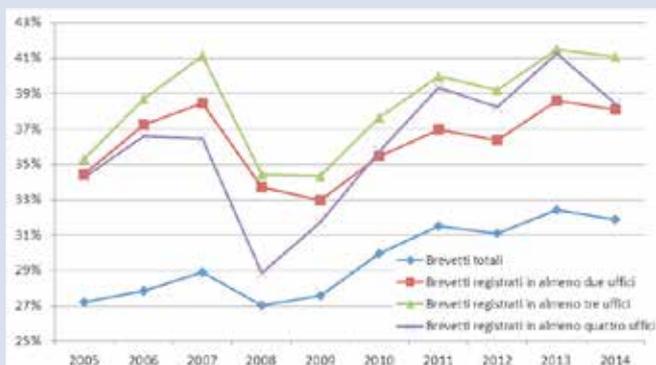


Figura 104 – Quota dei brevetti mondiali nelle Tecnologie per i trasporti sul totale dei brevetti nelle tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

Al loro interno, particolarmente consistente è la quota delle "Tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico collegate alla generazione, trasmissione o distribuzione dell'energia" (Tecnologie energetiche), con oltre il 50% rappresentato da tecnologie per la generazione di energia da fonti rinnovabili, e delle "Tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico collegate ai trasporti" (Tecnologie per i trasporti), finalizzate al contenimento dell'impatto climatico dovuto al settore dei trasporti, che nell'insieme rappresentano mediamente l'80% di tutti i brevetti prodotti a livello mondiale in questo segmento tecnologico. Ma ancora più interessante appare l'andamento nel tempo di tali quote, che mostra come l'espansione tecnologica del settore sia contraddistinta da profonde differenze strutturali tra le diverse componenti.

Una forte battuta d'arresto seguita da una contrazione segna infatti la dinamica delle quote relative alle Tecnologie energetiche (Figura 103), mentre nel caso delle Tecnologie per i trasporti si profila una crescita quasi senza soluzione di continuità delle relative quote dei brevetti lungo

¹ Tutti i dati brevettuali utilizzati nel presente lavoro si riferiscono al paese di residenza degli inventori e alla data di priorità, mentre il tipo di famiglia brevettuale adottato viene specificato di volta in volta.

Per costruire statistiche brevettuali occorre effettuare delle scelte su una serie di variabili. 1) Per cogliere l'attività innovativa di un Paese l'uso del paese di residenza degli inventori è raccomandato. 2) Inoltre, in un'analisi internazionale, indicatori brevettuali costruiti sulla base di un singolo ufficio brevettuale mostrano una distorsione a favore del paese o dell'area cui si riferisce l'autorità brevettuale, dal momento che è più probabile che un inventore o un assegnatario si rivolgano all'ufficio del proprio paese rispetto a quanto non farebbe un soggetto estero. L'utilizzo di certe famiglie brevettuali consente di ridurre questa distorsione statistica. Una famiglia brevettuale comprende tutti i brevetti e le domande tese a proteggere la stessa invenzione, e una particolare famiglia brevettuale è la "famiglia triadica" ovvero, in base alla definizione dell'OCSE, una famiglia che comprende contemporaneamente una domanda depositata presso l'EPO, una domanda depositata presso il JPO e un brevetto concesso presso l'USPTO. La restrizione ai brevetti concessi presso l'USPTO invece che alla semplice domanda è dovuta alla non pubblicazione delle domande presso l'USPTO fino al 2001, che renderebbe impossibile la costruzione di serie storiche oltre questo anno per questo indicatore. Famiglie brevettuali così composte sottendono generalmente invenzioni di maggior valore commerciale, dati i costi che vengono sostenuti per proteggerle nei principali mercati mondiali. 3) La data di priorità (la data di deposito della prima domanda tesa a proteggere un'invenzione) è la prima e quindi può essere considerata la più vicina al momento dell'invenzione. Dalla data di priorità, prima che il brevetto venga reso pubblico con la prima pubblicazione, vige un periodo di segretezza di 18 mesi. L'utilizzo della data di priorità comporta quindi un ritardo nella disponibilità dei dati per la costruzione di statistiche di almeno 18 mesi. OECD Patent Statistics Manual (2009).

tutto il periodo 2005-2014 (Figura 104). Allo stesso tempo, occorre osservare come in questo secondo caso l'incidenza delle quote brevettuali aumenti sensibilmente all'aumentare della estensione territoriale della protezione delle invenzioni, e in maniera più accentuata di quanto rilevato nel confronto più complessivo tra tecnologie per la mitigazione climatica e la totalità delle tecnologie ambientali. Un dato questo strettamente collegato alla struttura produttiva del settore dei trasporti, fortemente centrata su importanti oligopoli di livello internazionale.

In tale scenario ampie sono le differenze nell'attività innovativa tra i maggiori paesi industrializzati, segnatamente Giappone, Stati Uniti ed Europa, e, più di recente, Cina, caso emblematico delle importanti trasformazioni produttive che stanno interessando le economie in corso di industrializzazione. Nell'ambito delle Tecnologie energetiche, si consolida il contributo dei paesi Europei, mentre le quote sui brevetti mondiali degli Stati Uniti subiscono una forte riduzione (Tabella 1).

Nell'area asiatica il Giappone si conferma primo in graduatoria continuando ad accrescere la propria quota sul totale dei brevetti mondiali nel settore, mentre la Cina inizia ad occupare una posizione significativa sul finire del primo decennio 2000 anche se su dimensioni inferiori a quelle relative alla quota sul totale dei brevetti mondiali per tutte le tecnologie (Figura 105). Per quanto apprezzabile nella sua evoluzione temporale l'attività innovativa della Cina nelle tecnologie energetiche risulta dunque ancora relativamente depotenziata rispetto a quella complessiva con una accentuazione della despecializzazione tecnologica negli ultimi anni². L'espansione dell'Europa appare invece molto rilevante nel triennio 2011-2013, contribuendo a far emergere una netta specializzazione dell'area, superiore a quella riportata dal Giappone (Figura 105).

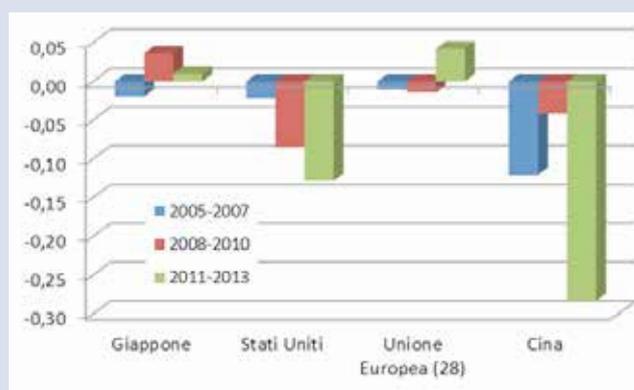


Figura 105 – Specializzazione tecnologica dei maggiori paesi nelle Tecnologie energetiche rispetto alle quote dei brevetti in tutte le tecnologie sul totale mondiale – Famiglie brevettuali triadiche

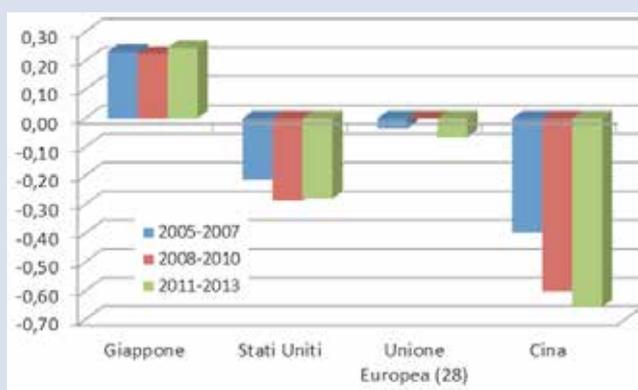


Figura 106 – Specializzazione tecnologica dei maggiori paesi nelle Tecnologie per trasporti rispetto alle quote dei brevetti in tutte le tecnologie sul totale mondiale – Famiglie brevettuali triadiche

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

Relativamente alle Tecnologie per i trasporti, la polarizzazione produttiva di cui si è detto appare nettamente evidente con riferimento al Giappone, che continua ad incrementare la propria quota sui brevetti mondiali arrivando a detenere più della metà dei brevetti mondiali nel triennio 2011-2013, a scapito di Stati Uniti ed Europa (Tabella 2), rafforzando la già elevata specializzazione in quest'ambito (Figura 106). Si accentua la de-specializzazione degli Stati Uniti, mentre l'Europa – sebbene in posizione di minore svantaggio – continua a rimanere lievemente de-specializzata peggiorando nel periodo 2011-2013 le posizioni raggiunte in precedenza.

Tabella 1 – Quote mondiali dei brevetti per Tecnologie energetiche – Famiglie brevettuali triadiche

	2005-2007	2008-2010	2011-2013
Giappone	30,2%	35,5%	33,2%
Stati Uniti	26,2%	21,9%	20,4%
Unione Europea (28 paesi)	28,8%	26,6%	27,4%
Cina	0,8%	2,1%	2,0%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

Tabella 2 – Quote mondiali dei brevetti per Tecnologie per i trasporti – Famiglie brevettuali triadiche

	2005-2007	2008-2010	2011-2013
Giappone	50,2%	52,1%	53,6%
Stati Uniti	17,7%	14,3%	14,9%
Unione Europea (28 paesi)	27,3%	27,4%	22,1%
Cina	0,4%	0,6%	0,7%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

² L'indice di specializzazione tecnologica rileva l'esistenza o meno di un vantaggio comparato nell'attività innovativa condotta da ciascun paese in un determinato ambito tecnologico. Un paese risulterà quindi specializzato in una determinata classe tecnologia se il rapporto tra la quota sui brevetti mondiali di tale classe e la quota sui brevetti mondiali relativa all'intera attività di brevettazione è maggiore di uno. Definito VTR (vantaggio tecnologico rivelato) tale rapporto, è però di uso frequente la costruzione di un indice con campo di variazione limitato e simmetrico, compreso tra -1 e +1 – dove tutti i valori positivi sono indicativi di posizioni di specializzazione, mentre i valori compresi tra 0 e -1 indicano diverse intensità di de-specializzazione – così definito: $(VTR-1)/(VTR+1)$.

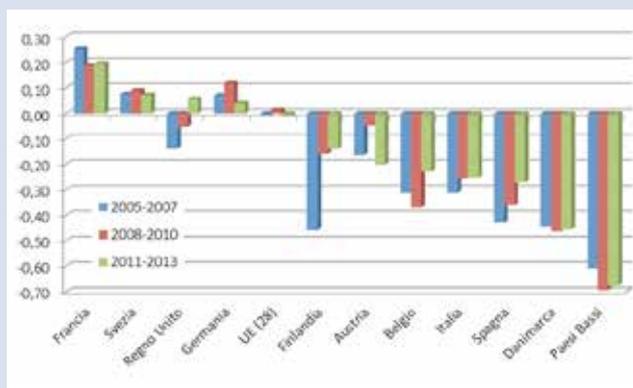


Figura 107 – Specializzazione tecnologica nelle Tecnologie per i trasporti dei Paesi dell’Unione Europea – domande di brevetto depositate presso l’EPO

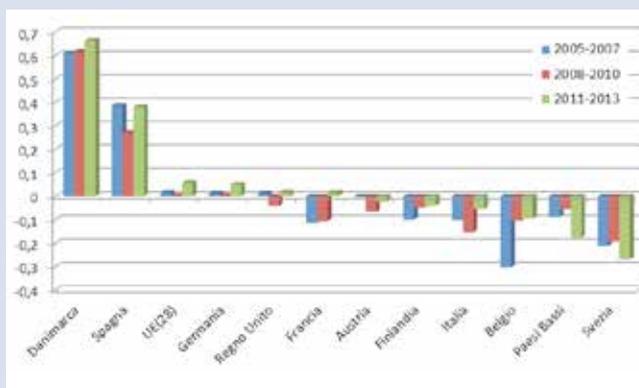


Figura 108 – Specializzazione tecnologica nelle Tecnologie energetiche dei Paesi dell’Unione Europea – domande di brevetto depositate presso l’EPO

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

Le dinamiche riscontrate per l’Europa nel suo complesso sono in ogni caso l’esito di forti differenziazioni tra i paesi componenti, soprattutto per quanto riguarda le Tecnologie per i trasporti. La caratteristica polarizzazione produttiva del settore si riflette in un’alta concentrazione di quote brevettuali in pochi paesi (Francia, Germania, Regno Unito e Svezia), tutti fortemente e saldamente specializzati (Figura 107).

Nell’ambito delle Tecnologie energetiche si riscontra invece un maggior bilanciamento che interessa non solo le quote dei brevetti, ma anche i valori della specializzazione tecnologica (Figura 108). Così come rilevato per l’Europa nel suo insieme, si osserva un miglioramento delle quote brevettuali nella maggior parte dei paesi, che concorre o ad un aumento della specializzazione tecnologica (come nel caso di Danimarca, Spagna, Germania, Regno Unito e Francia) o a una correzione significativa della de-specializzazione, come nel caso di Austria, Finlandia, Italia e Belgio. Tuttavia, tale risultato è frutto di specializzazioni su segmenti tecnologici che differiscono a volte sensibilmente da paese a paese (Tabelle 5-8).

Tabella 3 – Quote mondiali dei brevetti per Tecnologie per i trasporti per i principali Paesi europei – Domande EPO

	2005-2007	2008-2010	2011-2013
Austria	0,89%	1,20%	0,90%
Belgio	0,61%	0,53%	0,71%
Danimarca	0,35%	0,36%	0,38%
Finlandia	0,37%	0,74%	0,82%
Francia	10,56%	9,73%	9,68%
Germania	20,73%	23,05%	17,55%
Italia	1,93%	2,09%	1,89%
Lussemburgo	0,12%	0,07%	0,04%
Paesi Bassi	0,66%	0,48%	0,49%
Polonia	0,03%	0,07%	0,13%
Spagna	0,41%	0,55%	0,63%
Svezia	2,29%	2,53%	2,41%
Regno Unito	3,28%	3,88%	4,62%
Unione Europea (28)	42,51%	45,51%	40,53%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

A tal riguardo, confrontando la composizione settoriale dei brevetti relativi alle tecnologie energetiche, è possibile rilevare per l’Italia e la Spagna una specializzazione nel segmento della generazione di energia da solare termico, in gran parte legata all’andamento degli investimenti di questi paesi per lo sviluppo della tecnologia del solare termodinamico in contrazione nell’ultima finestra temporale considerata.

Un altro dato da rilevare è quello relativo alle tecnologie abilitanti nel settore energetico, in gran parte costituito da sistemi per l’accumulo dell’energia e fra queste dalle batterie, che vedono crescere il loro peso nel complesso delle tecnologie energetiche nel periodo più recente per tutti i Paesi qui considerati tranne che per l’Italia, che non appare in ciò in linea con la crescente attenzione internazionale per i nuovi sistemi di stabilizzazione della rete elettrica, dovuta all’accresciuta quota di fonti rinnovabili, e per le soluzioni sempre più diffuse al servizio della mobilità sostenibile. Se si esclude la parentesi dello sviluppo del solare termodinamico (realizzato nei centri di ricerca dell’ENEA), la composizione percentuale dei brevetti italiani per le tecnologie energetiche in un confronto internazionale non manifesta apprezzabili specializzazioni in nuovi segmenti tecnologici e neppure appare in linea con le tendenze emergenti.

Tabella 4 – Quote mondiali dei brevetti per Tecnologie energetiche per i principali Paesi europei – Domande EPO

	2005-2007	2008-2010	2011-2013
Austria	1,2%	1,2%	1,3%
Belgio	0,6%	0,9%	0,9%
Danimarca	3,8%	4,2%	5,0%
Finlandia	0,8%	0,9%	1,0%
Francia	5,0%	5,4%	6,7%
Germania	18,5%	18,3%	17,9%
Italia	3,0%	2,6%	2,8%
Paesi Bassi	2,3%	2,4%	1,8%
Polonia	0,1%	0,2%	0,4%
Spagna	2,3%	2,0%	2,4%
Svezia	1,3%	1,4%	1,2%
Regno Unito	4,4%	4,0%	4,3%
Unione Europea (28)	44,7%	44,7%	46,9%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics

Tabella 5 – Composizione percentuale dei brevetti per Tecnologie energetiche dell'Italia – Tutte le invenzioni

	2006-2008	2009-2011	2012-2014
Generazione di energia rinnovabile	62,2%	69,1%	63,7%
Energia eolica	11,1%	13,9%	14,1%
Energia solare termica	22,4%	23,7%	15,6%
Energia solare fotovoltaica (PV)	19,5%	22,4%	23,2%
Solare termico - PV ibrido	2,6%	2,2%	1,0%
Energia geotermale	0,9%	1,3%	1,3%
Energia marina	2,5%	2,6%	2,9%
Energia idrica	3,1%	3,1%	5,6%
Generazione di carburanti da fonti non fossili	11,6%	8,6%	10,5%
Energia nucleare	2,5%	0,8%	1,1%
Tecnologie della combustione	7,7%	4,5%	7,6%
Tecnologie per una generazione, trasmissione o distribuzione efficiente dell'energia elettrica	0,8%	0,7%	0,6%
Tecnologie abilitanti nel settore energetico	14,3%	14,7%	14,9%
Altro	0,9%	1,5%	1,5%
	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Environment Directorate

Tabella 6 – Composizione percentuale dei brevetti per Tecnologie energetiche della Germania – Tutte le invenzioni

	2006-2008	2009-2011	2012-2014
Generazione di energia rinnovabile	57,9%	62,9%	53,7%
Energia eolica	16,7%	18,0%	18,1%
Energia solare termica	13,6%	14,9%	9,3%
Energia solare fotovoltaica (PV)	19,6%	22,8%	19,5%
Solare termico - PV ibrido	0,9%	0,9%	0,5%
Energia geotermale	2,6%	1,3%	1,1%
Energia marina	1,2%	1,5%	1,1%
Energia idrica	3,3%	3,3%	4,1%
Generazione di carburanti da fonti non fossili	12,9%	7,8%	6,9%
Energia nucleare	1,1%	1,0%	1,1%
Tecnologie della combustione	6,1%	5,3%	6,5%
Tecnologie per una generazione, trasmissione o distribuzione efficiente dell'energia elettrica	1,7%	2,0%	2,2%
Tecnologie abilitanti nel settore energetico	19,0%	19,7%	28,1%
Altro	1,3%	1,3%	1,5%
	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Environment Directorate

Tabella 7 – Composizione percentuale dei brevetti per Tecnologie energetiche della Francia – Tutte le invenzioni

	2006-2008	2009-2011	2012-2014
Generazione di energia rinnovabile	48,0%	58,6%	49,0%
<i>Energia eolica</i>	10,1%	10,4%	9,1%
<i>Energia solare termica</i>	12,6%	19,1%	9,5%
<i>Energia solare fotovoltaica (PV)</i>	14,7%	19,0%	18,9%
<i>Solare termico - PV ibrido</i>	1,3%	1,1%	0,6%
<i>Energia geotermale</i>	0,9%	1,0%	0,8%
<i>Energia marina</i>	2,9%	3,5%	3,9%
<i>Energia idrica</i>	5,4%	4,5%	6,1%
Generazione di carburanti da fonti non fossili	12,3%	9,2%	9,0%
Energia nucleare	5,4%	4,5%	6,2%
Tecnologie della combustione	7,5%	4,7%	5,4%
Tecnologie per una generazione, trasmissione o distribuzione efficiente dell'energia elettrica	1,6%	1,1%	1,6%
Tecnologie abilitanti nel settore energetico	24,3%	20,6%	27,2%
Altro	0,9%	1,3%	1,6%
	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Environment Directorate

Tabella 8 – Composizione percentuale dei brevetti per Tecnologie energetiche della Spagna – Tutte le invenzioni

	2006-2008	2009-2011	2012-2014
Generazione di energia rinnovabile	82,3%	82,7%	78,9%
<i>Energia eolica</i>	25,5%	29,4%	37,8%
<i>Energia solare termica</i>	33,0%	27,7%	18,5%
<i>Energia solare fotovoltaica (PV)</i>	12,7%	13,7%	10,6%
<i>Solare termico - PV ibrido</i>	0,8%	0,6%	0,4%
<i>Energia geotermale</i>	0,5%	0,8%	0,2%
<i>Energia marina</i>	5,4%	4,6%	4,8%
<i>Energia idrica</i>	4,4%	5,9%	6,8%
Generazione di carburanti da fonti non fossili	6,6%	6,2%	7,3%
Energia nucleare	0,4%	0,6%	1,1%
Tecnologie della combustione	1,8%	0,5%	1,0%
Tecnologie per una generazione, trasmissione o distribuzione efficiente dell'energia elettrica	2,2%	2,1%	1,6%
Tecnologie abilitanti nel settore energetico	5,0%	7,2%	8,8%
Altro	1,8%	0,7%	1,2%
	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Environment Directorate

6 I fatti dell'energia nella comunicazione

6.1 L'energia nella stampa generalista nel IV trimestre 2017

Nel IV trimestre 2017 sono stati esaminati 870 articoli pubblicati sulle quattro principali testate giornalistiche italiane e relativi ai temi dell'energia e della sostenibilità. Si riporta di seguito una sintetica rassegna degli argomenti maggiormente trattati.

Come di consueto, l'andamento del **prezzo del petrolio** nel mercato internazionale è stato ampiamente monitorato nell'arco dell'intero periodo. In particolare, sono state descritte le tensioni geopolitiche, che avrebbero, peraltro, influenzato il vertice Opec svoltosi a Vienna il 30 novembre 2017, al termine del quale è stato raggiunto l'accordo tra i Paesi Opec e non-Opec per un prolungamento di nove mesi dei limiti alla produzione.

Inoltre, sempre nell'ambito delle questioni legate al mercato petrolifero, sono stati pubblicati, nell'arco dei tre mesi considerati, diversi articoli sugli interessi internazionali in gioco per l'**IPO** (offerta pubblica iniziale) in borsa della società saudita **Saudi Aramco**, la più importante compagnia petrolifera mondiale.

Le questioni relative alla diffusione dell'**auto elettrica** nel mercato internazionale sono state spesso all'ordine del giorno. Notevole risalto è stato dato alle posizioni e ai programmi di sviluppo dei principali *player* dell'*automotive*, alle proposte politiche per una mobilità sostenibile con la messa al bando delle auto diesel e a benzina e l'introduzione di normative europee sempre più stringenti in tema di emissioni, nonché ai piani di diffusione dei servizi di ricarica elettrica che in Italia Enel sta portando avanti, anche attraverso la sottoscrizione di accordi con alcune importanti case automobilistiche.

La situazione dell'**Ilva** di Taranto è stata ampiamente ripresa. In particolare, hanno suscitato molto interesse sia i contrasti tra Governo e Regione Puglia sul nuovo piano ambientale, reso esecutivo con un Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 settembre 2017 e contro il quale sia la Regione che il Comune di Taranto hanno presentato ricorso al Tar, sia le posizioni al tavolo delle trattative sindacali.

Una speciale attenzione è stata posta anche all'**inquinamento da polveri sottili** e, particolarmente, alle misure per contrastare l'emergenza adottate da alcune amministrazioni comunali italiane.

L'esplosione, avvenuta il 12 dicembre 2017, all'**impianto austriaco di Baumgarten**, che garantisce circa un terzo del fabbisogno italiano di gas e che ha determinato un'impennata dei prezzi del gas naturale, ha costituito lo spunto per alcune riflessioni sulle possibili criticità in materia di sicurezza energetica in Italia e sulla necessità di diversificare le fonti e le forniture. Pertanto, l'esigenza di realizzare infrastrutture, prima fra tutte il gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) che si sta posando in Puglia per far arrivare in Europa il gas dei giacimenti dell'Azerbaijan, è stata più volte evocata.

Inoltre, nel trimestre, del **gasdotto TAP** si è parlato frequentemente anche a proposito del contenzioso fra Governo e poteri locali, i quali ultimi si oppongono all'avanzamento del progetto poiché sostengono che arrechi un danno all'ambiente.

La notizia della firma del decreto sulla nuova **Strategia Energetica Nazionale (SEN)** italiana, avvenuta il 10 novembre 2017, è stata ripresa il giorno successivo con articoli dedicati da tre delle testate esaminate. Peraltro, nel trimestre, la SEN è stata sovente citata nei testi aventi per oggetto l'energia.

Il **costo delle bollette energetiche** sia per il consumatore domestico che per le imprese ad altissimo consumo è stato un altro tema affrontato ricorrentemente, soprattutto in occasione della presentazione di due documenti dell'Autorità per l'energia (oggi ARERA), ovvero la Relazione annuale ad ottobre e l'aggiornamento trimestrale delle tariffe di luce e gas a dicembre, della pubblicazione di uno studio del Gestore Servizi Energetici sulla spesa energetica delle famiglie e, infine, dell'annuncio della firma da parte del Ministro Calenda del decreto che prevede riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per le imprese energivore.

Si registra, inoltre, una cospicua presenza di articoli che trattano di **finanza sostenibile** - e in special modo di *green bond* - a riprova dello sviluppo che il mercato mondiale delle obbligazioni verdi sta sperimentando.

La notizia dell'incontro internazionale **"One Planet Summit"** organizzato dal Presidente francese Macron con l'appoggio delle Nazioni Unite e della Banca Mondiale, due anni dopo la Cop21, è stata pubblicata in prima pagina da quasi tutte le testate esaminate. Il vertice, che ha chiamato a raccolta la finanza pubblica e privata mondiale per dare concretezza alla lotta contro il riscaldamento climatico, si è concluso con l'assunzione di dodici impegni, la creazione della "One Planet Coalition" e l'annuncio di un secondo summit nel 2019.

Nel IV trimestre del 2017 la ripartizione dei testi per testata giornalistica è quella indicata in Figura 109.

I testi sono collocati quasi esclusivamente (98%) nelle pagine interne delle quattro testate (Figura 110) e il 14% di questi è anche annunciato in prima pagina. Aumenta la percentuale sul totale dei testi classificati come "Articolo", passando da 68% nel III trimestre a 72% nel IV trimestre del 2017 (Figura 111). Cala, invece, la quota dei testi classificati come "Notizia", che da 20% nell'analisi precedente passa a 15% in quella attuale. Le tipologie di testo rimanenti, complessivamente, continuano a rappresentare una quota simile a quella del trimestre precedente, aggirandosi attorno al 13% del totale dei testi presi in considerazione.

Nel trimestre di analisi, oltre il 30% dei testi (263) ha trattato di questioni relative agli "Operatori dell'energia" (Figura 113). Al secondo posto vi sono, quasi a pari merito, le voci "Mercato nazionale dell'energia e Politica energetica nazionale" e "Impatto ambientale locale", che si aggirano sul 12-13% del totale corrispondente a poco più di 100 testi ciascuna. Seguono

al terzo posto le voci "Tecnologie energetiche" (88 testi) e "Mercato internazionale dell'energia" (83 testi), anch'esse sostanzialmente a pari merito con una quota attorno al 10% del totale. Tra i settori dell'energia trattati (Figura 114), continua a prevalere la voce "Tutte le fonti" che nel IV trimestre 2017 ha rappresentato quasi il 30% di tutti i testi esaminati. Nettamente in ripresa la voce "Fonti fossili" che, con 124 testi e una quota del 14% sul totale, sale dal quinto posto nel trimestre passato al secondo negli ultimi tre mesi del 2017. Al terzo posto, essenzialmente a pari merito, si trovano le voci "Petrolio e prodotti petroliferi" ed "Efficienza energetica e risparmio energetico", rispettivamente con 117 e 113 testi e una quota sul totale attorno al 13%.

Nel IV trimestre del 2017, i testi classificati sotto la voce "Operatori dell'energia" hanno affrontato per il 35% tematiche relative a tutte le fonti, per quasi il 20% il settore gas e per il 14% i settori delle rinnovabili (Figura 115). I testi collocati sotto il secondo argomento più numeroso, "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale", hanno trattato per quasi la metà del totale temi afferenti a tutte le fonti (45%), per oltre il 20% il settore dell'efficienza energetica e per il 12% quello del gas (Figura 116).

I testi collegati al terzo argomento più frequente, "Impatto ambientale locale", si sono concentrati per oltre il 60% sulle fonti fossili, per il 16% su petrolio e prodotti petroliferi e per il 7% su tutte le fonti di energia (Figura 117).

In conclusione, in Figura 118 e in Figura 119 viene mostrata la frequenza dei principali argomenti e dei singoli settori dell'energia per ciascuna delle testate giornalistiche prese in esame.

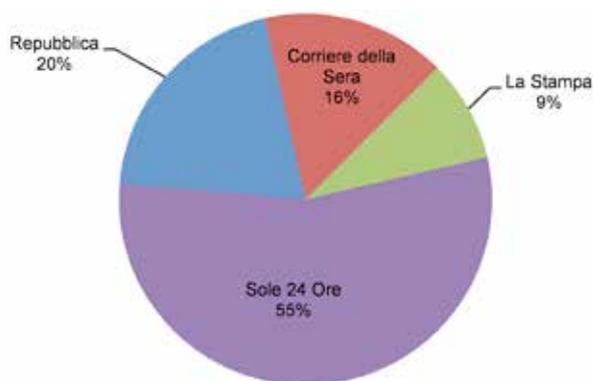


Figura 109 – Testi esaminati per testata giornalistica

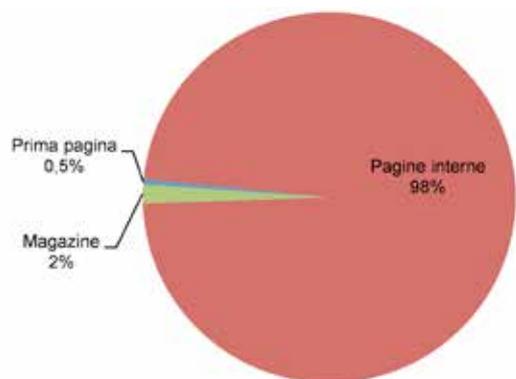


Figura 110 – Testi esaminati per collocazione

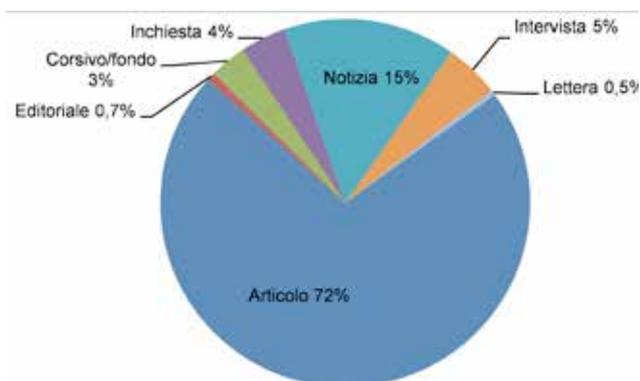


Figura 111 – Ripartizione dei testi esaminati per tipologia

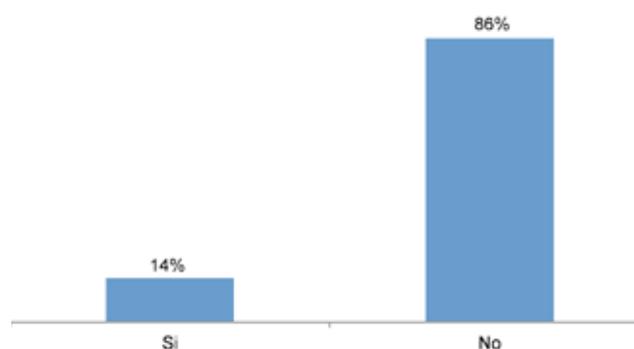


Figura 112 – Testi annunciati in prima pagina

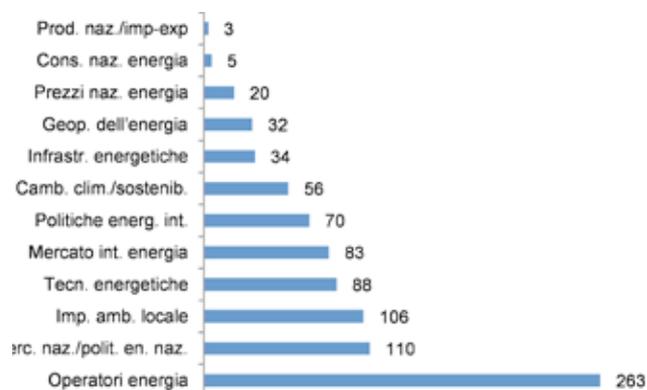


Figura 113 – Numerosità dei principali argomenti trattati nei testi esaminati

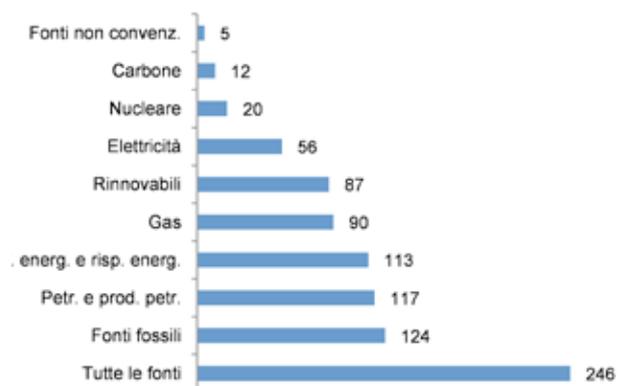


Figura 114 – Numerosità dei singoli settori dell'energia nei testi esaminati

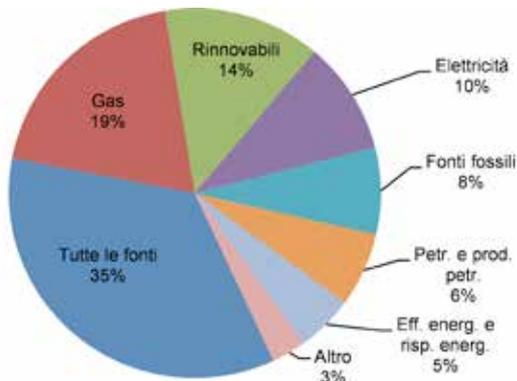


Figura 115 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Operatori dell'energia"

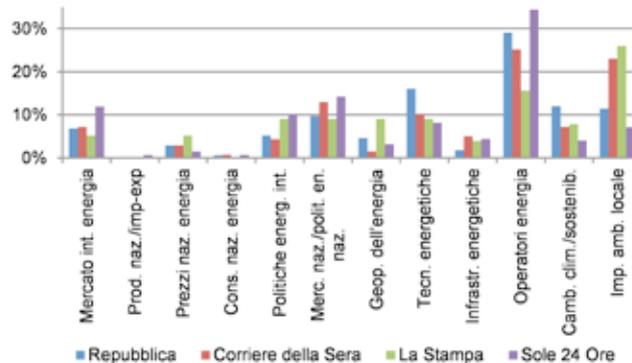


Figura 118 – Frequenza dei principali argomenti per testata giornalistica

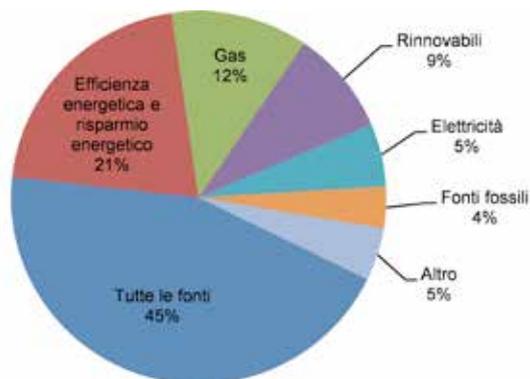


Figura 116 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Mercato nazionale dell'energia e politica energetica nazionale"

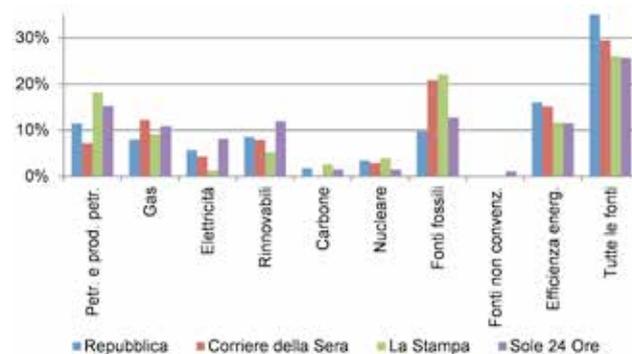


Figura 119 – Frequenza dei singoli settori dell'energia per testata giornalistica

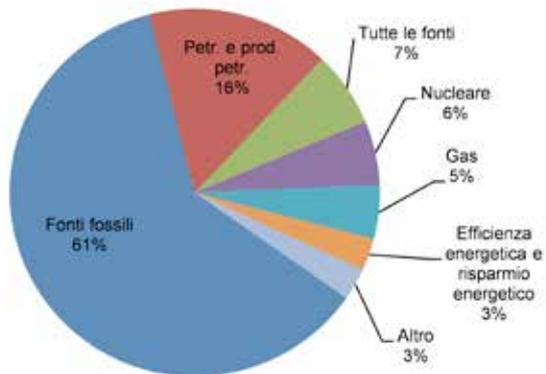


Figura 117 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Impatto ambientale locale"

I temi dell'energia nella stampa generalista nel corso dell'anno 2017

La seguente tabella evidenzia che l'andamento del mercato internazionale del petrolio e le strategie aziendali delle due maggiori imprese energetiche italiane sono stati gli argomenti considerati per l'intero arco dell'anno. A seguire i temi più menzionati sono stati: la Strategia Energetica Nazionale, l'efficienza energetica degli edifici, le questioni legate alla realizzazione gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), l'inquinamento dell'aria, la mobilità sostenibile e l'auto elettrica.

Elenco argomenti afferenti il settore energetico e della sostenibilità maggiormente ricorrenti negli articoli pubblicati dalla stampa generalista				
	TRIMESTRE			
	I°	II°	III°	IV°
MERCATO INTERNAZIONALE ENERGIA				
Mercato e prezzo del petrolio	✓	✓	✓	✓
Quotazione in borsa Saudi Aramco				✓
Incidente impianto austriaco Baumgarten e sicurezza energetica				✓
Green Bonds - Finanza sostenibile				✓
GEOPOLITICA DELL'ENERGIA				
Tensioni Golfo Persico (Qatar)		✓		
OPERATORI DELL'ENERGIA				
Rinnovo Vertici Società partecipate dallo Stato	✓			
Strategie aziendali ENEL	✓	✓	✓	✓
Strategie aziendali ENI	✓	✓	✓	✓
MERCATO NAZIONALE ENERGIA/POLITICA ENERGETICA NAZIONALE				
Strategia Energetica Nazionale		✓	✓	✓
Fine mercato tutelato (Ddl Concorrenza)		✓	✓	
Efficienza Energetica Edifici	✓	✓	✓	
Costo energia per famiglie e imprese				✓
CAMBIAMENTO CLIMATICO/SOSTENIBILITA'				
Uscita Stati Uniti accordo clima Parigi		✓	✓	
Fenomeni climatici estremi negli Stati Uniti			✓	
Vertice internazionale "One Planet Summit" Parigi				✓
IMPATTO AMBIENTALE LOCALE				
Inquinamento aria	✓	✓		✓
Dieseltgate	✓			
Centro Olio Val d'Agri		✓		
ILVA Taranto (nuovo piano ambientale)				✓
TAP (Trans Adriatic Pipeline)	✓	✓		✓
TECNOLOGIE ENERGETICHE				
Mobilità sostenibile e auto elettrica	✓		✓	✓

In conclusione, la Figura 120 rappresenta la classificazione di un ampio campione di articoli della stampa generalista rispetto alle voci del Trilemma energetico. Tra quelli classificabili il numero più cospicuo afferrisce alla voce "Decarbonizzazione". Emerge, altresì, che il tema legato all'insieme delle tre questioni della politica energetica (Trilemma) sia stato poco affrontato.

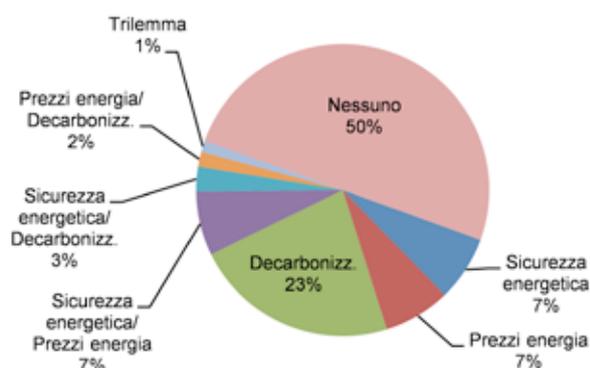


Figura 120 – Frequenza delle componenti del Trilemma nei testi esaminati

6.2 L'energia nella stampa specialistica nel IV trimestre 2017

I testi analizzati per la stampa specialistica sono costituiti dall'insieme del titolo, occhiello e sommario relativo a 332 articoli comparsi nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2017. Le figure sotto riportate (Figura 121-123) offrono una rappresentazione visiva sintetica e immediata del contenuto rilevato mediante gli strumenti della *network analysis*, che descrive il sistema di relazione degli elementi mediante una struttura di nodi ed archi. Gli elementi o i nodi della rete sono costituiti dalle forme lessicali che compongono gli articoli. Gli archi indicano una relazione tra i nodi, mentre la colorazione indica la presenza di un'omogeneità dei nodi che hanno una più intensa interrelazione. Dall'analisi di tali aggregati è stato possibile ricavare una lista dei principali argomenti trattati dalla stampa nel corso del trimestre.

Per il mese di ottobre emergono sei-sette temi di maggior rilievo (Figura 121):

- La centralità del tema gas, che monopolizza buona parte dell'agenda politica (MISE, SEN).
- Il ruolo di AEEGSI per effetto della relazione in Parlamento del presidente (CAMERA) e per il giudizio da questa espresso circa la qualità dei dati forniti da alcuni operatori (come Snam, Sgi, Itg, Cmtvg, Energie e Retragas sui piani trasporto gas). Vale la pena di notare come i due lemmi GAS e AEEGSI siano strettamente connessi e in posizione di netta centralità, caratteristiche queste che si riscontrano per tutti i mesi esaminati.
- Il problema della centrale nucleare in Francia, con il fermo dichiarato da Edf, che nella stampa viene collegato all'allerta sui prezzi del mercato elettrico e sulla continuità delle importazioni, e quindi alla nozione di "rischio";
- La questione dei tetti antitrust nel regime del post-tutela (ENEL, CLIENTE, TUTELA);
- La pubblicazione dei dati GSE riguardo ai procedimenti di verifica degli incentivi sulle FER, dalla quale emerge il valore accertato degli importi da recuperare (INCENTIVI, GSE);
- La dinamica del mercato Auto, in particolar modo quella dei veicoli elettrici, che il rapporto "Mobilità Sostenibile" prevede in forte espansione entro il 2025 e che è al centro del Pacchetto Mobilità della Commissione UE (AUTO, EUROPA, ELETTRICO, MOBILITÀ);
- La proposta di legge sulle maxi-bollette.

Per il mese di novembre (Figura 122) i temi più ricorrenti sono:

- Il gas, come nel mese precedente, ma con una connessione anche con ANTITRUST (ad esempio, "Antitrust boccia corridoio liquidità gas") e "PREZZI (a un anno dall'entrata in vigore del regolamento Ue 2016/1952 sulle "statistiche europee sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica", la Commissione ha adottato il regolamento di esecuzione 2017/2169");
- La funzione esercitata da AEEGSI, in particolare in ordine alle misure contenute nel dco 734/2017 sulle semplificazioni degli iter per le gare gas previste dalla Legge concorrenza;
- Gli obiettivi 2030 in seno all'UE (SISTEMA, RINNOVABILI, FER, OBIETTIVO)
- Ancora, il tema della crisi del nucleare francese, con le ripercussioni sui prezzi del mercato elettrico e la implicita connessione con altri paesi, come la Germania (ad esempio, il dibattito sulle nuove regole per l'allocazione della capacità elettrica di lungo-termine, nonché il caso del carbone FER tedesco che nel breve paga, in controtendenza rispetto agli altri paesi continentali);
- Il piano ENEL per le colonnine di ricarica elettrica (PIANO, ENEL), che non a caso si mostra in connessione mediata con l'altro tema individuato dai lemmi AUTO ed ELETTRICO.

Infine, per il mese di novembre (Figura 123) i temi più ricorrenti sono:

- Il gas, come nel mese precedente, con una connessione peculiare con un lemma come ALLARME, per effetto della preoccupazione per una domanda elevata per le rigide temperature, e per la vicenda dello stop dell'oleodotto Forties;
- AEEGSI, legato alla questione del superamento della maggior tutela, alla legge di concorrenza e all'accesso dei clienti ai dati;
- Strettamente legato al precedente, il tema del dibattito sulla maggior tutela;
- Il tema dell'agenda politica, legato in particolare al decreto sulle agevolazioni agli energivori e sulla riforma per i domestici;
- I temi connessi variamente al mercato europeo (ad esempio, "I *Corporate renewable power purchase agreements* (Ppa) uniscono anche a livello europeo i produttori e i consumatori di energia"; "Rapporto di Delta-ee commissionato da Ease; Nel 2021 il mercato dello storage italiano potrebbe superare quello tedesco, divenendo così il primo d'Europa").

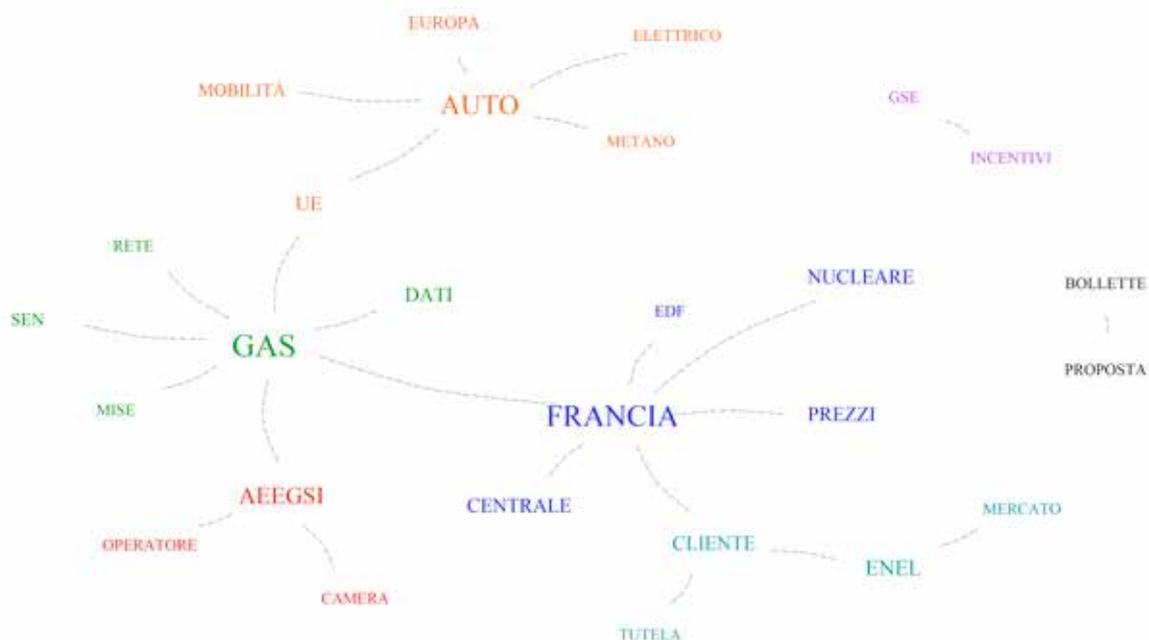


Figura 121 – Grafo per il mese di ottobre 2017, stampa specialistica

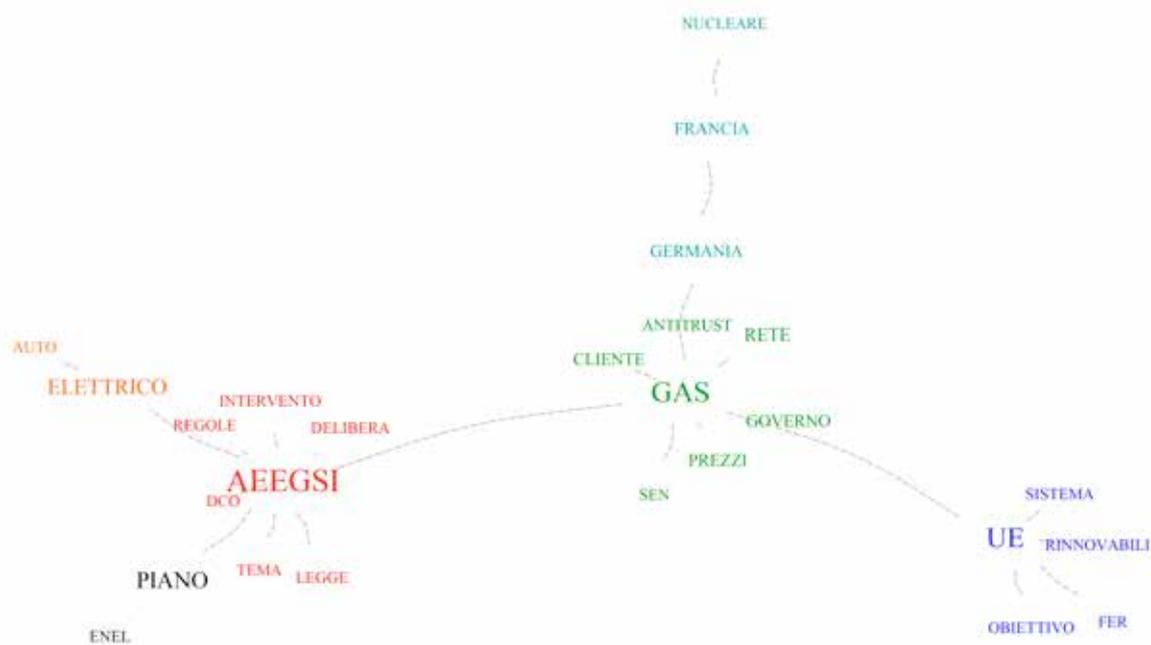


Figura 122 – Grafo per il mese di novembre 2017, stampa specialistica

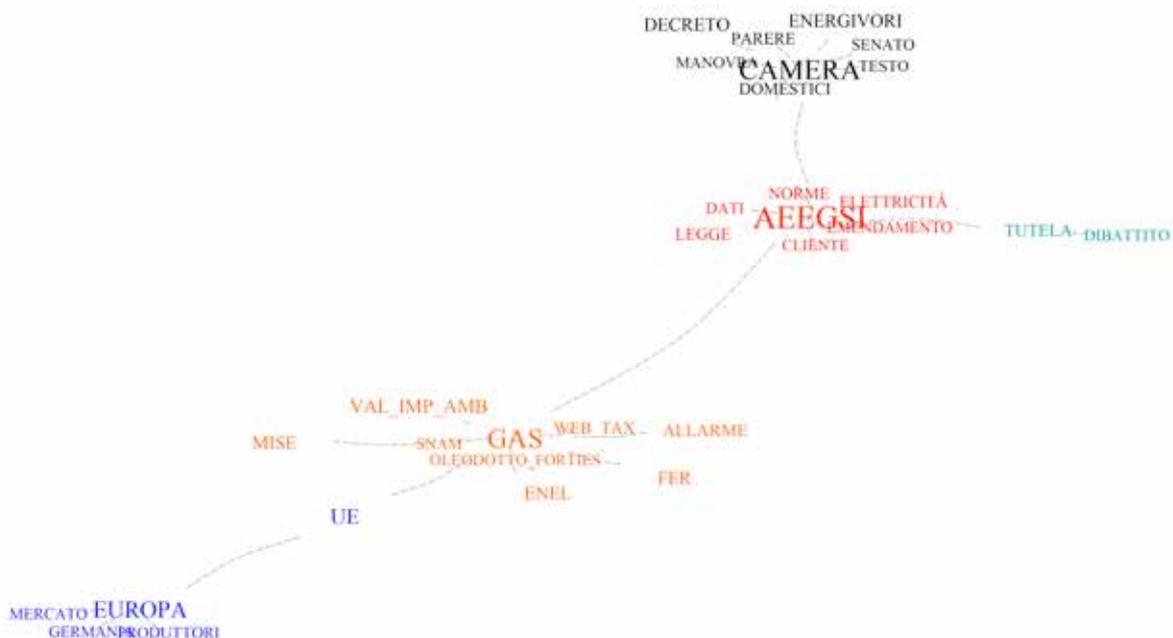


Figura 123 – Grafo per il mese di dicembre 2017, stampa specialistica



Figura 124 – Numerosità dei principali argomenti trattati nella stampa specialistica

Riguardo la classificazione degli articoli per fonti energetiche (Figura 125), 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 sui temi legati *efficienza energetica e risparmio energetico* (22%), *Gas* (22%). Netamente inferiore l'attenzione per le *Rinnovabili* (2,5%, dato in controtendenza con il trimestre precedente) e per il *Carbone* (dato in coerenza con le rilevazioni del trimestre precedente).

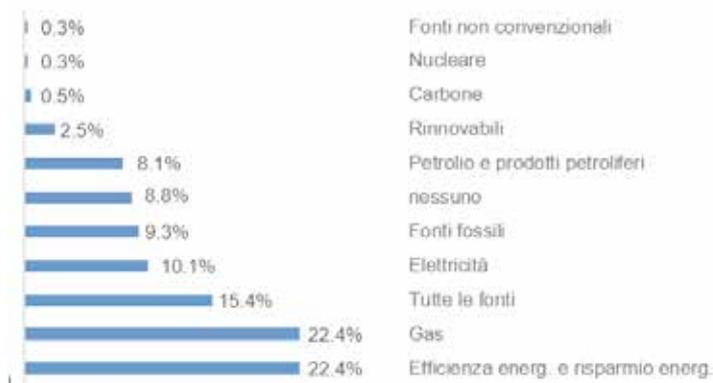


Figura 125 – Numerosità delle voci relative ai settori energetici nella stampa specialistica

1. Indice Sintetico della Transizione Energetica

Figura 1 – Indicatori delle tre dimensioni della politica energetica: dati 2017 e 2016, valore indicatori, tendenze

Al fine di valutare in maniera sintetica l'evoluzione del sistema energetico lungo le tre tradizionali dimensioni della politica energetica (c.d. trilemma energetico: decarbonizzazione, sicurezza e prezzi dell'energia per il sistema industriale), cogliendone allo stesso tempo la complessità e le interdipendenze, l'ENEA ha elaborato un Indice sintetico della transizione energetica (ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzi Energia e Decarbonizzazione). L'ISPRED può variare tra un valore minimo pari a zero (elevata criticità) e un valore massimo pari a 1 (elevato soddisfacimento del trilemma). L'indice è costituito dalla combinazione di un insieme di indicatori riconducibili alle tre dimensioni considerate, che hanno pari peso nel calcolo del valore dell'indice. Per ciascuna delle tre dimensioni sono stati considerati diversi indicatori, ai quali sono stati assegnati differenti pesi nel calcolo del contributo di ciascuna dimensione al valore complessivo dell'indice.

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

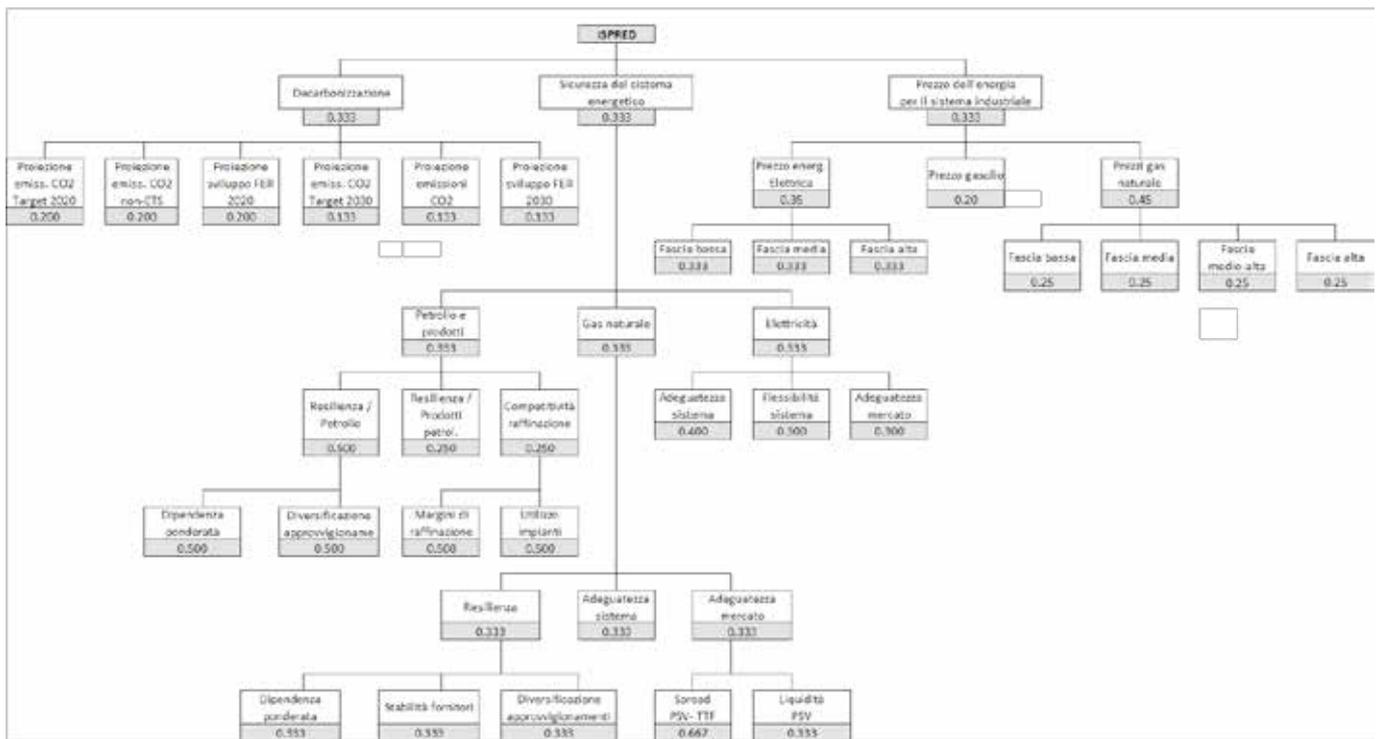


Grafico 1 – Struttura dell'indice ISPRED e valori dei pesi assegnati agli indicatori che lo compongono

Le Tabelle che seguono spiegano il significato di ciascun indicatore.

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

Tabella A – Indicatori considerati per la dimensione Decarbonizzazione

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

Tabella B – Indicatori della dimensione Sicurezza energetica

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

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

Figura 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

La figura descrive l'evoluzione degli indici sintetici relativi alle tre dimensioni del trilemma energetico, ottenuti dalla combinazione degli indicatori inclusi in ciascuna dimensione, come descritto in Figura 1.

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.

Focus - Una valutazione delle interdipendenze fra le dimensioni del trilemma energetico

Figura F1 – Raggruppamenti per periodi dell'evoluzione temporale dell'ISPRED

Raggruppamenti per periodi dei valori delle tre componenti dell'ISPRED descritti in Figura 2.

Figura F2 – Coefficienti di correlazione parziale tra le diverse dimensioni dell'ISPRED

Figura F3 – Analisi in componenti principali applicata agli indicatori inclusi nell'ISPRED

Il grafico riporta il coefficiente di correlazione di ciascuna variabile con ciascuna componente principale. Gli indici complessivi *SICUR*, *PREZZI* e *DECARB* sono stati utilizzati come variabili illustrative.

Figura F4 – Analisi in componenti principali. Proiezione degli indici sul piano definito dalle prime due componenti, con evidenziazione del trend

Grafico *biplot* che riporta i valori di cui alla Figura F3 e i *factor score* di ciascun trimestre.

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%)
- Heating Degree Days / Gradi giorno riscaldamento, variabile di severità climatica invernale (peso 25%)
- Cooling Degree Days / Gradi giorno raffrescamento, 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>.

I dati sui gradi giorno sono di fonte Eurostat.

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

Figura 6 – Bilancio domanda/offerta (Mbb/g, asse sx) e prezzo del petrolio – dati storici e previsioni Banca Mondiale

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

Figura 7 – Produzione di petrolio negli USA (kbb/g) asse sx) e prezzo del petrolio (\$/bbl, asse dx).

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

Figura 8 – Prezzo del gas naturale (€/MWh)

Le fonti dei dati sui prezzi di gas naturale sono <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx> e

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

Figura 9 – Prezzo del gas naturale sul TTF e stima del prezzo di un contratto indicizzato al prezzo del petrolio (€/MWh)

Elaborazione ENEA.

Figura 10 – Consumi di energia primaria (Mtep) e intensità energetica del PIL (tep/k€)

Nei consumi di energia primaria sono considerati:

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

Il dato relativo ai consumi finali di fonti rinnovabili termiche è una stima ENEA.

I dati utilizzati per la stima dei consumi di energia primaria non sempre risultano definitivi al momento della stesura dell'Analisi trimestrale ENEA, in modo particolare per quanto riguarda i dati relativi ai trimestri più recenti.

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>
- Supply and transformation of oil - monthly data [nrg_102m], Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>
- Newsletter Trimestrale Elettricità Futura, http://www.elettricitafutura.it/s/Energia-in-numeri/La-congiuntura-del-settore-elettrico_34.html

Figura 11 – Consumi finali di energia

Fonti dati: vedi la nota di Figura 10.

Figura 12 – Importazioni nette (Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 10.

Figura 13 – Trend (somma ultimi 4 trimestri) dei consumi di energia primaria (Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 10.

Figura 14 – Energia primaria per fonte (variazione sull'anno prec., Mtep)

Fonti dati: vedi la nota di Figura 10.

Figura 15 – Quota percentuale (asse sx, %) delle FER e incentivi erogati (asse dx, miliardi €) nel settore elettrico

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

Figura 16 – Consumi elettrici trimestrali (var. % su anno prec., asse sn), consumi elettrici e % energia elettrica sui consumi finali di energia (2005=100, asse dx)

Fonti dati:

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

Figura 17 – Produzione idroelettrica (TWh, asse sx) e scostamento dai valori medi trimestrali 2008-2017 (TWh, asse dx)

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

Le valutazioni sono elaborazioni ENEA sui dati mensili TERNA.

Fonte dati:

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

Figura 18 – Fonti primarie per la generazione elettrica (Mtep)

Fonti dati: vedi nota di Figura 10.

Figura 19 – Consumi di energia trasporto stradale, traffico veicolare rete autostradale, IMR (variazioni tendenziali, %)

Fonti dati:

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

Figura 20 – Consumi per trasporti stradali (Mtep, asse sx) e emissioni medie di CO₂ del parco auto (gCO₂/km, asse dx)

Fonti dati:

- Consumi petroliferi, MISE, <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>
- Ispra, <http://annuario.isprambiente.it/>: Emissioni specifiche medie di CO₂ dalle autovetture su strada

Per la stima delle emissioni del parco auto degli anni 2016 e 2017 è stato considerato il fattore emissivo dell'anno corrispondente all'età media dei veicoli rottamati e dei nuovi immatricolati.

Figura 21 – Immatricolazioni annue di autovetture(sx) ed emissioni medie di CO₂ dei nuovi veicoli (gCO₂/km, dx)

Numero di autoveicoli immatricolati per tipologia di alimentazione

Fonti dati:

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

Figura 22 – 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 2017 elaborazioni ENEA, vedi nota di Figura 10
- Indagine mensile ISTAT sulla produzione industriale: http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSC_INDXPIND_1

Figura 23 – Consumi di energia nel settore civile e indice delle variabili guida dei consumi del settore (2010=100)

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA, vedi nota di Figura 10

L'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA, vedi nota di Figura 4.

Figura 24 – Consumi finali di energia, dati storici e previsioni un passo avanti (Mtep)

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

3. Decarbonizzazione del sistema energetico

Figura 25 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (variazione tendenziale, Mt)

Evoluzione delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale, dal 2005 al 2017, e variazione percentuale rispetto ai valori registrati per il 2005.

Fonti dati:

- Per i dati dal 2005 al 2015, ISPRA, Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2015, <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- Per i dati relativi al 2016 e al 2017, 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 National Inventory Submissions all'UNFCCC: <https://tinyurl.com/y9vyb5ax>

Figura 26 – Emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano (Mt, asse sx) e variazione % rispetto al 2005 (asse dx)

Fonti dati: vedi nota di Figura 25.

Figura 27 – Emissioni di CO₂ in Italia e suoi driver (2008=100)

La figura riporta l'evoluzione nel tempo di ciascuna componente dell'identità di Kaya, trasformata in un indice con valore pari 100 nel 2008. 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):

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

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

Figura 28 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue in diversi periodi di tre anni

Vedi Figura 27.

Figura 29 – Emissioni totali di CO₂ del sistema energetico italiano (dati storici e proiezioni, Mt)

Le proiezioni sono un'elaborazione ENEA, costruite ipotizzando un'evoluzione di popolazione, intensità energetica, quota fossili sul totale energia e intensità carbonica fonti fossili ai tassi medi annui degli ultimi 3-5 anni, mentre per il Pil si è ipotizzato una crescita dello 0,5% m.a.

Figura 30 – Emissioni di CO₂ in Italia – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue calcolate sui tre anni precedenti a ogni periodo

Vedi nota di Figura 27.

Figura 31 – Proiezione emissioni settori ESD (Mt)

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

- <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- <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 29.

Fonti dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA.

Figura 32 – Emissioni di CO₂ settori ESD – Scomposizione delle variazioni percentuali medie annue in diversi periodi di cinque anni

Vedi nota di Figura 27.

Figura 33 – CO₂ da generazione elettrica: variazione tendenziale e sua scomposizione in due componenti (%)

Variatione 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 come da Inventario delle Emissioni di gas serra dell'ISPRA, e sui dati di consumi energetici trimestrali per la generazione elettrica elaborati dall'ENEA.

Fonti dati:

- Serie storiche delle emissioni di gas serra 1990-2014 - Tabelle dei gas serra (comunicate ufficialmente alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici - UNFCCC) per gli anni 1990-2014 (Common Reporting Format) <https://tinyurl.com/y83vfg6o>
- Newsletter mensile Terna, <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>

Figura 34 – Consumi energia e variabili guida della domanda di servizi energetici del settore Civile (2008=100)

Fonti dei dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA.

L'indice delle variabili guida è costruito è una componente del Superindice ENEA, vedi nota di Figura 4.

Figura 35 – Evoluzione temporale del PIL, dei consumi di energia e delle emissioni di CO₂ del settore trasporti (2010=100)

Fonti dei dati:

- MISE, Bilanci energetici nazionali
- per i consumi finali di energia 2017 elaborazioni ENEA
- Per i valori del PIL e della produzione industriale sono stati utilizzati i dati ISTAT (<http://dati.istat.it/>).

4. Sicurezza del sistema energetico

Figura 36 – Import netto di greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

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 37 – Produzione interna di greggio (kt; N.B.: asse dx per UE e Regno Unito)

Produzione interna 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 38 – Diversificazione dei fornitori: indice HH

La differenziazione nei fornitori viene valutata mediante l'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman

<https://tinyurl.com/y983dr34> che è stato applicato sulle quantità di prodotti importati da ciascun paese. L'indice è costruito come somma dei quadrati delle quote di prodotto importato (esprese in percentuale) da ciascun fornitore estero. Valori vicini a zero rappresentano situazioni di mercato altamente diversificato, mentre valori crescenti dell'indice rappresentano

situazioni in cui c'è una prevalenza di uno o più fornitori, fino al caso limite di un indice pari a 1 nel caso di unico fornitore. Fonte dati: elaborazioni ENEA su dati MISE (<http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/bollettino.asp>) e IEA.

Figura 39 – Provenienza dei greggi da diverse aree geografiche (quote %)

Sono stati aggregati i dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese su base annuale fino al 2015 e su base trimestrale per il 2016, i valori sono espressi come percentuale sul totale di greggio importato.

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

Figura 40 – Grado API (asse sn) e tenore di zolfo (asse dx, % di zolfo sul totale) dei greggi importati

Sono riportati i valori della media pesata del grado API e del tenore di zolfo dei dati riferiti alle importazioni di greggio per ciascun Paese.

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

Figura 41 – Lavorazioni di petrolio greggio (kt, N.B.: asse dx per UE)

Le lavorazioni di greggio per le diverse realtà economiche considerate sono espresse come variazione percentuale del greggio in input nelle raffinerie sul trimestre corrispondente dell'anno precedente. Base dati trimestrale.

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

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

Figura 42 – Consumi annuali dei principali prodotti petroliferi (Mtep)

Fonti dati: <http://dgsaie.mise.gov.it/dgerm/consumipetroliferi.asp>.

Figura 43 – Parco auto circolante per tipo di alimentazione (n° veicoli)

Fonti dati: ACI, <http://www.aci.it>

Figura 44 – Export netto prodotti petroliferi (kt)

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

Figura 45 – Rapporto tra produzione e consumi di gasolio

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

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

Figura 46 – Rapporto tra produzione interna e consumi di benzina

Fonti dati: elaborazioni ENEA su dati Eurostat

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

Figura 47 – Margini di raffinazione (\$/bbl) per diverse aree geografiche

Margini della raffinazione per quattro aree geografiche.

Fonti dati:

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

Figura 48 – 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 49 – Domanda di gas naturale in Europa (Mm³, asse sx) e generazione elettrica da carbone nell'UE (GWh, asse dx)

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

Figura 50 – Importazioni di gas in Europa per origine (scostamento rispetto alla media decennale, Mm3, asse sx), spread fra prezzo del gas russo e TTF, spread fra prezzo del gas Indonesia e TTF (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

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

Figura 51 – Domanda trimestrale di gas naturale in Italia (MSm³)

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

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

Figura 52 – Domanda mensile di gas naturale per settore in Italia – Differenza rispetto alla media decennale (miliardi di m³)

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

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

Figura 53 – 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 54 – Immissioni di gas naturale in Italia 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 55 – Importazioni mensili di gas russo in Italia (asse sx) e spread medio mensile tra prezzo del gas russo in Europa e TTF (asse dx)

Fonti dati:

- SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato, http://www.snamretegas.it/it/servizi/Quantita_gas_trasportato/2_Andamento_dal_2005/
- 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 56 – Dipendenza dall'import (asse sn) e peso del gas sul sistema energetico (asse dx) – dati storici e proiezione 2017

La Figura combina due variabili, la dipendenza dalle importazioni di gas naturale (calcolata come percentuale dell'import netto di gas sul consumo totale di gas naturale) e il peso del gas nel mix di energia primaria (calcolato come quota percentuale dei consumi di gas naturale sui consumi totali di energia primaria), in un unico indicatore.

Fonti dati:

Eurostat, Simplified energy balances – annual data, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Figura 57 – Indice N-1 (Mm³/g) per l'Italia

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

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

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

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

Figura 58 – Importazioni giornaliere per punto di entrata (Mm³/g, asse sx) e prezzo del gas sul mercato infragiornaliero (€/MWh, asse dx) nel mese di dicembre 2017

Fonti dati:

SNAM rete gas, bilanci giornalieri del gas trasportato,

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

Figura 59 – 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 60 – Prezzo del gas naturale sui mercati PSV e TTF (€/MWh, asse sn) e spread fra i due prezzi (€/MWh, asse dx)

Fonti dati:

- Prezzo mensile del gas naturale registrato al Title Transfer Facility: <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotTtf.aspx>
- Per il prezzo mensile al PSV Newsletter mensile GME,
- <http://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/ArchivioNewsletter.aspx>.

Figura 61 – Richiesta di energia elettrica mensile (GWh)

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

Figura 62 – Richiesta di energia elettrica mensile, dati storici “depurati” e trend di lungo periodo (GWh)

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

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

Figura 63 – 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.

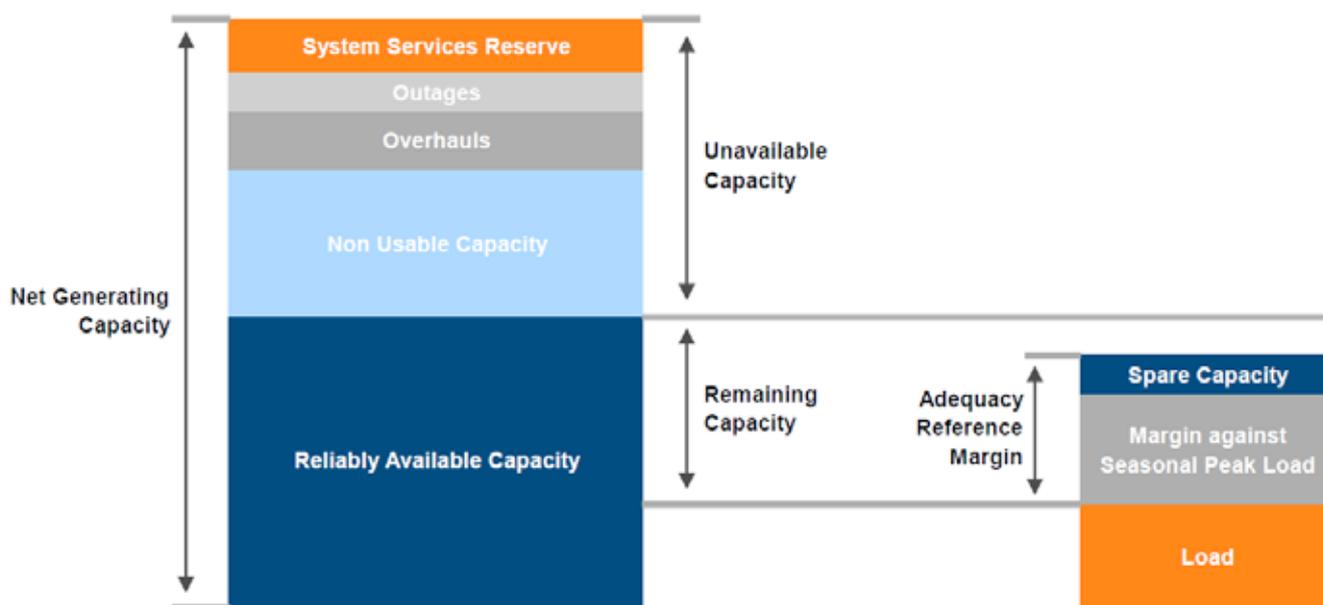
Fonte dati: Terna, Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico, Serie storica dei bilanci elettrici mensili, varie edizioni.

Figura 64 – 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 65 – 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).



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 66 – Massima penetrazione dell'insieme delle fonti energetiche rinnovabili e delle FRNP (in % della domanda)

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 67– Percentuale di ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda – Sistema Italia

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 riportate 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 68 – Variazione oraria della produzione intermittente – Sistema Italia (%) – minimi, massimi e deviazione standard

Vedi nota di Figura 57.

Figura 69 – Profilo orario della domanda totale e della domanda residua – Sistema Italia (MW)

La curva oraria della domanda residua è calcolata come differenza fra la domanda totale media oraria e la generazione oraria da fonti rinnovabili non programmabili.

Fonti dati:

Fabbisogno di energia orario e per zona: Terna,

<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/load/actualload.aspx>

Figura 70 – Variazione oraria della domanda residua nelle sei zone di mercato italiane (in % sul carico) nel 2017

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 71 – Diagramma della domanda oraria, della sua copertura e della domanda residua nel giorno di massima penetrazione oraria delle fonti intermittenti – 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 72 – Evoluzione del corrispettivo uplift a copertura dei costi di dispacciamento (€/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 73 – Prezzo unico nazionale medio annuo e prezzo medio annuo del gas al PSV (€/MWh)

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

Figura 74 – Variazione delle vendite medie orarie per fonte sul Mercato del Giorno Prima – 2017 rispetto a 2016 e 2011

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

Figura 75 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia e Germania nel 2016 e nel 2017 (€/MWh)

Fonti dei dati:

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

Figura 76 – Curva oraria del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia – vari anni

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

Figura 77 – Rapporto tra prezzo medio in fascia oraria F1 e prezzo medio in F2 e tra prezzo in F1 e in F3

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

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

Figura 78 – Spark spread 2012-2017 nel sistema Italia (€/MWh, asse sx) e quota di produzione termoelettrica (% , asse dx)

Lo spark spread è stato calcolato come differenza tra il prezzo medio mensile di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima e il costo variabile sostenuto da un ipotetico impianto termoelettrico turbogas a ciclo combinato. In linea con la metodologia seguita dall'AEEGSI (*Rapporto 07 agosto 2014, 428/2014/II/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 79 – Prezzo medio orario nella borsa elettrica nel 2017 (€/MWh)

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

5. Prezzi dell'energia per le imprese

Figura 80 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto delle imposte recuperabili: consumi 20-500 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 500 MWh. Informazioni dettagliate sulla metodologia di raccolta dati da parte di Eurostat sono contenute nella [Direttiva 2008/92/CE](#) e nella sezione "[Explanatory text \(metadata\)](#)" della tabella ad essi relativa. Per la ricostruzione del prezzo pagato dal piccolo consumatore di energia non domestico (in figura "piccola impresa") si sono prese a riferimento alcune tipologie d'impresa rilevate da REF Ricerche nell'ambito delle attività di rilevazione dei prezzi dell'energia pagati dalle imprese italiane. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 169 MWh, potenza impegnata di 95 kW, in bassa tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "piccola impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo

annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La stima di prezzo è al netto dell'IVA e corrisponde alla somma delle voci "Materia energia", "Trasporto e gestione del contatore" e "Oneri di sistema" a cui viene aggiunta l'accisa erariale. La "quota energia" della voce "Materia energia" è calcolata come media dei valori mensili forniti trimestralmente dall'ARERA, ponderata per i consumi nelle fasce F1, F2 e F3. I dati presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW. I pesi assegnati riflettono l'ipotesi di distribuzione oraria dei consumi di energia elettrica per l'impresa considerata e sono: 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. La "quota fissa" della voce "Materia energia" è calcolata come media dei valori trimestrali forniti dall'ARERA, suddivisa per il consumo annuo di energia. La voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti DIS, TRAS, MIS fornite dall'ARERA per l'impresa di riferimento. Dal 2016 vengono aggiunte le componenti UC3 e UC6. La "quota fissa" della voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come somma delle componenti di cui sopra, suddivisa per il consumo annuo di energia. La "quota potenza" della voce "Trasporto e gestione del contatore" è calcolata come prodotto della componente DIS per la potenza disponibile diviso per il consumo annuo di energia. La voce "oneri di sistema" corrisponde alla media dei valori trimestrali forniti dall'ARERA per il semestre di riferimento. La "quota fissa" e la "quota potenza" della voce "oneri di sistema" sono calcolate come media dei valori trimestrali forniti dall'AEEGSI per il semestre di riferimento suddivise per il consumo annuo di energia.

Figura 81 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi 20-2.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 20 MWh e 2.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e tra 500 e 2.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 557 MWh, potenza impegnata di 257 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "media impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). Per ulteriori approfondimenti sulla metodologia utilizzate fare riferimento alla metodologia di Figura 81.

Figura 82 – Prezzo energia elettrica per le imprese al netto di IVA e imposte recuperabili: consumi tra 500-20.000 MWh (€/kWh)

Il confronto internazionale sui prezzi dell'energia elettrica pagati dalle imprese dei diversi Paesi europei è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)) e considera solo i prezzi al netto dell'IVA e di altre imposte detraibili. La disponibilità temporale del dato Eurostat è semestrale e la fascia di consumi annui scelta ai fini del confronto è quella tra 500 MWh e 20.000 MWh. I valori riferiti a questa fascia corrispondono alla media dei valori delle fasce Eurostat con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh e tra 2.000 e 20.000 MWh. Per la ricostruzione del prezzo indicato in figura si è presa a riferimento un'impresa con consumo annuo di 2.505 MWh, potenza impegnata di 984 kW, in media tensione. Questa tipologia di utente non domestico è stata denominata "grande impresa" e il termine riflette esclusivamente il livello di consumo annuo di energia e non la dimensione dell'impresa (numero di dipendenti e fatturato). La "quota energia" e la "quota fissa" della voce "servizi di vendita" o "materia energia" sono calcolate come indicato nella metodologia di Figura 67. Il valore ottenuto è successivamente moltiplicato per il complemento a 1 della differenza in percentuale tra il valore medio della componente di approvvigionamento delle imprese in Bassa Tensione e quelle in Media Tensione. La fonte del valore medio della componente di approvvigionamento è la Relazione Annuale dell'AEEGSI. Per il 2016 si utilizza la media delle differenze dei tre anni precedenti.

Figura 83 – Scostamento del prezzo dell'energia elettrica tra Italia e UE28 (%)

Il confronto 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. Il prezzo per l'Italia corrisponde quello indicato in Figura 1, Figura 2 e Figura 3.

Figura 84 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia (al netto di IVA e imposte recuperabili): consumi tra 500-2.000 MWh

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

$$(P_{rec} - P_{net}) / P_{rec}$$

Figura 85 – Percentuale di tasse e imposte non recuperabili sul prezzo finale dell'energia elettrica (al netto di IVA e imposte recuperabili): scostamento rispetto alla media UE

Il dato semestrale sullo scostamento dell'Italia rispetto alla media dei Paesi UE relativamente alla quota di tasse e imposte non detraibili sul prezzo finale dell'energia è basato su dati Eurostat ([Electricity prices for industrial consumers - bi-annual data \(from 2007 onwards\)](#)).

Il valore percentuale è stato calcolato secondo la metodologia utilizzata per la Figura 84.

Il dato sullo scostamento corrisponde al rapporto tra il dato dell'Italia e quello medio UE-28 per ogni periodo di riferimento. Un valore pari a 1 indica perfetto allineamento dell'Italia alla media UE. Un valore superiore o inferiore a 1 indica rispettivamente un peso di tasse e imposte non detraibili maggiore o inferiore rispetto alla media UE. Le tre fasce di consumo annuo di energia elettrica selezionate sono le seguenti:

- consumi tra 20 MWh e 500 MWh;
- consumi tra 500 MWh e 2.000 MWh;
- consumi tra 2.000 MWh e 20.000 MWh.

Figura 86 – Prezzo trimestrale energia elettrica per la piccola impresa italiana (€/kWh, IVA escl)

Vedi nota di Figura 80 per la ricostruzione del prezzo della piccola impresa, qui riportato su scala trimestrale. Per gli energivori si è scelta la classe di agevolazione FAT 1.

Figura 87 – Prezzo energia elettrica al netto delle imposte per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

Il prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'ARERA 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. Fino al IV trimestre del 2017 i valori considerati comprendono solo le componenti variabili in funzione dei consumi e non considerano la quota fissa o la quota potenza. Dal I trimestre 2018 i valori di ASOS e ARIM comprendono la quota energia e 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 88 – Variazione trimestrale delle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche (potenza disp.>16,5 kW)

Per i valori relativi alle componenti PD e PE del prezzo dell'energia elettrica per utenze non domestiche in regime tutelato si è fatto riferimento ai dati trimestrali forniti dall'AEEGSI relativamente alle condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato. I valori presi in considerazione per l'analisi riguardano le utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, potenze impegnate superiori a 1,5 kW e consumi mensili nei limiti di 4 GWh.

La componente PD viene considerata come media semplice dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento. Il grafico mostra la variazione percentuale della componente PD da un trimestre a quello successivo. La componente PE viene considerata come media ponderata dei valori forniti dall'Autorità per ciascuno dei tre mesi che compongono il trimestre di riferimento e per ciascuna fascia di consumo. I pesi assegnati sono 63% per la fascia F1, 22% per la fascia F2 e 15% per la fascia F3. Il grafico mostra la variazione percentuale delle componenti PD e PE da un trimestre a quello successivo. Il prezzo dell'energia elettrica per la piccola impresa corrisponde a quello di Figura 85.

Figura 89 – Media annua del prezzo al consumo del gasolio per trasporti include imposte e tasse (€/litro)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo al consumo gasolio per trasporti include imposte e tasse del [Weekly Oil Bulletin](#) della Direzione Generale per l'Energia (DG ENERGY) della Commissione Europea.

Figura 90 – Prezzo al consumo del gasolio per trasporti, include imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)

Vedi nota di Figura 89.

Figura 91 – Scostamento del prezzo industriale dalla media UE nei principali paesi europei (€/litro)

Il confronto internazionale è basato sui dati settimanali del prezzo del gasolio per trasporti al netto di 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 trimestrale degli scostamenti tra i prezzi di ciascun paese e i prezzi a livello UE.

Figura 92 – 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 93 - Prezzo gas per l'industria al netto di tasse e imposte, fascia di consumo 100.000-1.000.000 GJ e prezzo spot sul TTF (asse sx €/GJ, asse dx €/MWh)

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

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

Figura 94 – Variazione del prezzo del gas al netto di tasse e imposte, consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ (%)

Vedi nota di Figura 93.

Figura 95 – Variazione del prezzo gas per la fascia di consumo annuo 100.000-1.000.000 GJ e variazione delle componenti della bolletta relative alla materia gas (%)

Vedi nota di Figura 93.

Figura 96 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 1.000-10.000 GJ (€/GJ)

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

Figura 98 – Prezzo del gas al netto di tasse e imposte recuperabili, consumo annuo 1.000.000-4.000.000 GJ (€/GJ)

In funzione esclusivamente 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. 79) 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 99 – Scostamento dei prezzi del gas (al netto di tasse e imposte recuperabili) rispetto alla media EU28

La figura analizza lo scostamento dei prezzi al netto delle imposte deducibili rispetto alla media EU28. Un valore negativo indica che il prezzo italiano è relativamente inferiore rispetto alla media EU28, un valore positivo indica il contrario.

Figura 100 – Prezzi del gas naturale al netto di tasse e imposte recuperabili in Italia per fasce di consumo (€/GJ)

Il confronto Italiano per fasce di consumo 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). I dati annuali sono stati calcolati come media semplice dei dati semestrali.

La ricostruzione del dato 2017 relativo alla piccola utenza si è basata sui corrispettivi per i servizi e oneri di sistema al netto delle imposte, definiti trimestralmente dall'ARERA per i clienti domestici con diritto al Servizio di tutela. Il dato si riferisce a un consumo annuo superiore a 5.000 e fino a 200.000 Smc/anno ed è stato calcolato come media dei valori delle fasce 5001 e 80.000 Smc/anno e 80.001 e 200.000 Smc/anno. I dati relativi alle altre fasce di consumo (tra 100.000 - 1.000.000 GJ e tra 1.000.000- 4.000.000 GJ) sono stati ricostruiti sulla base degli scostamenti tra prezzi della fascia con consumi compresi tra 1.000 e 10.000 GJ e le fasce con consumi compresi rispettivamente tra 100.000 - 1.000.000 GJ e 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. Per maggior dettaglio si rimanda alla nota metodologica dell'Analisi trimestrale n. 2/2016.

Figura 101 – Quota percentuale dei servizi e oneri di sistema sul prezzo del gas al netto di tasse e imposte

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

FOCUS – I brevetti nelle tecnologie per la mitigazione climatica

Figura 102 – Quota dei brevetti mondiali nelle tecnologie per la mitigazione climatica sul totale dei brevetti nelle tecnologie ambientali

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 103 – Quota dei brevetti mondiali nelle Tecnologie energetiche sul totale dei brevetti nelle tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 104 – Quota dei brevetti mondiali nelle Tecnologie per i trasporti sul totale dei brevetti nelle tecnologie per la mitigazione del cambiamento climatico

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 105 – Specializzazione tecnologica dei maggiori paesi nelle Tecnologie energetiche rispetto alle quote dei brevetti in tutte le tecnologie sul totale mondiale – Famiglie brevettuali triadiche

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 106 – Specializzazione tecnologica dei maggiori paesi nelle Tecnologie per trasporti rispetto alle quote dei brevetti in tutte le tecnologie sul totale mondiale – Famiglie brevettuali triadiche

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 107 – Specializzazione tecnologica nelle Tecnologie per i trasporti dei Paesi dell'Unione Europea – domande di brevetto depositate presso l'EPO

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

Figura 108 – Specializzazione tecnologica nelle Tecnologie energetiche dei Paesi dell'Unione Europea – domande di brevetto depositate presso l'EPO

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD Patent Statistics.

6. I fatti dell'energia nella comunicazione

Figura 109 – Testi esaminati per testata giornalistica

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

Figura 110 – 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 111 – 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 112 – 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 113 – 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 114 – 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 115 – 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 116 – 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 117 – Frequenza dei singoli settori dell'energia nei testi compresi in "Impatto ambientale locale"

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 118 – 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 119 – 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.

Figura 121 – Grafo per il mese di ottobre 2017, stampa specialistica

Allo scopo di mantenere un approccio d'analisi esplorativo, l'identificazione delle forme lessicali più salienti degli articoli di stampa non è superimposta ma viene raggiunta ricorrendo al calcolo delle co-occorrenze tra i termini stessi. Il layout del network è prodotto con l'applicazione dell'algoritmo *minimum spanning tree*, che consente di evidenziare il percorso più breve tra un nodo della rete e gli altri, semplificando notevolmente la struttura delle relazioni.

Il software utilizzato per l'analisi lessicale e per la rappresentazione del network è *R base* [R Core Team (2017). *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>]; *quanteda* [(Benoit K (2018). *quanteda: Quantitative Analysis of Textual Data*. doi: 10.5281/zenodo.1004683 (URL: <http://doi.org/10.5281/zenodo.1004683>), R package version 0.99.22; <http://quanteda.io>)] e *igraph* [(Csardi G, Nepusz T: *The igraph software package for complex network research*, InterJournal, Complex Systems 1695. 2006. <http://igraph.org>)].

Figura 122 – Grafo per il mese di novembre 2017, stampa specialistica

Vedi nota metodologica Figura 121.

Figura 123 – Grafo per il mese di dicembre 2017, stampa specialistica

Vedi nota metodologica Figura 121.

ENEA - Servizio Promozione e Comunicazione

www.enea.it

Aprile 2018