



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

DIREZIONE GENERALE PER LA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO E LE
INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2018

GIUGNO 2019

INTRODUZIONE	PAG.6
SINTESI	PAG.8
1 IL QUADRO ENERGETICO INTERNAZIONALE	PAG.10
1.1 Il petrolio	PAG.10
1.2 Il gas	PAG.12
1.3 Il carbone	PAG.14
1.4 Le fonti energetiche rinnovabili	PAG.15
2 IL QUADRO ENERGETICO NAZIONALE	PAG.18
2.1 La domanda complessiva	PAG.18
2.2 L’approvvigionamento	PAG.20
2.3 I prodotti energetici	PAG.20
2.3.1 La fonte petrolifera	PAG.20
2.3.1.1 La raffinazione in Italia	PAG.21
2.3.2 Il gas naturale	PAG.22
2.3.2.1 Il contributo del gas alla decarbonizzazione	PAG.27
2.3.3 I combustibili solidi	PAG.29
2.3.4. Le fonti energetiche rinnovabili	PAG.30
2.3.4.1 Gli impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell’efficienza energetica	PAG.32
2.3.5 L’energia elettrica	PAG.36
3 GLI IMPIEGHI FINALI	PAG.41
4 I CONSUMI FINALI DEI PRODOTTI ENERGETICI DA PARTE DELLE FAMIGLIE	PAG.43
5 I PREZZI DELL’ENERGIA	PAG.46
5.1 I prezzi dell’energia per le famiglie e le imprese	PAG.46
5.2 Il prezzo dei carburanti	PAG.49
5.2.1 Il prezzo industriale dei carburanti	PAG.50
5.2.2 Il prezzo al consumo dei carburanti	PAG.52
6 L’EFFICIENZA ENERGETICA	PAG.55
6.1 Risparmi energetici conseguiti e principali misure attuate di efficienza energetica attuate	PAG.55
7 IL VALORE AGGIUNTO DEL SETTORE ENERGETICO	PAG.61
8 LE IMPOSTE SULL’ENERGIA	PAG.66
8.1 Principali evidenze	PAG.66

8.2 Il confronto europeo	PAG.68
9 LA SPESA PER RICERCA SVILUPPO NEL SETTORE DELL'ENERGIA	PAG.71
MONOGRAFIE	PAG.74
Il potenziale di risparmio energetico nel settore industria (Silvia Ferrari, Chiara Martini, ENEA)	PAG.75
La spesa energetica delle diverse famiglie tipo e le risorse per la sostenibilità (Daniel Giannetti, Luca Benedetti, GSE)	PAG.80
La filiera dell'energia: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali (Gianna Greca, Istat)	PAG.85
Uso di combustibili e inquinamento atmosferico in ambito urbano (Domenico Adamo, Letizia Buzzi, ISTAT)	PAG.93

APPENDICE A

Tabella BE-1 Bilancio di energia in Italia (in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)	
Tabella BE-2 Bilancio di copertura dell'energia elettrica richiesta in Italia (in miliardi di kWh)	
Tabella BE-3 Importazioni di petrolio greggio per aree e principali paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-4 Importazioni di semilavorati petroliferi per aree e principali paese di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-5 Importazioni di greggio, semilavorati e prodotti per aree di provenienza ed esportazioni per aree di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-6 Importazioni di prodotti petroliferi per aree e principali paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-7 Esportazioni di greggio e semilavorati petroliferi per aree e principali paesi di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-8 Esportazioni di prodotti petroliferi per aree e paesi di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-9 Importazioni di combustibili solidi per paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-10 Bilancio del gas naturale (milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)	
Tabella BE-11 Importazioni di combustibili solidi fossili per aree di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-12 Il consumo dei principali prodotti petroliferi (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-13 prezzi medi FOB in \$/b del greggio importato in Italia	
Tabella BE-14 Prezzi medi al consumo di alcuni prodotti petroliferi (valori in euro)	
Tabella BE-15 Potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia (MW)	

APPENDICE B

BOX: Confronto tra produzione statistica ordinaria e monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica(Fonte GSE)

APPENDICE C

BOX: Nuova tempistica di aggiornamento del campione di rilevazione dei consumi di petrolio del MiSE

INDICE DELLE TABELLE

- Tabella 1: Il Bilancio dell'energia in Italia (Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio) pag.19
- Tabella 2: L'intensità energetica in Italia pag.19
- Tabella 3: Comparti più rappresentativi direttamente interconnessi alla rete Snam pag.24
- Tabella 4: Andamento dei consumi per uso autotrazione nel periodo 2014- 2018 pag. 25
- Tabella 5: Parco circolante in Italia dei veicoli alimentati a metano nel periodo 2013 – 2018 pag.26
- Tabella 6: Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia(TWh)pag.30
- Tabella 7: Energia termica da fonti rinnovabili in Italia (Mtep) pag.31
- Tabella 8: Biocarburanti immessi in consumo in Italia (Mtep) pag.31
- Tabella 9: Consumi finali lordi di energia in Italia (Mtep) pag.32
- Tabella10:Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2018 suddivise per tecnologie (elaborazioni preliminari) pag.34
- Tabella11: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2017 suddivise per tecnologie pag.34
- Tabella12 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2018 suddivise per tecnologie (elaborazioni preliminari) pag.35
- Tabella13: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2017 suddivise per tecnologie pag.35
- Tabella14: Bilancio di copertura dell'energia elettrica (miliardi di kWh) pag.36
- Tabella15: Consumi finali di energia (Mtep) pag.42
- Tabella 16: Risparmi obbligatori (Mtep) ai sensi della EED anni 2014-2018 pag.57
- Tabella 17: Diagnosi energetiche al 2018 ai sensi dell'art.18 del D.Lgs 102/2014 pag.58
- Tabella 18: Interventi di qualificazione energetica incentivabili con Ecobonus pag.59
- Tabella19:Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, fabbricazione di coke e prodotti derivati dalla raffinazione anno 2018 (milioni di euro - valori concatenati anno 2010 e peso percentuale pag.61
- Tabella 20: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivati dalla raffinazione anno 2016-2018 (milioni di euro- valori concatenati anno 2010 e variazioni percentuale) pag.62
- Tabella 21: Indicatori strutturali ed economici del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata anni 2014-2016 pag.65
- Tabella 22: Indicatori strutturali ed economici del settore della fabbricazione del coke e prodotti derivanti dalla raffinazione anni 2014-2016 pag.65
- Tabella 23: Gettito delle imposte sull'energia e incidenze percentuali anni 2016-2018 pag.67
- Tabella 24: Gettito delle imposte sull'energia per attività economica anno 2016 pag.68
- Tabella 25: Spesa per R&S nel campo dell'energia (in migliaia di euro correnti) pag.71

INDICE DELLE FIGURE

- Fig.1 Bilancio offerta/domanda di greggio a livello mondiale pag.11
- Fig.2 Andamento prezzo del greggio -Brent pag.12
- Fig.3 Crescita globale media annua domanda gas pag.12
- Fig.4 Andamento prezzi gas 2010-2018 pag.14
- Fig.5 Capacità elettrica globale da FER nel 2017e 2018 pag.16
- Fig. 6 Produzione elettrica globale 2017 pag.16
- Fig. 7 Stime quote FER sul consumo finale totale di energia globale nel 2016 pag.18
- Fig.8 Consumo interno lordo in Mtep anni 1997-2018 pag.19

- Fig.9 Andamento mensile prelievi gas ad uso industriale pag.24
Fig.10 Andamento mensile prelievi gas ad uso autotrazione pag.25
Fig. 11 Situazione allacciamenti autotrazione pag.26
Fig.12 Prezzi carburanti pag.27
Fig.13 Situazione allacciamenti biometano pag.28
Fig. 14 Struttura dell’offerta 2018 pag.37
Fig.15 Andamento del PIL e dei consumi elettrici pag.38
Fig.16 I consumi settoriali pag.38
Fig.17 IMCEI Variazione grezza e decandelarizzata pag.41
Fig.18 Impeghi finali in Mtep anni 1997-2018 pag.42
Fig.19 Impieghi energetici (Mtep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro a prezzi correnti) delle famiglie per tipologia di impiego – anni 2010-2018 pag.43
Fig.20 Impieghi energetici (Mtep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro a prezzi correnti) delle famiglie per tipologia di impiego e di prodotto - anni 2010-2018 pag.
Fig.21 Andamento del differenziale di prezzo dei principali prodotti energetici: Italia vs Europa pag.47
Fig.22 Prezzo finale del gas e dell’elettricità in Italia e nei principali paesi europei: famiglie pag.48
Fig.23 Prezzo finale del gas e dell’elettricità in Italia e nei principali paesi europei: imprese pag.49
Fig.24 Prezzo industriale benzina pag.50
Fig.25 Prezzo industriale diesel pag.51
Fig.26 Prezzo industriale GPL pag.52
Fig.27 Stacchi annuali prezzi industriali Italia- Area Euro pag.52
Fig.28 Prezzi al consumo paesi UE: benzina pag.53
Fig.29 Prezzi al consumo paesi UE: diesel pag.54
Fig.30 Prezzi al consumo paesi UE: GPL autotrazione pag.54
Fig.31 Stacchi annuali prezzi al consumo Italia- Area Euro pag.55
Fig.32 Valore aggiunto del settore fornitura energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata anni 2008-2018 pag.62
Fig.33 Valore aggiunto del settore fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio anni 2008- 2018 pag.63
Fig.34 Gettito delle imposte sull’energia per unità che corrisponde l’imposta anno 2016 pag.67
Fig.35 Gettito delle imposte sull’energia per macro settore attività economica anno 2016 (composizione %) pag. 69
Fig. 36 Gettito delle imposte sull’energia anno – 2017 (percentuale sul PIL)69
Fig. 37 Gettito delle imposte sull’energia anno – 2017 (percentuale sul totale imposte e contributi sociali) pag.70
Fig. 38 Aliquota fiscale implicita sull’energia nella UE anno 2017 (euro per tep) pag.70
Fig.39 Peso relativo della ricerca energetica per settore istituzionale in % pag.72
Fig.40 Aree della ricerca e sviluppo nel settore dell’energia in milioni di euro correnti pag.72
Fig.41 Aree della ricerca e sviluppo nel settore dell’energia in percentuale sul totale pag.73

INDICE DEI PROSPETTI

- 1-Il settore energetico nei conti economici nazionali pag.63
2-Definizione di valore aggiunto e produzione nei conti economici nazionali pag.64

INTRODUZIONE

La Relazione sulla situazione energetica nazionale è un documento di natura consuntiva composto da 3 parti che illustrano l'andamento del settore energetico nel 2018.

La prima parte consta di nove capitoli dove vengono analizzati i principali eventi che nel corso del 2018 hanno caratterizzato il settore energetico: l'evoluzione del mercato internazionale dei principali prodotti (petrolio, gas, carbone e fonti rinnovabili), il quadro nazionale (la domanda e l'offerta di energia in Italia con un dettaglio sulle singole fonti energetiche), gli impieghi finali dei diversi settori, gli usi energetici delle famiglie e le spese sostenute, i prezzi dell'energia per le famiglie e le imprese e dei principali prodotti, le misure per migliorare l'efficienza energetica, il valore aggiunto del settore energetico, le imposte sugli usi dell'energia e la spesa per ricerca e sviluppo del settore. La seconda parte è dedicata alle monografie che quest'anno sono 4: "Il potenziale di risparmio energetico nel settore industria", "La spesa energetica delle famiglie tipo e le risorse per la sostenibilità", "La filiera dell'energia: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali" e "Uso di combustibili e inquinamento atmosferico in ambito urbano". La terza parte contiene 3 appendici: l'appendice A), di tipo statistico, dedicata ai principali fenomeni inerenti l'energia in Italia; l'appendice B) che riporta in un "box" il confronto tra produzione statistica ordinaria e il monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica; l'appendice C) che descrive la nuova tempistica di aggiornamento del campione di rilevazione dei consumi di petrolio del MiSE.

In particolare, le statistiche riportate nell'appendice A) rappresentano un sunto ragionato di quelle previste dal Sistema statistico nazionale (Sistan) che, per il settore dell'energia, vede coinvolti diversi soggetti ed amministrazioni. Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) produce le statistiche del gas naturale, del petrolio e del carbone; Terna è il fornitore delle statistiche sull'elettricità; il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è il titolare delle informazioni sulle fonti rinnovabili; l'ISTAT fornisce i dati di contabilità nazionale e delle statistiche socio - demografiche e ambientali ed ENEA, in particolare, quelli sull'efficienza energetica.

La relazione è stata redatta, come per l'anno 2018, da un gruppo di lavoro appositamente costituito presso la DGSAIE¹, formato da rappresentanze istituzionali e settoriali con esperienza riguardo ai temi trattati. Il gruppo di lavoro risulta così composto:

BANCA D'ITALIA

Dr. Ivan Faiella

ENEA – Dipartimento Unità per l'Efficienza Energetica

Dr. Alessandro Federici

ENI S.p.A.

Dr.ssa Elvira Di Sibio

Ing. Diana Marino

ISTAT - Direzione centrale per la contabilità nazionale

Dr.ssa Gianna Greca

Dr.ssa Giusy Vetrella

Dr.ssa Emanuela Recchini

¹ Il gruppo di lavoro è stato istituito con decreto direttoriale 14 marzo 2019 a firma del Direttore generale della direzione per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche, dr.ssa Rosaria Romano

- Direzione centrale delle statistiche ambientali e territoriali

Dr. Domenico Adamo

Dr.ssa Letizia Buzzi

GSE S.p.A.

Dr. Luca Benedetti

Dr. Paolo Liberatore

SNAM S.p.A.

Sig. Claudio Latini

TERNA Rete Italia S.p.A.

Dr.ssa Valeria Amoretti

Dr.ssa Barbara Santini

OCSIT -Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano

Ing. Andrea Mercanti

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

- Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche

Dr. Alessandro Serra

Dr.ssa Elisabetta Ceraso

- Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare

Dr. Giovanni Perrella - Segreteria tecnica di cui all'art.22, c.2, L. 9 gennaio 1991, n.10 e ss.mm.e ii.

- Direzione generale per il mercato, la concorrenza, i consumatori, la vigilanza e la normativa tecnica- Div. V- Progetti per i consumatori. Monitoraggio dei prezzi e statistiche sul commercio e sul terziario

Dr.ssa Orietta Maizza

Si ringrazia altresì per la cortese partecipazione e collaborazione:

MiSE-DGSAIE

Dr. Wolfgang D'Innocenzo

ENEA – Dipartimento Unità per l'Efficienza Energetica

Dr.ssa Chiara Martini

Dr.ssa Silvia Ferrari

SNAM S.p.A

Ing. Umberto Berzero

GSE

Dr. Alessandro Pellini

Dr. Antonello Di Pardo

Dr. Daniel Giannetti

Si ringrazia, altresì, per la collaborazione: ASSOCARBONI Dr.ssa Sara Martini

SINTESI

Nel 2018, la crescita dell'economia italiana ha perso slancio, in un contesto internazionale segnato da un progressivo indebolimento anche per effetto del rallentamento del commercio mondiale. La ripresa dell'attività nella prima parte dell'anno ha però sostenuto la domanda di energia che, per il terzo anno consecutivo, ha proseguito a crescere (+1,6% rispetto al 2017), pur rimanendo ancora inferiore ai valori pre-crisi. La domanda di energia primaria è cresciuta più del PIL, a conferma che non si è ancora realizzato il disaccoppiamento tra crescita economica e crescita del consumo di energia (tale variazione, tuttavia, risente del cambio della metodologia di rilevazione dei prodotti petroliferi, al netto della quale si registrerebbe una sostanziale stabilità- vedi appendice C). La domanda è stata soddisfatta da gas naturale e petrolio (complessivamente quasi il 70% del totale), dalle fonti rinnovabili (oltre un quinto del totale) e, in modo residuale, dall'energia elettrica importata e dai combustibili solidi.

È anche proseguito l'aumento della domanda finale, cresciuta dell'1,5%, confermando la tendenza manifestatasi negli ultimi anni, trainata in particolare dalla ripresa dei trasporti. In termini settoriali, è ancora cresciuta la domanda di energia per gli usi civili, che rimangono il primo settore di consumo finale (+0,7%), seguito dai trasporti (+3,2%). Rimane debole la domanda dell'industria.

Le dinamiche più innovative del sistema energetico nazionale rimangono legate al ruolo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, coerentemente con gli impegni assunti dal nostro Paese per il 2020 e rafforzati nel Piano Energia e Clima 2030. I progressi di questi due perni della strategia di decarbonizzazione, legati anche agli obiettivi di sicurezza ed economicità, mostrano però risultati annuali non uniformi.

Le fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno consolidato il proprio ruolo trovando ampia diffusione in tutti i settori di impiego (elettrico, termico e trasporti) e si confermano come una risorsa strategica - anche in termini economici e occupazionali - per lo sviluppo sostenibile del Paese. Nel 2018 le FER hanno comunque soddisfatto oltre il 18% dei consumi finali lordi di energia, ben oltre l'obiettivo previsto dal target europeo al 2020. Con riferimento al solo settore elettrico, l'incidenza delle FER - calcolate applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE - sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi è stimata pari al 34,5%, oltre 3 punti percentuali in più rispetto al 2017 e il secondo valore più elevato degli ultimi sei anni dopo il 2014 (quando la quota di FER era stata pari al 37,5%). In particolare, il risultato è connesso al recupero della generazione idroelettrica, per effetto delle migliori condizioni di piovosità, mentre si contrae quella delle altre FER. Si stima che nel 2018 alle attività legate alla realizzazione e gestione di nuovi impianti alimentati da FER siano corrisposte circa 58.000 unità di lavoro permanenti e poco meno di 38.000 temporanee.

Il livello di efficienza energetica del nostro paese, pur soddisfacente e tradizionalmente tra i migliori in Europa, invece mostra una battuta d'arresto: l'intensità energetica del PIL nel 2018 risulta infatti in lieve aumento - intorno alle 106,7 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) per milione di euro - , pur rimanendo tra i valori più bassi dei paesi dell'area OCSE. Si evidenzia quindi la necessità di aumentare le azioni per migliorare l'efficienza energetica, in particolare nei settori civile e dei trasporti, dove la domanda di energia continua a crescere e dove sarà ancora più importante, in vista dei target non-ETS 2030, invertire la tendenza. Il livello di efficienza è frutto del miglioramento tecnologico e dei molti strumenti di sostegno e promozione adottati (dalle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, al nuovo Conto Termico, ai Titoli di efficienza energetica) che hanno portato a rilevanti risparmi di energia e, conseguentemente, alla riduzione delle emissioni: complessivamente, nel periodo 2014-2018, si stima che con le sole misure attive per l'efficienza energetica siano stati risparmiati 11,8 milioni di tep e sono quasi 26 i milioni di tep di risparmi attesi al 2020.

L'accresciuto ruolo delle FER e la dinamica di progressiva riduzione dell'intensità energetica (pur in arresto nel 2018) hanno contribuito alla diminuzione della dipendenza del nostro Paese da fonti di approvvigionamento estere. La quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni, (%), pur rimanendo elevata (pari al 74%), è risultata ulteriormente in discesa ed è ormai da anni al di sotto dei valori storici.

Le imprese appartenenti al settore energetico nel 2018 hanno generato un valore aggiunto pari all'1,7% del PIL, in rallentamento, dopo la crescita registrata nel 2017. La contrazione è stata più marcata nel settore petrolchimico rispetto a quello della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata.

Permane il divario di costi energetici che svantaggia il nostro Paese: il differenziale fra i prezzi dei prodotti energetici in Italia e nell'Unione Europea rimane positivo ma è ripreso il processo di convergenza iniziato qualche anno fa. Si conferma un significativo premio pagato dalle imprese italiane per l'energia elettrica (in riduzione) e uno per il gas acquistato dalle famiglie (in crescita). Ciò è anche il risultato della maggiore pressione fiscale che nel nostro paese colpisce i prodotti energetici: nel 2017, ultimo dato disponibile, ogni tep di energia finale utilizzata era gravata da una imposta di 373 euro, un valore superiore del 51% alla media europea.

1 IL QUADRO ENERGETICO INTERNAZIONALE

1.1 Il petrolio

Il prezzo medio del petrolio nel 2018 è aumentato del 30%, guidato dall'alleanza OPEC e non OPEC e da una crescita ancora sostenuta dei consumi. Le strategie USA sul piano internazionale, dopo che lo sviluppo dell'offerta ne ha accresciuto l'indipendenza energetica, costituiscono un fattore di instabilità e volatilità dei mercati. Sulle dinamiche dei prezzi gravano due rischi di segno opposto: una riduzione dell'offerta legata ai conflitti geopolitici e una contrazione della domanda per il rallentamento della crescita globale.

Nel 2018 la domanda mondiale di petrolio ha raggiunto 99,2 milioni di barili giorno (Mb/g) con un incremento di 1,3 Mb/g (rispetto a 1,5 Mb/g nel 2017) a causa di una crescita economica in rallentamento. Per il quarto anno consecutivo sono aumentati i consumi dei paesi OCSE, mentre si è ridimensionato il contributo dei paesi non OCSE con consumi in calo in Medio Oriente e America Latina. Cina e India hanno contribuito per il 56% alla crescita mondiale.

In Cina (+0,5 Mb/g) i consumi, in particolare di LPG/etano, nafta e jet-kerosene, hanno trainato la domanda di petrolio, mentre i consumi di gasolio sono diminuiti, penalizzati dal rallentamento economico e da politiche ambientali più restrittive. Anche i consumi di benzina sono stati deboli per le minori vendite di auto tradizionali e un utilizzo inferiore. Il governo per affrontare il problema della congestione e migliorare la qualità dell'aria soprattutto nelle grandi città sostiene le vendite di veicoli a basse emissioni e il trasporto pubblico (bus elettrici, veicoli a gas). In India i consumi sono aumentati (+0,2 Mb/g) grazie al boom nel settore aereo e al crescente parco auto.

Nell'area OCSE è cresciuto solo il Nord America più che compensando il calo in Europa e Asia OCSE. Nella seconda metà del 2018 la domanda di petrolio negli USA ha registrato una forte crescita: l'entrata di nuovi impianti petrolchimici ha sostenuto i consumi dei rispettivi *feedstock* quali LPG/etano, mentre il buon andamento del trasporto commerciale per la crescita del e-commerce e il boom della produzione industriale hanno supportato il gasolio. Inoltre la produzione di *shale oil* ha rappresentato un ulteriore elemento di sostegno dei consumi di gasolio utilizzato per spostare materiali e attrezzature necessarie all'attività di perforazione nel settore *upstream*.

Il 2018 ha registrato per la prima volta un'offerta di petrolio superiore a 100 Mb/g con una variazione positiva di 2,7 Mb/g rispetto al 2017. La crescita, concentrata nell'area non OPEC, è dovuta per l'85% all'aumento della produzione USA, che ha segnato un incremento record di oltre 2 Mb/g. Il greggio USA da metà anno ha toccato i massimi storici superando 11 Mb/g e la produzione di NGL del paese ha guadagnato quasi il 15% rispetto a un anno fa. In primo piano è restata la produzione di *tight oil* nell'area del Permiano, con un aumento tanto rapido da saturare la capacità di trasporto via pipeline verso la US Gulf Coast, principale *hub* della raffinazione domestica e dell'export. Record produttivo anche per il greggio del Canada che è salito a 4,2 Mb/g e per la Russia che ha raggiunto i massimi dell'era post-sovietica (11,2 Mb/g). Si è arrestata la crescita del Brasile, dopo quattro anni di grande sviluppo. Sono continuati i cali strutturali di importanti produttori, quali Messico e Cina. Gli USA che nel 2017 avevano superato Russia e Arabia Saudita come principali produttori di petrolio (greggio e NGL), dalla seconda metà del 2018 hanno raggiunto il primo posto anche per la produzione di solo greggio.

Non è cresciuta invece la produzione OPEC (-0,1 Mb/g). Nella prima parte dell'anno la produzione ha mantenuto il trend in discesa iniziato nel 2017 nel rispetto dei tagli concordati. Alla politica dei tagli si sono aggiunte le perdite geopolitiche, in particolare per l'aggravarsi della crisi in

Venezuela. Le sanzioni USA hanno minato ulteriormente l'economia del Paese e la produzione ha toccato a fine anno il valore più basso degli ultimi trenta anni (1,3 Mb/g). A metà anno gli USA hanno annunciato nuove sanzioni all'import di greggio dall'Iran, accentuando il timore di un'offerta insufficiente. L'OPEC per compensare le perdite geopolitiche e l'effetto delle sanzioni iraniane è intervenuto nel meeting di giugno concordando con gli alleati non OPEC un aumento della produzione di 0,8-1,0 Mb/g che riporti la *compliance* entro quota 100%. Negli ultimi mesi dell'anno tuttavia gli aumenti record di Arabia Saudita, Emirati Arabi e Russia combinati alla crescita USA, hanno portato in breve tempo il mercato in surplus. Il bilancio 2018 ha chiuso con un eccesso di offerta di 0,9 Mb/g.

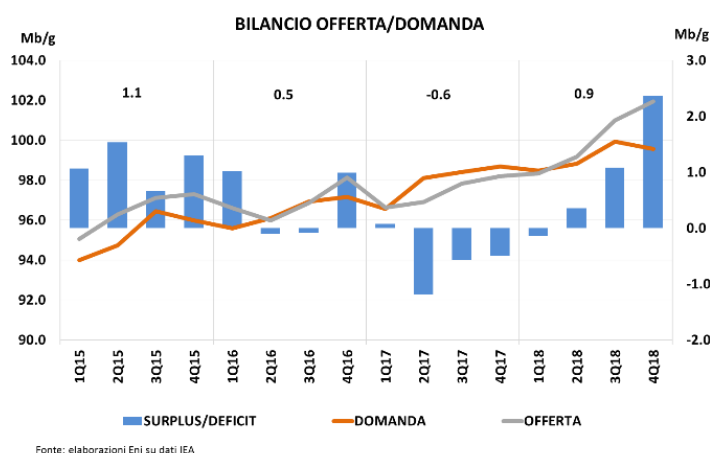


Figura 1

Il valore medio del Brent nel 2018 è stato pari a 71 \$/b, in rialzo del 30% rispetto al 2017. L'anno si è aperto con un prezzo del greggio in salita, che ha toccato ad aprile quota 70 \$/b, per la prima volta da fine 2014, supportato dal rafforzamento dei fondamentali. Indicatori economici positivi hanno sostenuto la domanda e dal lato dell'offerta si è confermata un'elevata disciplina dei grandi produttori OPEC e non OPEC nel rispetto dei tagli concordati. Il ministro saudita e quello russo hanno dichiarato l'intenzione di mantenere i tagli fino alla fine del 2018 e si è consolidata una situazione di cooperazione "permanente".

Il surplus scorte è stato in progressivo riassorbimento e a fine marzo le scorte totali OCSE sono scese sotto la media degli ultimi cinque anni, raggiungendo l'obiettivo chiave fissato dall'OPEC. Tuttavia la crisi in Venezuela e l'annuncio di nuove sanzioni USA contro l'Iran hanno fatto più pressante il rischio *shortage*, portando il prezzo a inizio ottobre anche sopra gli 80 \$/b. I tre maggiori produttori Arabia Saudita, Russia e USA hanno toccato nuovi record produttivi e il Presidente Trump ha concesso ai maggiori importatori di greggio iraniano una deroga alle sanzioni per sei mesi. In parallelo FMI e OCSE hanno rivisto al ribasso le stime di crescita dell'economia mondiale ed è restata forte la tensione sulla guerra dei dazi tra Cina e USA. I timori di *oversupply* e i rischi macroeconomici hanno guidato gli operatori finanziari a liquidare pesantemente le posizioni in acquisto cumulate a inizio anno e il prezzo a fine dicembre è tornato indietro di un anno e mezzo, a 50 \$/b. E' tornato in campo l'OPEC che nel meeting ufficiale di dicembre, di concerto con i 10 alleati non OPEC, ha deciso un nuovo taglio (1,2 Mb/g vs ottobre), a partire da gennaio 2019 per sei mesi.

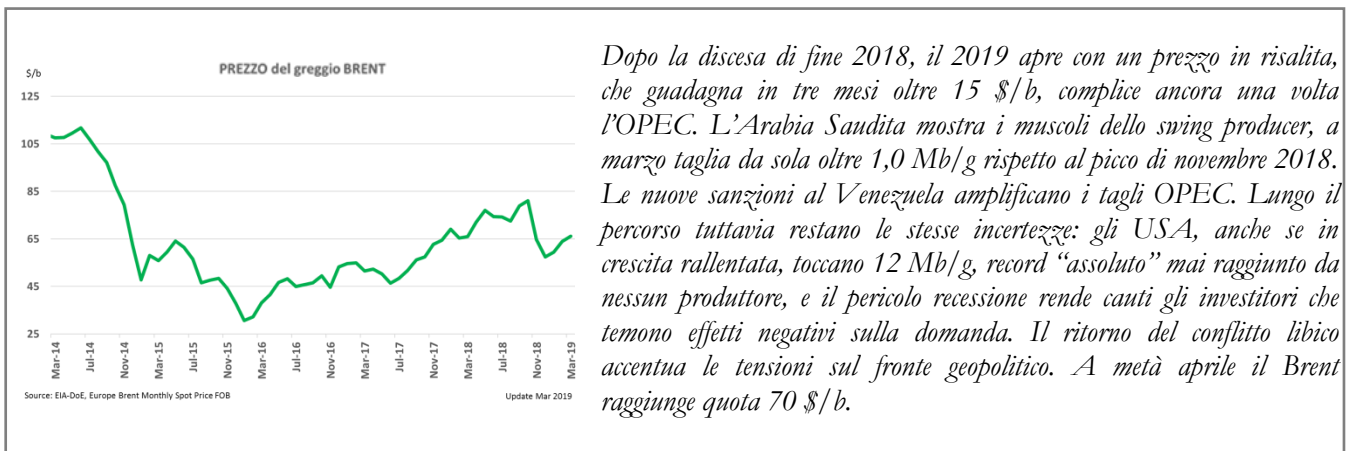


Figura 2

1.2 Il gas

Nel 2018 la domanda di gas è cresciuta del 4,6%, registrando il più elevato incremento dal 2010, per effetto della maggiore richiesta e dello *switch* da carbone a gas. Gli Stati Uniti hanno guidato l'aumento dei consumi di gas, seguiti dalla Cina.

Sulla base di stime preliminari, nel 2018 si è verificato un aumento dei consumi mondiali gas del +4,6% (3 volte superiore all'aumento medio degli ultimi 5 anni e il maggior incremento dal 2010 quando i consumi avevano recuperato dal crollo legato alla crisi economica e finanziaria del 2008), grazie alla crescita della domanda e allo *switch* da carbone a gas in alcune economie (circa il 40% dell'incremento sembra riconducibile al settore termoelettrico).

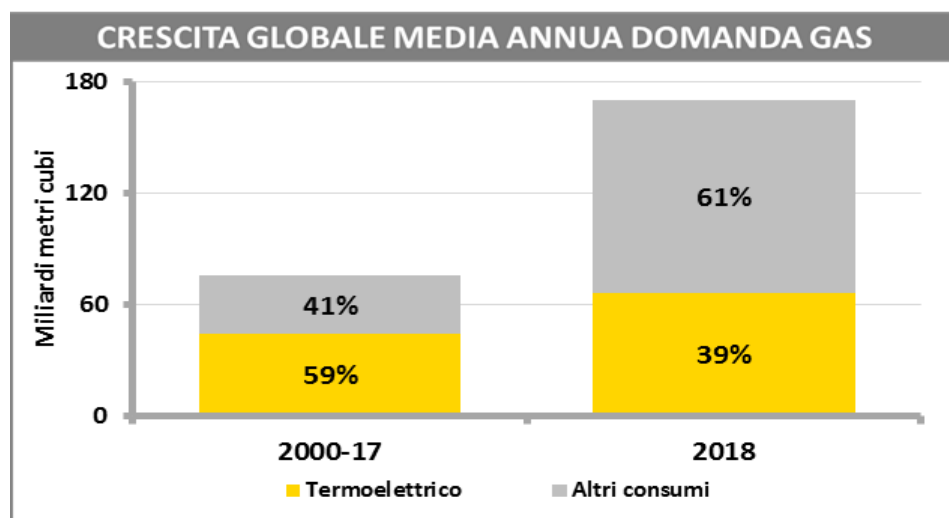


Figura 3

Tra i paesi non-OCSE la Cina ha guidato l'aumento dei consumi gas (+18%, rappresentando da sola circa il 25% dell'incremento mondiale) grazie alla crescita economica, ma soprattutto per le nuove politiche per la lotta all'inquinamento locale “*Three-Year Action Plan for Winning the Blue Sky War*” e le conseguenti restrizioni nell'impiego del carbone nelle caldaie ad uso industriale e residenziale.

Per l'area OCSE si è registrato complessivamente un incremento dei consumi (+3,7%) rispetto all'anno precedente: in USA l'aumento (circa 10%) ha rappresentato il 47% dell'incremento mondiale; in Europa il calo dei consumi (-1,9%) dopo 2 anni di ripresa, sono da attribuire a un clima mite che ha ridotto domanda di riscaldamento e quella termoelettrica; nell'area Asia-Pacifico l'aumento della domanda (+2,3%) è trainata dalla crescita nell'industria e dalla generazione elettrica per la ridotta disponibilità di nucleare, in particolare in Corea, dove l'aumento si è tradotto in un incremento di importazioni di GNL del circa il 16% (il maggiore dal 2010).

Tra il 2009 ed il 2014 l'UE28 aveva perso circa $\frac{1}{4}$ dei consumi gas per effetto di crisi economica e finanziaria, a causa della maggiore competitività del carbone e per la crescita delle rinnovabili. Tra il 2015 e il 2017 si è assistito ad un parziale recupero (circa 70 miliardi di metri cubi degli oltre 120 persi nel periodo 2009-14). Nel 2018 la domanda è calata del 2% (circa 10 miliardi di metri cubi) prevalentemente per effetto della minore richiesta del settore elettrico. Il ritorno dell'idroelettrico a livelli normali, la nuova capacità eolica, la maggiore disponibilità nucleare in Francia sono stati i principali driver di riduzione della domanda gas. L'Italia ha registrato una riduzione del 3% coprendo circa $\frac{1}{4}$ del calo.

Negli Stati Uniti i consumi sono aumentati (+10% circa), per effetto di un inverno freddo e di un'estate particolarmente calda che hanno incrementato rispettivamente i consumi nel settore residenziale (+17%) e termoelettrico (+15%) dove tra l'altro è continuato lo *switch* da carbone a gas favorito dai bassi prezzi del gas: degli 80 miliardi di metri cubi addizionali alla domanda gas, si stima che circa 18 sono imputabili a tale fenomeno.

Sul fronte dell'offerta, la produzione statunitense ha mostrato un notevole incremento, +12% in grado di compensare sia la crescita della domanda che l'incremento dell'export via GNL. Nel 2018 la capacità di liquefazione US è cresciuta dell'60% contribuendo insieme allo start up di nuovi impianti in Australia e Russia alla crescita mondiale della produzione di GNL del 10%.

Il prezzo medio annuo all'Henry Hub si è attestato su una media di 3 \$/Mbtu², stabile rispetto al 2017.

In Europa, i prezzi gas all'NBP³ si sono attestati su una media di 8\$/Mbtu, in aumento rispetto al 2017 (5,8 \$/Mbtu), registrando livelli record nel primo trimestre dell'anno per effetto della climatica particolarmente rigida e di una disponibilità di GNL inferiore alle attese anche perché attratta maggiormente dal mercato asiatico (prevalentemente Cina).

Coerentemente con l'andamento dell'NBP, anche i prezzi ai principali hub europei sono cresciuti rispetto al 2017: il prezzo medio del TTF⁴ si è attestato in media su 7,9 \$/Mbtu (5,7 \$/Mbtu nel 2017), mentre il PSV⁵ su 8,5 \$/Mbtu (6,6 \$/Mbtu nel 2017).

In Asia il prezzo spot del gas si è posizionato su una media di 9,8 \$/Mbtu (7,2% nel 2017) per effetto della crescita della domanda e delle tensioni presenti sul mercato GNL.

² Million British thermal unit – Fattore di conversione MWh/MBtu: 1MWh=3,41MBtu. Tasso di cambio nel 2018: \$/€, 1,13

³ National Balancing Point (Regno Unito)

⁴ Title Transfer Facility (Olanda)

⁵ Punto di Scambio Virtuale (Italia)

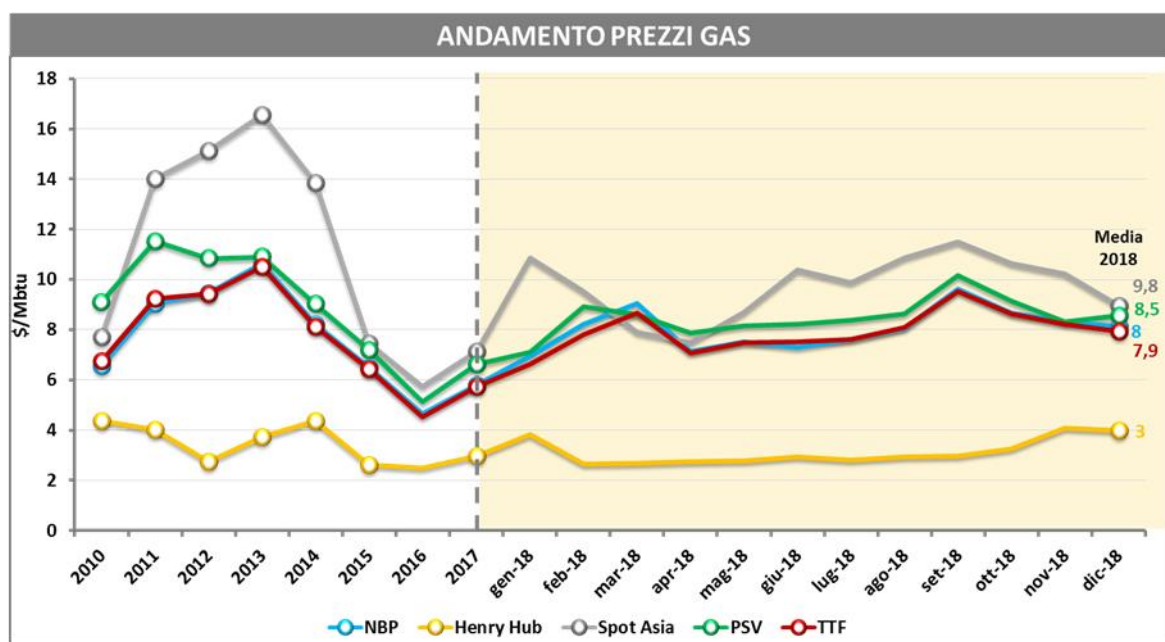


Figura 4

1.3 Il carbone⁶

Nel 2018 il carbone ha mantenuto, a livello mondiale, un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica con una quota pari al 40% della produzione totale. In Europa (UE 28), la quota di generazione elettrica da carbone è stata pari al 20%, in flessione di 3 punti percentuali rispetto al 2017.

A livello mondiale il carbone ha mantenuto, anche nel 2018, un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica con una quota pari al 40% della produzione totale; in Europa (UE 28), è stata pari al 20%, in flessione di 3 punti percentuali rispetto al 2017.

Il carbone da vapore (*steam coal*) ha registrato un aumento del 3,3% rispetto al 2017 (976 milioni di tonnellate rispetto a 944), riflettendo, in particolare, l'aumento delle importazioni da parte dell'India oltre che da alcuni paesi del Sud-est asiatico, quali Filippine e Vietnam.

Il commercio internazionale via mare è aumentato del 3% rispetto al 2017 (1.239 milioni di tonnellate a fronte di 1.200) mantenendo il trend di crescita degli ultimi anni. Il commercio via mare di carbone metallurgico (*coking coal*) ha totalizzato un volume di 263 milioni di tonnellate registrando un aumento del 2,7% rispetto al 2017, principalmente a seguito dell'aumento delle importazioni da parte dei paesi asiatici come India, Taiwan e Vietnam.

Nel 2018 l'EU28 ha importato carbone per complessivi 164,9 milioni di tonnellate, segnando un decremento del 6% rispetto al 2017 (176,4 milioni di tonnellate); sono diminuite le importazioni spagnole del 20%, quelle francesi del 12% e della Germania dell'8% a fronte di un aumento delle importazioni nel Regno Unito del 15% e della Polonia del 50%. Quest'ultimo incremento è da imputare alla maggiore

⁶ Le informazioni del capitolo sono di fonte Assocarboni.

domanda interna da riscaldamento ed al calo della produzione nazionale polacca che è diminuita del 3% rispetto al 2017.

1.4 Le fonti energetiche rinnovabili

A livello globale i ritmi di crescita della capacità e della generazione di energia da FER sono aumentati rispetto agli anni precedenti; le fonti rinnovabili coprono circa un quinto dei consumi energetici finali complessivi.

Nel momento in cui viene redatto il presente Rapporto, i documenti più aggiornati sulla diffusione delle fonti rinnovabili di energia (FER) a livello internazionale sono i due seguenti:

- per quanto riguarda la produzione di energia, il rapporto *Renewables 2018 – Analysis and forecasts to 2023* curato dall'International Energy Agency (IEA), che fornisce dati consolidati al 2017 e, per alcune voci aggregate, stime e previsioni per gli anni successivi;
- per quanto riguarda invece la capacità installata degli impianti, il rapporto *Renewable Capacity Statistics 2019* dell'*International Renewable Energy Agency* (IRENA), che presenta dati aggiornati al 2018.

Nel **settore elettrico** le FER hanno confermato la dinamica positiva degli anni precedenti, sia in termini di potenza installata che di produzione di energia.

Secondo IRENA, nel 2018 la **capacità** complessiva installata nel mondo era pari a 2.351 GW, in crescita dell'8% rispetto al 2017. Le nuove installazioni (171 GW) sono costituite principalmente da impianti fotovoltaici (94,3 GW), eolici (49,1 GW) e idroelettrici (21 GW); più contenuta, invece, la potenza incrementale degli impianti a bioenergie (5,7 GW) e geotermici (0,5 GW).

Come già nel 2017, la Cina è il paese con la maggiore nuova potenza installata sia in termini complessivi (75 GW, 44% del nuovo installato totale), sia con riferimento a fotovoltaico (44,2 GW), eolico (20,3 GW) e idroelettrico (8,5 GW); seguono gli Stati Uniti con circa 15 GW incrementali, che hanno prodotto un aumento della potenza complessiva installata del 6,8% rispetto al 2017.

L'Europa ha contribuito al dato globale con 23,6 GW di potenza incrementale (+4,6% rispetto alla potenza 2017). I mercati più dinamici si sono rivelati quelli della Germania (+7,3 GW, oltre un terzo del totale del continente), della Gran Bretagna (nuove installazioni per 3,1 GW, di cui 1,9 GW di eolico) e della Francia (2,5 GW di nuovi impianti). Si segnala infine l'importante incremento delle installazioni registrato in Turchia: 3,5 GW totali, di cui 1,6 GW di fotovoltaico; la stessa Turchia è inoltre il primo Paese al mondo per nuova potenza geotermoelettrica (+219 MW).

Capacità elettrica globale da FER nel 2017 e 2018 (fonte: IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2019*)

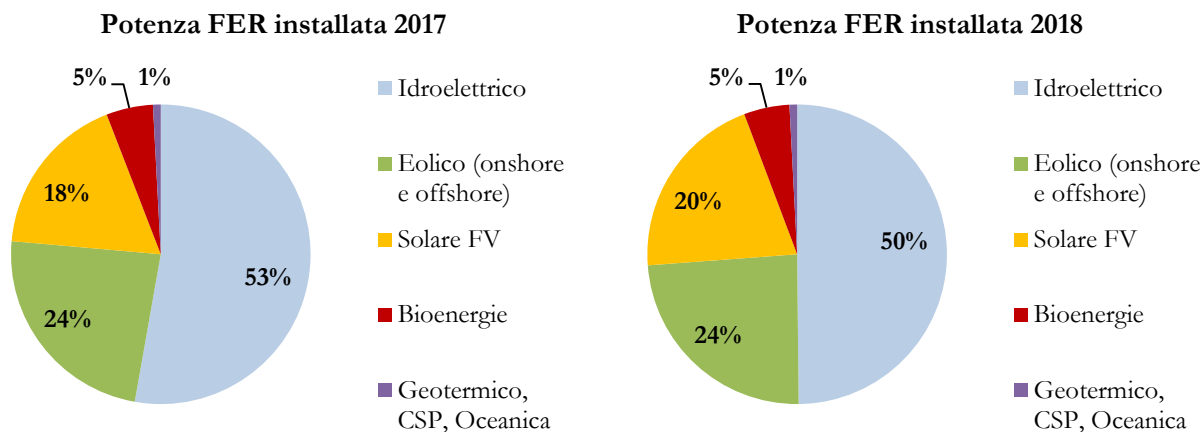


Figura 5

Secondo la IEA, nel 2017 la **produzione** globale di elettricità da FER ha raggiunto 6.200 TWh (+3% rispetto all'anno precedente), un valore pari al 26,5% della generazione elettrica globale; il contributo principale alla produzione deriva dall'idroelettrico (4.000 TWh), seguito da eolico (1150 TWh), bioenergie (530 TWh) e fotovoltaico (460 TWh).

Produzione elettrica globale nel 2017 (fonte: IEA, *Renewables 2018 – Analysis and forecasts to 2023*)

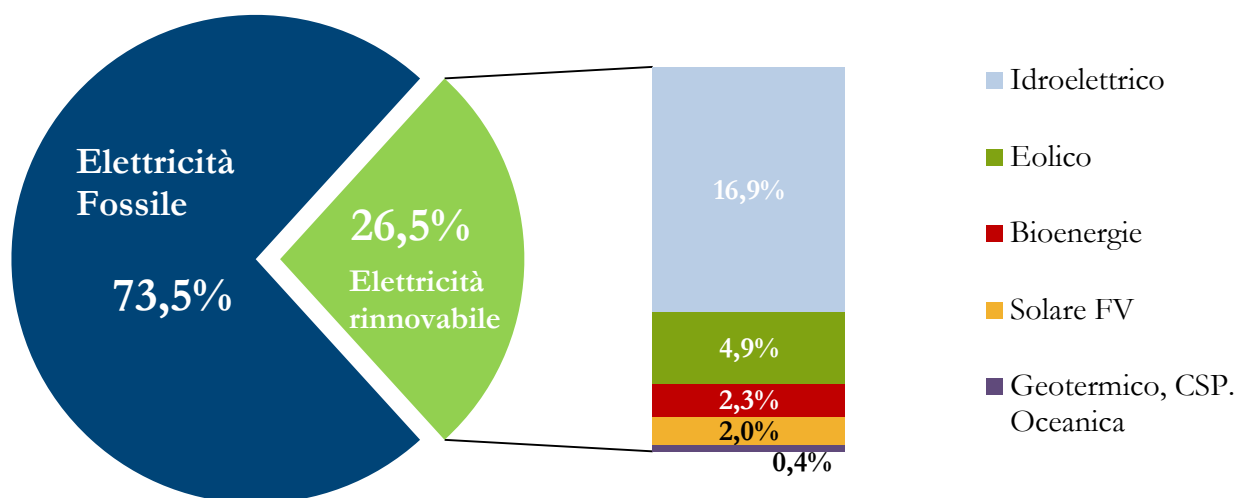


Figura 6

Secondo le previsioni della stessa IEA, negli anni a venire la generazione elettrica da FER a livello globale dovrebbe crescere con ritmi molto sostenuti, passando da circa 6.600 TWh attesi nel 2018 a 8.500 TWh del 2023; nello stesso periodo la capacità installata dovrebbe aumentare di 880 GW, spinta soprattutto da fotovoltaico ed eolico che, considerati insieme, dovrebbero rappresentare oltre l'80% dei nuovi impianti.

Nel **settore dei trasporti** la produzione globale di biocarburanti ha rappresentato nel 2017 - secondo i dati IEA - il 92% dell'utilizzo di fonti rinnovabili nel settore, mentre la restante quota è attribuibile ai veicoli elettrici; nel periodo 2018-2023, tuttavia, il ricorso all'utilizzo di energia elettrica nei trasporti dovrebbe aumentare in misura rilevante (+65%).

Con una produzione globale di 143 miliardi di litri (di cui 104 miliardi di etanolo e la restante parte biodiesel e HVO), nel 2017 il consumo di biocarburanti convenzionali è aumentato del 4% rispetto all'anno precedente. La maggior parte della produzione di biocarburanti convenzionali è realizzata nell'America del Nord; gli Stati Uniti rappresentano poco meno della metà della produzione globale (65,8 miliardi di litri), seguiti da America Latina (38,4 miliardi di litri di cui 32 nel solo Brasile, secondo Paese al mondo) e Unione Europea (20 miliardi di litri).

La IEA diffonde anche alcune stime preliminari sui biocarburanti. Nel quinquennio 2018-2023 si attende un crescita media annua della produzione globale del 2,4% (149 miliardi di litri nel 2018, circa 165 nel 2023).

Anche per il **settore termico**, che concentra oltre il 50% dei consumi finali complessivi, la IEA fornisce dati aggiornati al 2017. Escludendo l'uso tradizionale della biomassa solida, le altre rinnovabili termiche, con 478 Mtep di energia complessiva fornita, hanno soddisfatto il 10% della domanda globale di calore, prevalentemente attraverso l'impiego delle moderne bioenergie (sistemi di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento, caldaie a biomassa e immissione in rete di biometano) per circa il 70% del totale (323 Mtep); seguono il ricorso all'elettricità rinnovabile per produrre calore (18% equivalente a 86 Mtep), il solare termico (7% del totale pari a 33 Mtep) e il geotermico (3% del totale pari a 14 Mtep).

Il principale produttore di energia termica da FER è l'UE, seguita da Nord America, Cina, Brasile e India che insieme rappresentano i due terzi del consumo termico da rinnovabili registrato nel 2017. Nel complesso, la grande maggioranza degli impieghi di FER per la produzione di calore è associata al settore industriale e civile, mentre una quota minima è attribuibile al settore agricolo.

Le previsioni per i prossimi anni confermano la dinamica positiva registrata negli anni precedenti; per il periodo 2018-2023, in particolare, si stima una crescita annua composta del 3,1%, per un incremento della quantità di calore generato da FER, nel 2023, pari al 20%.

In chiusura, appare utile proporre un indicatore sintetico del ruolo delle FER a livello globale pubblicato da REN21⁷ nel Global Status Report 2018 (vedi figura7).

⁷ REN21 è una rete che collega attori chiave della politica globale per le energie rinnovabili.

Stima quota FER sul consumo finale totale di energia globale nel 2016
(fonte: REN21, *Renewables 2018 – Global Status Report*)

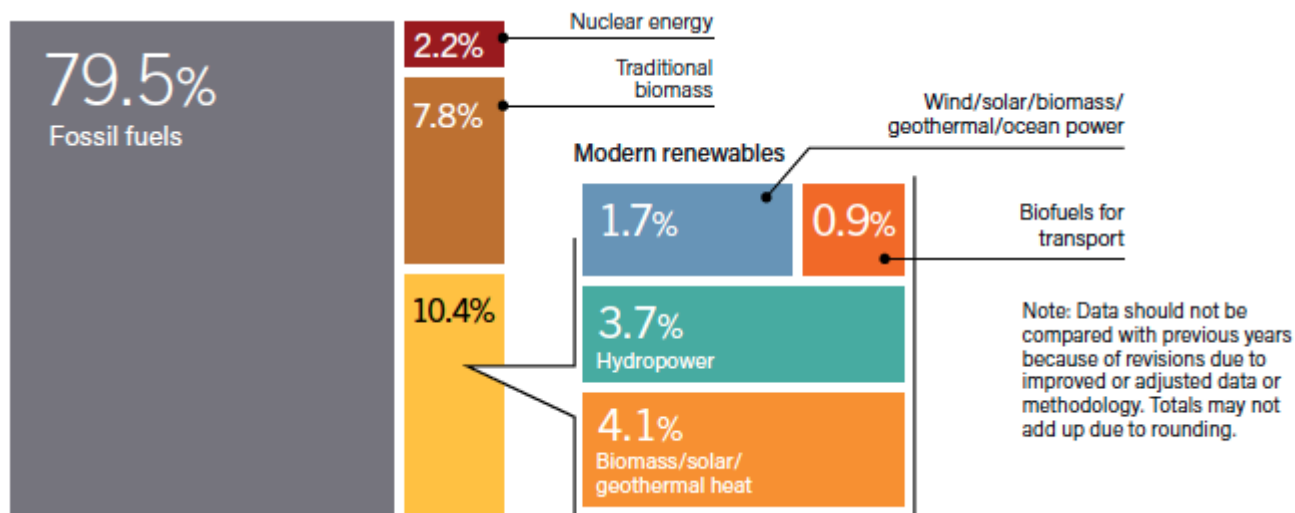


Figura 7

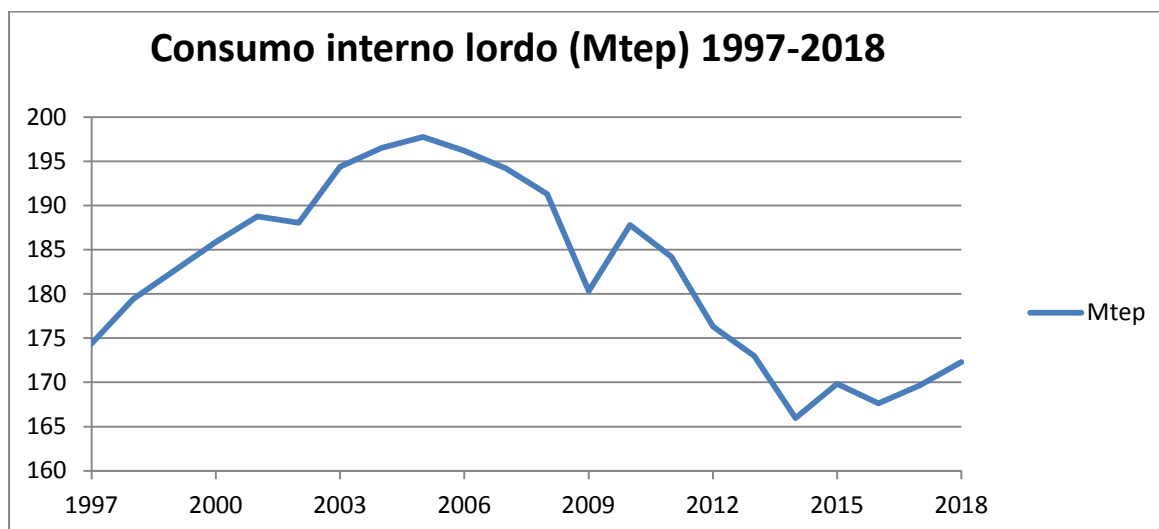
Nel 2016 l'incidenza delle FER sui consumi energetici finali è stimata intorno al 18,2%, di cui il 10,4% associato alle rinnovabili di ultima generazione (eolico, solare, biomasse, geotermico, idroelettrico, biocarburanti, ecc.) e il restante 7,8% alle biomasse tradizionali.

2 IL QUADRO ENERGETICO NAZIONALE

2.1 La domanda complessiva

Per il terzo anno consecutivo è cresciuta la domanda di energia primaria. Il consumo interno lordo del Paese, nel 2018, è stato pari a 172,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), in aumento, rispetto all'anno precedente, dell'1,6%, a fronte di una crescita del PIL, in termini reali, dello 0,9%. L'intensità energetica si è attestata a 106,7 tep/milione di euro, in lieve aumento, rispetto ai 106 del 2017. Tale variazione, tuttavia, risente del cambio della metodologia di rilevazione dei prodotti petroliferi, al netto della quale si registrerebbe una sostanziale stabilità. Al riguardo, vedi appendice C.

Nel 2018, per il terzo anno consecutivo è cresciuta la domanda di energia primaria (Fig.8): il consumo interno lordo del Paese è stato di 172,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). Rispetto al dato 2017 ha registrato un aumento dell'1,6%, a fronte di una crescita del PIL reale dello 0,9%. L'intensità energetica si è attestata a 106,7 tep/milione di euro, in lieve aumento, rispetto ai 106 del 2017 (cfr. Tab.2).



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico – Bilancio Energetico Nazionale, serie storica – (2018 dato provvisorio)

Figura 8

Tra il 2017 e il 2018, la composizione percentuale delle fonti energetiche è cambiata: si è ridotto il contributo del gas (al 34,5% dal 36,3%) dei combustibili solidi (al 5,4% dal 6,1%) mentre è cresciuto quello delle fonti rinnovabili (al 20,5% dal 18,7%) e dell'energia elettrica importata (al 5,6% dal 4,9%). Il petrolio rimane sostanzialmente invariato con una percentuale di copertura del 34% .

Tabella 1 : Il Bilancio dell'energia in Italia (Mtep)

	2017	2018(1)					Totale	Var % (2018/17)
	Totale	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica		
Produzione	39,147	0,252	4,462	4,684	34,021		43,419	10,9%
Importazione	163,461	9,479	55,588	81,494	1,572	10,378	158,511	-3,0%
Esportazione	33,936	0,252	0,320	29,526	0,272	0,719	31,089	-8,4%
Variazioni scorte	-0,997	0,241	0,216	-1,920	-0,004		-1,467	
Consumo interno lordo	169,669	9,238	59,514	58,572	35,325	9,659	172,308	1,6%

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Bilancio Energetico Nazionale (1)Dati provvisori

Tabella 2 : L'intensità energetica in Italia

	2014	2015	2016	2017	2018 (a)
PII (milioni euro) (b)	1.542.924	1.557.180	1.574.604	1.601.123	1.614.865
Domanda di energia (milioni tep)	166,0	171,3	167,6	169,7	172,3
Intensità energetica (tep/milione euro)	107,6	110,0	106,5	106,0	106,7

(a) Dati provvisori (b) Valori concatenati con anno di riferimento 2010

Fonte: ISTAT, Ministero dello Sviluppo Economico

2.2 L'approvvigionamento

Nel 2018, la produzione nazionale di fonti energetiche è aumentata complessivamente del 10,9%, passando da 39,1 a 43,5 Mtep.

Sono diminuite le importazioni nette di energia passando da 129,5 Mtep nel 2017 a 127,4 nel 2018 (-1,6%): tale calo ha interessato tutti i settori.

La quota delle importazioni nette rispetto al fabbisogno energetico nazionale, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è diminuita, passando dal 79% al 74%.

Nel 2018, la produzione nazionale di fonti energetiche è aumentata complessivamente del 10,9% rispetto allo scorso anno, passando da 39,147 a 43,419 Mtep. Sono aumentate la fonte petrolifera (13,2%) e le fonti rinnovabili (12,9%) mentre si sono ridotti i combustibili solidi (-24,3%) e il gas naturale (-1,6%).

Si sono ridotte le importazioni nette di energia, da 129,5 Mtep a 127,4 Mtep nel 2018 (-1,6%). Il calo è comune a tutte le fonti energetiche: le rinnovabili (-17,5%) i combustibili solidi (-8,3%), il gas naturale (-2,7%) e il petrolio (-1,5%).

La quota delle importazioni nette rispetto al fabbisogno energetico nazionale, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è diminuita, passando dal 78,8 % nel 2017 al 74 % nel 2018.

2.3. I prodotti energetici

Di seguito si analizza l'andamento dell'approvvigionamento delle singole fonti energetiche.

2.3.1 La fonte petrolifera⁸

Il consumo interno lordo di petrolio e di prodotti petroliferi è cresciuto nel 2018 dell'1,4% rispetto al 2017. La produzione nazionale ha contribuito per circa l'8% e le importazioni nette hanno soddisfatto circa il 90% della domanda, sebbene siano diminuite complessivamente del 4,4% rispetto all'anno precedente. L'aumento dei consumi, rispetto al 2017, va interpretato con le cautele evidenziate in appendice C.

Nel 2018 si è registrato un incremento del consumo interno lordo di petrolio e di prodotti petroliferi dell'1,4% rispetto all'anno precedente, dovuto all'aumento dei consumi dei carburanti (soprattutto benzina), limitato invece dalla crisi nel termoelettrico (cfr. Tab. BE1 in appendice). Il consumo degli impieghi finali è cresciuto del 2,1%, mentre quello nel settore della generazione elettrica è diminuito del 6,7%.

Al fabbisogno di 58,6 Mtep, la produzione nazionale ha contribuito per circa l'8%, mentre le importazioni nette (al netto delle scorte accumulate) hanno soddisfatto circa il 90% della domanda.

Le importazioni italiane di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (pari a 81 milioni di tonnellate) sono diminuite complessivamente del 4,4% rispetto al 2017. Le importazioni di greggio (62,1 milioni di tonnellate) sono calate del 6,5%, mentre quelle di semilavorati e prodotti petroliferi (19 milioni di tonnellate) sono aumentate dell'2,8%.

⁸ Dati Ministero Sviluppo Economico - Il Bilancio Energetico Nazionale - Tab. BE1 e BE5 in appendice

Il decremento ha interessato le importazioni provenienti dal Medio Oriente (-14%, da 31 milioni di tonnellate nel 2017 a 26,7 Mt nel 2018) e dall'Asia (-6,1%), Europa (-4,1%) e America (-14%). Unica variazione positiva si è registrata negli acquisti dall'Africa (+18%).

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (29 Mt) sono diminuite del 6,6% rispetto al 2017. La riduzione dell'export si è registrata in tutte le aree, ad eccezione di quelle verso l'America che sono invece raddoppiate.

2.3.1.1 La raffinazione in Italia

Nel 2018 in Italia sono state attive 11 raffinerie, con una capacità di raffinazione effettiva pari a 83,7 milioni di tonnellate/anno (dati Unione Petrolifera) diminuita del 2,4% rispetto al 2017. La bioraffineria di Venezia, primo esempio al mondo di raffineria tradizionale a essere riconvertita in raffineria *green*, ha una capacità di lavorazione di circa 360.000 tonnellate di oli vegetali all'anno.

In Italia, nel 2018, sono state attive 11 raffinerie, con una capacità di raffinazione effettiva pari a 83,7 milioni di tonnellate/anno (dati Unione Petrolifera) diminuita del 2,4% rispetto al 2017.

Le materie passate in lavorazione, 78,9 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'1,8%, rispetto al 2017: le lavorazioni dei greggi, l'85% del totale, sono diminuite del 3,8%, quelle dei semilavorati sono aumentate dell'11,7%. A fronte della generale diminuzione dei prodotti in lavorazione, si è registrato un incremento di alcuni prodotti finiti come il carboturbo jetfuel (+12,5%) e i bitumi (+5,3%).

I principali prodotti ottenuti dalle lavorazioni di raffineria sono i gasoli (39,5% del totale della produzione per 31,29 milioni di tonnellate), le benzine (18% per 14,24 milioni di tonnellate), gli olii combustibili (9,% per 7,13 milioni di tonnellate, di cui 5,43 di O.C. ATZ e 1,7 di O.C. BTZ,) la virgin nafta (6,9% per 5,3 milioni di tonnellate), il carboturbo jetfuel (3,9% per 3,7 milioni di tonnellate), i bitumi (3,5% per 2,77 milioni di tonnellate) e i lubrificanti (1,6% per 1,28 milioni di tonnellate).

Riguardo alle esportazioni, complessivamente ridotte del 6% rispetto all'anno precedente, si segnala il significativo aumento registrato nelle esportazioni del jetfuel, da 0,226 a 0,337 milioni di tonnellate (+49%) e dei semilavorati, da 0,93 a 1,41 milioni di tonnellate (+52%).

LE BIORAFFINERIE: IL NUOVO CHE AVANZA

Le raffinerie tradizionali di Venezia e Gela diventano bioraffinerie, che trasformano materie prime di origine biologica in biocarburanti di alta qualità, con minori emissioni inquinanti e un miglioramento dell'efficienza energetica.

In particolare, la bioraffineria di Venezia è il primo esempio al mondo di raffineria tradizionale a essere riconvertita in raffineria *green*. Qui si produce un *green-diesel* (*Hydrotreated Vegetable Oil*, HVO) che, addizionato al 15% al diesel di fonte fossile, diventa un nuovo carburante che contribuisce a ridurre le emissioni di CO₂ del 5% rispetto al diesel tradizionale.

Da luglio a ottobre 2017, 650 autobus della flotta cittadina del Gruppo Torinese Trasporti (GTT) hanno utilizzato questo biocarburante, in sostituzione al gasolio tradizionale di cui normalmente si rifornivano, e dal 1 aprile 2018 è stato testato da tutti i vaporetta del servizio di trasporto pubblico della città lagunare di Venezia.

Dal 2014 presso la bioraffineria di Venezia si possono lavorare circa 360.000 tonnellate di oli vegetali all'anno, dei quali una parte è olio alimentare usato e purificato (il resto è vegetale raffinato e certificato anche per la sostenibilità). Dal 2021, grazie a un ulteriore *upgrading* dell'impianto, è previsto il potenziamento della capacità fino a 560.000 tonnellate di oli, con una sempre maggiore quota di materie prime che derivano da scarti della produzione alimentare (oli usati, grassi animali e sottoprodotti legati alla lavorazione dell'olio di palma); la produzione complessiva di *green-diesel* raggiungerà circa 420.000 tonnellate all'anno.

Inoltre, sarà anche completata la realizzazione della bioraffineria di Gela, che avrà una capacità di lavorazione di circa 750.000 tonnellate di oli all'anno e una produzione di 600.000 tonnellate di *green-diesel* all'anno.

Il 13 novembre 2018 il Parlamento Europeo ha approvato i nuovi obiettivi per le energie rinnovabili, l'efficienza energetica e i biocarburanti di seconda generazione votando per la Direttiva per le Energie Rinnovabili (REDII). Tra gli elementi principali della REDII rientrano la limitazione e il graduale azzeramento dei *feedstock* di prima generazione al 2030, che non si riferiscono soltanto all'olio di palma, ma a tutti quei *biofuels*, bioliquidi o biomasse che vengono prodotti a partire da coltivazioni a cui si associa un elevato rischio ILUC (Indirect Land Use Change²).

Qualsiasi tipo di carica, di prima generazione - oli vegetali (es. olio di palma) - o seconda generazione (es. oli alimentari usati, frazione organica da rifiuti solidi urbani FORSU, sottoprodotti di lavorazioni di materie prime vegetali e animali)

² Il rischio ILUC si riferisce alla conseguenza non intenzionale di emettere più CO₂ a causa di cambiamenti nell'uso del suolo indotti dall'espansione delle terre coltivate per la produzione di *biofuel*.

2.3.2 Il gas naturale

La domanda del gas naturale in Italia nel 2018 è stata complessivamente pari a 72,7 miliardi di metri cubi, in riduzione del 3,3% rispetto all'anno precedente principalmente a causa di un decremento di consumo nel settore termoelettrico. La copertura di tale fabbisogno è stata garantita dalle importazioni per il 93% e dalla produzione nazionale per il 7%.

Nel 2018 la domanda di gas naturale è stata pari a 72,7 miliardi di metri cubi, coperta per il 7% dalla produzione nazionale e per il rimanente 93% dall'importazione, si è ridotta del 3,3% rispetto al 2017. La produzione nazionale, 5,4 miliardi di metri cubi, è risultata in riduzione dell'1,7, e l'importazione, 67,9 miliardi, è calata del 2,6%; si è infine registrata un'iniezione netta di gas nei giacimenti di stoccaggio per circa 0,3 miliardi di metri cubi.

La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 9 milioni di metri cubi del 2017 ai 29 del 2018.

Le importazioni via gasdotto, pari a 59 miliardi di metri cubi e l'87% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2017 una diminuzione di 1,9 miliardi di metri cubi. In particolare sono diminuite le immissioni dall'Algeria (17,1 miliardi di metri cubi, -9,5%), le forniture provenienti dalla Russia (29,7 miliardi, -1,6%), e gli approvvigionamenti dalla Libia (4,5 miliardi, -3,8%); sono risultate invece in aumento quelle dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) che si attestano a 7,8 miliardi di metri cubi (+7,1%).

L'apporto del GNL nel 2018 è stato pari a circa 8,7 miliardi di metri cubi, il 13% del totale delle importazioni, con un incremento del 6,3% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa 0,5 miliardi di metri cubi.

Nel 2018 la domanda del gas si è ridotta di 2,5 miliardi di metri cubi (-3,3%) rispetto al 2017. Tale riduzione è da attribuirsi principalmente al settore termoelettrico (-2,0 miliardi di metri cubi; -7,6%) determinata da un ritorno dell'import elettrico e della produzione idroelettrica ai livelli storici, dopo che nel 2017 l'import era stato colpito dalla limitazione della produzione nucleare francese e la generazione idroelettrica dalla scarsa piovosità. Entrambi gli effetti avevano favorito nel 2017 un maggior ricorso alla generazione termoelettrica a gas (vedi Box *Analisi della domanda normalizzata*).

Analisi della domanda normalizzata

Normalizzando per gli effetti straordinari – temperatura, piovosità e disponibilità nucleare in Francia – la domanda di gas nel 2018 è cresciuta di 1,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2017.

Nella tabella successiva si fornisce l'impatto dei diversi effetti nel calcolo della domanda di gas normalizzata per il settore termoelettrico per gli anni 2017 e 2018, valutati considerando una produzione idroelettrica normalizzata di 45,6 TWh ed un livello di importazioni elettriche medie di circa 44 TWh.

CALCOLO DELLA DOMANDA TERMOELETTRICA NORMALIZZATA		
(bcm)	2017	2018
Domanda gas - Termoelettrico	26.2	24.2
<i>Effetto nucleare</i>	<i>-1.20</i>	<i>-0.06</i>
<i>Effetto idroelettrico</i>	<i>-1.83</i>	<i>0.37</i>
Domanda gas normalizzata - Termoelettrico	23.1	24.50

Nel corso del 2017 la scarsità idrica registrata, unitamente ad una riduzione della generazione nucleare francese, hanno favorito un maggior ricorso alla generazione termoelettrica. Depurando per tali effetti, i consumi normalizzati nel settore termoelettrico si riducono di 3,1 miliardi di metri cubi. Al contrario, il 2018 è stato caratterizzato da un ritorno della generazione idroelettrica e della produzione nucleare francese su livelli normali. Considerando i valori normalizzati, **nel 2018 i consumi gas nel settore termoelettrico sono pari a 24,5 miliardi di metri cubi, in crescita di circa 1,4 miliardi rispetto al 2017 (+5,9%)**. Tale variazione è riconducibile ad una progressiva sostituzione del carbone con gas nella produzione termoelettrica.

Il comparto industriale ha contribuito ai consumi per circa 15,4 miliardi di metri cubi, in aumento rispetto al 2017 dell'1%, circa 0,2 miliardi, in linea con l'incremento dell'Indice della produzione industriale (+1,5% nel 2018). A livello settoriale la crescita maggiore si concentra nei settori Vetro e ceramica, Siderurgia e Chimica.

Dal 2014 ad oggi, i prelievi di gas dei soggetti direttamente interconnessi alla rete si sono attestati complessivamente intorno ai 13,1 miliardi di metri cubi su base annua; tali quantità sono comprensive anche di consumi interni e/o cogenerazione. A meno del mese di agosto, i volumi sono pressoché stabili anche su base mensile e oscillano in una banda compresa tra 1 e 1,2 miliardi di metri cubi.

Tabella 3: Comparti più rappresentativi direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas						
INDUSTRIALE DIRETTO	2014 [MSm3]	2015 [MSm3]	2016 [MSm3]	2017 [MSm3]	2018 [MSm3]	Variazione 2018/2017 [%]
Vetro e ceramica	1.963	1.942	1.979	2.117	2.233	5,5%
Chimica	2.078	1.813	2.043	2.116	2.138	1,0%
Cartaria	1.593	1.634	1.656	1.654	1.643	-0,6%
Siderurgia	1.562	1.396	1.532	1.626	1.640	0,9%
ALTRI	5.166	5.122	5.257	5.586	5.362	-4,0%
TOTALE	12.361	11.908	12.467	13.099	13.017	-0,6%

(*) I dati 2017 e 2018 dei consumi di gas del settore industriale sono stati depurati dal consumo di alcuni Utenti che nel corso del 2016 hanno cambiato settore merceologico, passando da termoelettrico ad industriale.

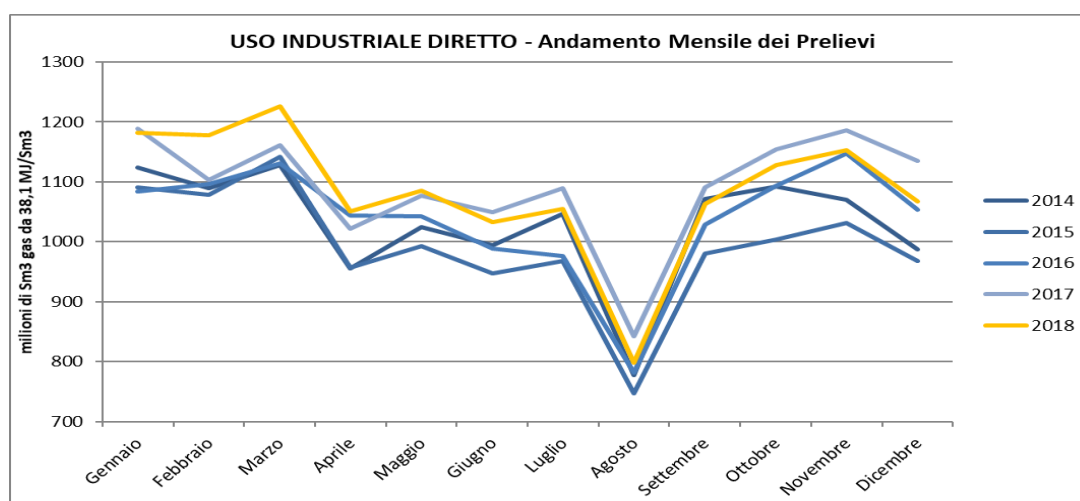


Figura 9

In lieve diminuzione la domanda nel settore civile pari a 28,8 miliardi di metri cubi, con una diminuzione percentuale dell'1,5% pari a circa 0,4 miliardi di metri cubi, a causa di condizioni climatiche complessivamente più miti nel 2018.

Il settore dei trasporti risulta meritevole di uno specifico approfondimento, dato il particolare interesse emerso negli ultimi anni verso il gas naturale per autotrazione, un carburante “ecologico”, grazie

ai positivi impatti ambientali e climatici per la minor emissione di gas climalteranti rispetto ai carburanti tradizionali, in particolare NO_x, PM e CO₂, principali responsabili dell'inquinamento e dell'effetto serra.

Tabella 4: Andamento dei consumi per uso autotrazione nel periodo 2014 - 2018

AUTOTRAZIONE	2014 [MSm3]	2015 [MSm3]	2016 [MSm3]	2017 [MSm3]	2018 [MSm3]	Variazione 2018/2017 [%]
Direttamente allacciati alla rete Snam Rete Gas	776	810	804	775	748	-3.5%
Altri	277	290	287	277	300	8.3%
TOTALE	1 053	1 100	1 091	1 052	1 048	-0.4%

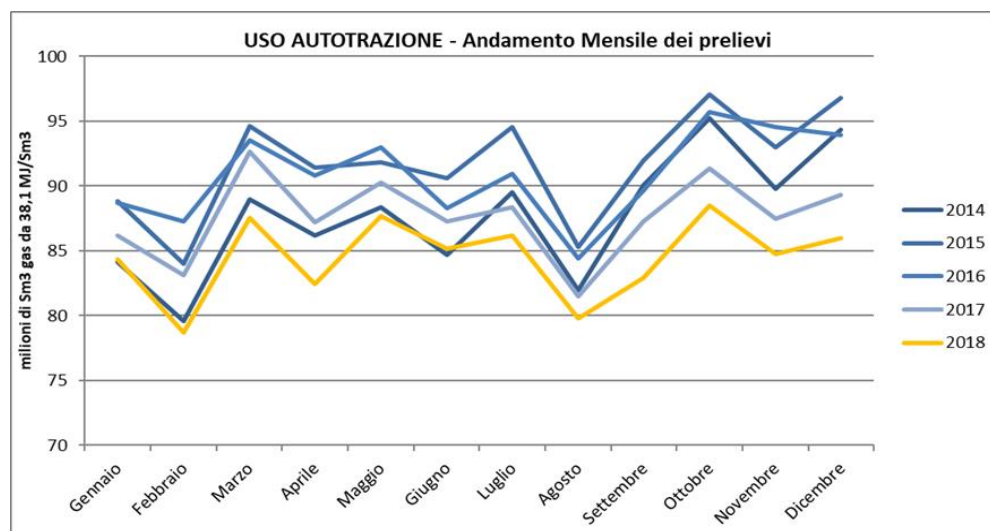


Figura 10

Dopo il massimo storico di 1,1 miliardi di metri cubi nel 2015, il settore ha registrato negli anni successivi un leggero decremento. Tale situazione è stata determinata in parte dai prezzi di benzina a gasolio che rimangono lontani rispetto ai massimi storici osservati, in parte dalla fine delle forme di incentivazione, e in parte dalla crescente offerta di veicoli a motorizzazione ibrida ed elettrica. Il risultato del 2018, con una contrazione molto limitata pari allo 0,4%, conferma i segnali positivi sul lato delle nuove immatricolazioni che tornano a crescere rispetto al 2017.

Tabella 5: Parco circolante in Italia dei veicoli alimentati a metano nel periodo 2013 - 2018

Veicoli a Metano	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (*)
Parco circolante	852 548	917 857	971 830	1 005 808	1 023 421	1 060 859
Nuove Immatricolazioni	68 088	72 431	63 013	43 903	32 746	37 438

Fonte: ACI; UNRAE; 2018 stima preliminare

Si evidenzia il costante incremento delle immatricolazioni delle auto alimentate a metano che passano da circa 852 mila veicoli nel 2013 ad oltre un milione e 60.000 veicoli nel 2018. Si tratta di un parco circolante importante che rappresenta circa il 76% del parco a gas in Europa⁹.

La ripresa delle immatricolazioni nel 2018 è frutto di alcune forme di incentivazione e valorizzazione dei vantaggi ambientali della trazione a gas (deroga ai blocchi del traffico). Un ulteriore fattore di ripresa delle immatricolazioni è imputabile all'ampliamento dell'offerta di modelli di veicoli a metano soprattutto da parte delle case automobilistiche europee che vedono nell'autotrazione a metano una soluzione disponibile ed efficiente per rispettare i vincoli sempre più stringenti sulle emissioni di particolato e di CO₂. Dal punto di vista normativo infatti, le politiche ambientali per i trasporti prevedono una riduzione del vincolo di emissioni dagli attuali 130 g/km a 95 g/km al 2021 ed una stretta sulle emissioni di particolato con conseguente penalizzazione in particolare dei motori diesel più inquinanti.

Alla crescita della domanda nel periodo si è associata anche una più capillare offerta di combustibile con una diffusione crescente delle autostazioni di rifornimento che nel 2018 sono pari a 1326 con una crescita di circa 350 stazioni rispetto al 2013.

SITUAZIONE ALLACCIAMENTI AUTOTRAZIONI (Rete Snam Rete Gas)

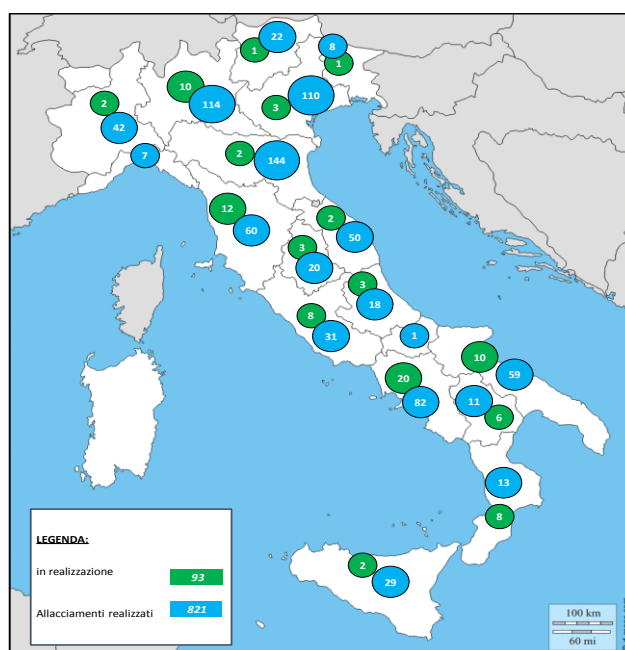


Figura 11

⁹ Fonte: NGVA Europe

Un effetto positivo sul settore è determinato anche dalla competitività del prezzo del gas naturale come carburante per autotrazione. Il grafico sottostante riporta l'andamento dei prezzi dei carburanti (benzina gasolio e metano) che evidenzia: 1) una sostanziale stabilità delle quotazioni del gas per autotrazione rispetto alla volatilità dei carburanti petroliferi; 2) come la domanda di gas per autotrazione sia stata maggiore nei periodi in cui sono più elevati i prezzi di benzina e gasolio.

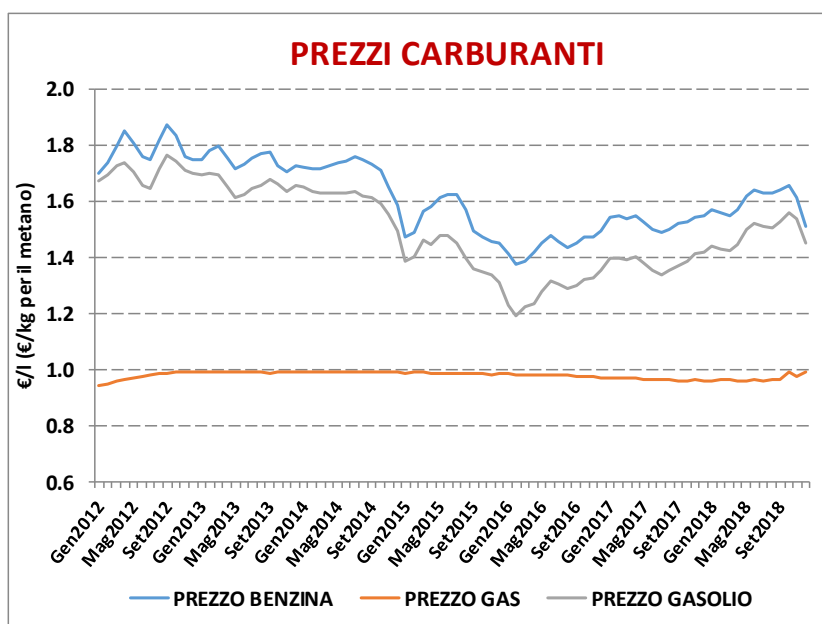


Figura 12

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas, il 2018 è stato caratterizzato da una domanda di punta giornaliera elevata che ha raggiunto i 396 Mm³/g (28/2/2018), quando l'ondata di freddo “Burian” ha fatto registrare una temperatura media nazionale di -1°C, una condizione di freddo eccezionale per il periodo. Tale valore rappresenta uno dei più elevati registrati dal 2012, anno in cui si è raggiunta la domanda di punta massima storica pari a 464 Mm³/g (7/2/2012). I maggiori contributi alla punta sono legati ai prelievi del settore civile, attraverso le reti di distribuzione, che hanno registrato un prelievo massimo di 262 Mm³/g, a fronte di un massimo storico del 2012 di 303 mm³/g.

Con riferimento ai prelievi giornalieri di gas del settore termoelettrico i valori massimi, circa 100 Mm³/g, si sono registrati ad inizio agosto sostenuti da elevate temperature e, nella terza settimana di novembre, quando a causa di una intensa ondata di freddo oltralpe le importazioni di elettricità dalla Francia hanno registrato una rilevante riduzione.

2.3.2.1 Il contributo del gas alla decarbonizzazione

Il gas naturale avrà nel prossimo futuro un ruolo primario, assieme alle fonti rinnovabili tradizionali, nel decarbonizzare il mix energetico. Infatti utilizzi del GNL, immissioni nella Rete di Trasporto di produzioni di biometano e miscele gas-idrogeno (H₂NG) permetteranno di ridurre le emissioni di CO₂ soprattutto nei settori dove la decarbonizzazione presenta maggiori difficoltà.

La decarbonizzazione del trasporto pesante: il ruolo del GNL

Nel settore del trasporto pesante si osserva una crescita importante dei veicoli a GNL che a fine 2018 sono circa 1.300, con una crescita percentuale a 2 cifre rispetto al 2017 quando si stimava a fine anno circa 1000 veicoli. Alla espansione del trasporto a GNL si affianca la diffusione delle stazioni di rifornimento che nel 2018 erano circa 40, concentrate principalmente al Nord e nel Centro, cui si aggiungeranno le circa 30 stazioni attualmente in progetto. Il crescente interesse verso il GNL per il trasporto pesante richiederà un rapido sviluppo dell'offerta, incrementando i quantitativi di questo carburante che oggi viene importato dall'estero. Fino ad oggi le autocisterne criogeniche utilizzate per importare questo carburante vengono caricate direttamente presso gli impianti di GNL che offrono questo servizio (principalmente FOS - Francia, Barcellona - Spagna e Gate- Olanda).

Per favorire quindi la diffusione del GNL nei trasporti pesanti a prezzi competitivi sarà necessario dotarsi di infrastrutture quali depositi costieri e microliquefattori che, collocati sul territorio, consentono di liquefare il gas direttamente da rete riducendo il traffico secondario di autocisterne su gomma.

Il biometano: una rinnovabile programmabile che sfrutta l'infrastruttura di rete

Il biometano è un gas rinnovabile che si può ottenere attraverso la digestione anaerobica di materiale organico o attraverso la gassificazione termochimica delle biomasse. Negli ultimi anni cresciuto l'interesse per l'immissione di biometano direttamente nella rete del gas per essere poi veicolato al consumo (nel 2017 si sono avute le prime immissioni in rete). La produzione di biometano è passata dai 9 milioni di metri cubi del 2017 ai 29 milioni di metri cubi del 2018 (oltre +200%).

A fine 2018 gli impianti che risultano allacciati alla rete sono 5 e sono 24 i nuovi allacciamenti in previsione con un potenziale di produzione che a fine 2022 supererebbe i 400 milioni di metri cubi anno.

Particolarmente interessante è la produzione di biometano da rifiuti organici urbani. Tale filiera consente di valorizzare la frazione organica dei rifiuti: da un lato si ottiene una forma di energia rinnovabile e dall'altro si utilizza la CO₂ prodotta dalla depurazione del biogas per usi industriali, ad esempio nell'industria alimentare (che ad oggi è costretta ad importarla).



Figura 13

L'idrogeno, un alleato per la decarbonizzazione

I gas rinnovabili come l'idrogeno “verde” e il biometano, avranno, insieme alle fonti rinnovabili tradizionali, un ruolo centrale nel decarbonizzare il mix energetico. Infatti i gas verdi come l'idrogeno, il metano verde, sia esso biometano o metano di origine sintetica, possono contribuire a decarbonizzare i settori dove il gas è più diffuso e dove è più difficile la penetrazione di tecnologie alternative, quali ad esempio il settore civile nelle zone più fredde o, in campo industriale, i processi industriali ad alta temperatura.

L'idrogeno è un gas che può avere un'origine completamente non fossile se per produrlo si utilizza il processo di elettrolisi dell'acqua sfruttando l'elettricità prodotta da rinnovabili. Questa tecnologia nota come *Power to Gas* consente di creare una perfetta sinergia tra sistema elettrico e sistema gas. Attraverso gli impianti di *Power to Gas* è infatti possibile trasformare le quantità di energia elettrica generate da sole o vento in eccesso rispetto alla richiesta, in idrogeno “verde” consentendo quindi lo stoccaggio di energia elettrica sotto forma di molecole gassose che possono essere trasportate e stoccate dal sistema gas.

L'interesse per questa tecnologia è in forte crescita in tutta Europa, dove gli obiettivi di decarbonizzazione dell'economia attribuiscono un ruolo crescente alla generazione da fonti rinnovabili non programmabili. I più recenti studi sul tema mettono infatti in evidenza come il *Power to Gas* sia la forma più efficace per lo stoccaggio stagionale degli eccessi di produzione da eolico e fotovoltaico. Infine va ricordato che attraverso il processo di metanizzazione dell'idrogeno “verde” con CO₂ di origine biogenica è possibile ottenere “metano verde” di origine sintetica che può essere immesso, trasportato e stoccato dal sistema gas e utilizzato per gli usi finali.

A inizio 2019 è iniziata una prima sperimentazione di inserimento di idrogeno in rete: nel corso del mese di aprile è stata immessa una miscela di idrogeno al 5% in volume e gas naturale (H₂NG) nella rete di trasporto gas italiana. La sperimentazione – la prima di questo genere in Europa – si è conclusa con successo e, se applicata all'attuale domanda annua di gas, consentirebbe di immettere in rete circa 3,5 miliardi di metri cubi di idrogeno, con un abbattimento di circa 2,5 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂.

2.3.3 I combustibili solidi

Nel 2018, in Italia, le importazioni totali di combustibili solidi sono diminuite dell' 8,3% rispetto all'anno precedente, passando da 15 a 14 milioni di tonnellate. Tale diminuzione ha confermato il trend negativo degli ultimi anni.

Nel 2018 le importazioni totali di combustibili solidi sono diminuite dell' 8,3% rispetto all'anno precedente, passando da 15,28 a 14,014 milioni di tonnellate. Tale diminuzione ha confermato il trend negativo di questi ultimi anni.

Sono diminuite del 9,8% le importazioni di carbone da vapore mentre sono aumentate dello 0,7% le importazioni di carbone da coke.

Il carbone da vapore rappresenta la componente più consistente delle importazioni totali ed è pari all'83,7%, il restante 16,3% è rappresentato dal carbone da coke.

Relativamente alle aree di provenienza, le principali importazioni provengono dai seguenti paesi (dati in migliaia di tonnellate): Russia (4943), USA (3521) Colombia (2847), Indonesia (859).

Rispetto all'anno precedente, i flussi di importazioni sono aumentati dagli Stati Uniti (21%) mentre sono diminuiti dalla Russia (11%) dalla Colombia (15%), dall'Indonesia (2%) e, in particolare, dal Sud Africa (74%).

2.3.4 Le fonti energetiche rinnovabili

Nel 2018 le fonti energetiche rinnovabili (FER) hanno consolidato il proprio ruolo di primo piano nel sistema energetico italiano, trovando ampia diffusione in tutti i settori di impiego (elettrico, termico e trasporti) e confermandosi elemento determinante - anche in termini economici e occupazionali - per lo sviluppo sostenibile del Paese.

In Italia gli impieghi di FER trovano ampia diffusione per la produzione di energia elettrica (settore elettrico), per la produzione di calore (settore termico) e in forma di biocarburanti immessi in consumo (settore dei trasporti).

Per quanto riguarda il **settore elettrico**, le stime preliminari Terna-GSE indicano per il 2018 un aumento deciso della produzione elettrica effettiva da rinnovabili (+11 TWh circa rispetto al 2017, per una variazione pari al 10,4%); l'incidenza della quota FER sul Consumo Interno Lordo (CIL), per il quale si stima un aumento di 1,0 TWh, aumenterebbe di conseguenza dal 31,3% al 34,5%.

La dinamica di crescita ha interessato in realtà la sola fonte idraulica, che oltre a confermarsi quella maggiormente utilizzata (43% della generazione totale da FER), mostrerebbe un rilevante incremento della produzione rispetto all'anno precedente (+36%), legato a una ripresa della piovosità rispetto ai minimi storici registrati nel 2017. Subirebbero una contrazione, invece, le produzioni delle altre fonti: piuttosto significativa quella registrata dalla fonte solare (circa 1,7 TWh in meno, per una variazione pari a -7,1%), più modesta quella della geotermica (-2,0%), dell'eolica (-1,4%) e delle bioenergie (-0,8%).

Tabella 6: Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Idraulica	52,8	58,5	45,5	42,4	36,2	49,3
Eolica	14,9	15,2	14,8	17,7	17,7	17,5
Solare	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7
Geotermica	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1
Bioenergie (b)	17,1	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2
Totale FER-E	112,0	120,7	108,9	108,0	103,9	114,7
CIL - Consumo Interno Lordo	330,0	321,8	327,9	325,0	331,8	332,8
FER/CIL	33,9%	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%

(*) Stime preliminari basate su dati TERNA e GSE

(b) Biomasse solide, biogas, bioliquidi

Fonte: GSE

Per quanto riguarda il **settore termico**, le stime preliminari relative al 2018 indicano un consumo di energia da FER pari a 10,9 Mtep; la lieve flessione rispetto all'anno precedente (-3% circa) è attribuibile principalmente a temperature invernali meno rigide e al conseguente minor fabbisogno di calore. La fonte rinnovabile di gran lunga più importante per la produzione di energia termica è costituita dalle bioenergie (7,9 Mtep secondo le stime preliminari), in particolare biomasse solide utilizzate per riscaldamento nel settore residenziale (legna da ardere, pellet). Risultano in linea con l'anno precedente, invece, i contributi delle pompe di calore (oltre 2,6 Mtep) e quelli, più contenuti, della fonte geotermica e di quella solare, entrambe intorno a 0,2 Mtep.

Tabella 7: Energia termica da fonti rinnovabili in Italia - Mtep

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Solare	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Geotermica	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Bioenergie (a)	7,8	7,0	7,8	7,6	8,2	7,9
Pompe di calore (b)	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Totale FER-H	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,9

(*) Stime preliminari

(a) Biomasse solide, biogas, bioliquidi

(b) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica. Si precisa che nel Bilancio Energetico Nazionale le PdC non sono considerate.

Fonte: GSE

Nel **settore dei trasporti**, infine, le elaborazioni preliminari per il 2018 indicano un deciso incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto al 2017 (+18%), costituiti in massima parte da biodiesel; il contenuto energetico complessivo dovrebbe attestarsi intorno a 1,25 Mtep.

Tabella 8: Biocarburanti immessi in consumo in Italia (Mtep)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Biodiesel (a)	1,18	1,06	1,14	1,01	1,03	1,22
Bioetanolo e bio-ETBE (b)	0,07	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03
Totale FER-T	1,25	1,07	1,17	1,04	1,06	1,25

(*) Dati preliminari

(a) Questa voce comprende anche l'olio vegetale idrotreatato

(b) Si considera rinnovabile il 37% dell'ETBE, conformemente alla direttiva 2009/28/CE

Fonte: GSE

I dati sinora illustrati si riferiscono alle produzioni effettive di energia da FER nei diversi settori. Applicando i criteri di contabilizzazione previsti dalla direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio degli obiettivi al 2020 - normalizzazione delle produzioni idroelettrica ed eolica, contabilizzazione dei soli

bioliquidi e biocarburanti sostenibili - si ottengono i Consumi Finali Lordi (CFL) di energia da FER; nel 2018, tale grandezza è stimata in 21,8 Mtep, in flessione di circa 200 ktep rispetto al 2017 (-1% circa).

Secondo valutazioni preliminari, nel 2018 i CFL complessivi di energia dovrebbero invece aumentare lievemente (+ 400 ktep circa rispetto al 2017): ne segue che la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER potrebbe ridursi leggermente rispetto ai livelli registrati nel 2017, attestandosi intorno al 18,1%.

Se confermato dai dati definitivi, si tratterebbe di un valore superiore per il quinto anno consecutivo al target stabilito per l'Italia dalla direttiva 28 per il 2020 (17%); la differenza assoluta da colmare per raggiungere l'obiettivo al 2030 fissato dalla proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima presentato alla Commissione europea nel gennaio 2019 (quota FER pari al 30%) risulterebbe pari, pertanto, a circa 12 punti percentuali.

Tabella 9: Consumi finali lordi di energia in Italia (Mtep)

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
CFL FER – Settore Elettrico	8,9	9,2	9,4	9,5	9,7	9,7
CFL FER – Settore Termico	10,6	9,9	10,7	10,5	11,2	10,9
CFL FER – Settore Trasporti	1,3	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2
Consumi finali lordi di energia da FER	20,7	20,2	21,3	21,1	22,0	21,8
Consumi finali lordi di energia (CFL)	123,9	118,5	121,5	121,1	120,4	120,8
Quota dei CFL coperta da FER	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%	18,3%	18,1%

(a) Stime preliminari

Fonte: GSE

Con riferimento al solo settore elettrico, infine, l'incidenza delle FER sul CIL calcolata applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE è stimata pari al 33,9%, in lieve flessione rispetto al dato 2017 (34,1%). La differenza rispetto alla percentuale calcolata sui dati di produzione effettiva sopra presentata (34,5%) è legata alle operazioni di normalizzazione della produzione eolica e – di particolare rilievo per il 2018 - idroelettrica, che attenuano sensibilmente gli effetti delle variazioni climatiche annuali.

2.3.4.1 Gli impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili e alla promozione dell'efficienza energetica

La stime GSE mostrano che nel 2018 gli investimenti in nuovi impianti a fonti rinnovabili sono stati in linea con quelli rilevati nel 2017, con valori intorno a 1,8 miliardi nel caso delle FER elettriche e a 2,9 miliardi nel caso delle FER termiche. Conseguentemente, le ricadute occupazionali legate alla costruzione e installazione degli impianti non hanno presentato variazioni elevate, attestandosi intorno a 13.000 Unità di Lavoro per le FER elettriche e a 25.000 per le FER termiche. Anche l'occupazione legata alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti è rimasta su livelli simili nei due anni presi in esame.

Ai sensi del D.lgs. 28/2011, art. 40, il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine PRODCOM pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto¹⁰, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata alle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. **L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.** Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di “posti di lavoro”, ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Per definizione il modello valuta la quantità di lavoro correlata alle attività oggetto di analisi, quindi è del tutto estranea dal modello qualsiasi considerazione sulle dinamiche inerenti settori che potrebbero essere considerati concorrenti (es. industria delle fonti fossili). Il modello si può però applicare anche a tali altri settori, valutando dunque l'andamento della relativa intensità di lavoro. Non è però semplice stabilire eventuali correlazioni e relazioni di causa ed effetto tra le dinamiche osservate nell'intensità di lavoro di settori affini.

Per quanto riguarda il 2017, le valutazioni effettuate presentano differenze rispetto a quelle riportate nella Proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Occorre, infatti, premettere che il perimetro di analisi del Piano include alcune fonti non tenute in considerazione nella presente Relazione e, più in generale, nel monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali periodicamente effettuato dal GSE. Si tratta in particolare: dei rifiuti nel caso delle biomasse solide, del gas di discarica e dei fanghi di depurazione per quanto riguarda il biogas, dei pompaggi nell'idroelettrico. Inoltre, è stato possibile procedere ad alcuni aggiornamenti in virtù della disponibilità di nuovi dati (nuove tavole ISTAT delle risorse e degli impieghi, nuova indagine PRODCOM sul commercio internazionale).

Si riportano di seguito le valutazioni effettuate relative agli anni 2017 e 2018; per quest'ultimo anno le elaborazioni sono da considerarsi preliminari.

Il settore delle rinnovabili elettriche

Le stime effettuate mostrano che nel 2018 sono stati investiti circa 1,8 miliardi di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in linea rispetto al dato 2017. Gli investimenti si sono concentrati in particolar modo nel settore eolico (circa 814 mln) e fotovoltaico (circa 629 mln). Si valuta che la progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2018 abbia attivato un'occupazione “temporanea” corrispondente a circa 13.000 unità lavorative dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). La gestione “permanente” di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 3,1 miliardi nel 2018, si ritiene abbia attivato circa 29.700 unità di lavoro

¹⁰ Per valore aggiunto si intende l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte: ISTAT 2012.

dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno), delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica (circa il 34%) seguita da quella del biogas (18%) e da quella fotovoltaica (circa il 17%). Il valore aggiunto per l'intera economia generato dal complesso degli investimenti e delle spese di O&M associati alle diverse fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2018 è stato complessivamente di oltre 2,8 miliardi di euro, sostanzialmente in linea con quanto rilevato nell'anno precedente.

Tabella 10: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2018 suddivisi per tecnologie – (elaborazioni preliminari)

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanent diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	629	334	528	3.861	5.033
Eolico	814	303	660	6.023	3.516
Idroelettrico	46	893	703	417	10.160
Biogas	47	498	416	414	5.425
Biomasse solide	273	630	355	2.317	3.396
Bioliquidi	-	464	110	-	1.556
Geotermoelettrico	-	54	41	-	607
Totale	1.809	3.176	2.813	13.033	29.693

Tabella 11: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2017 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanent diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	580	327	504	3.572	4.943 ¹¹
Eolico	768	288	624	5.683	3.336
Idroelettrico	299	888	847	2.642	10.098
Biogas	113	493	451	991	5.374
Biomasse solide	72	582	226	661	3.147
Bioliquidi	1	464	111	10	1.556
Geotermoelettrico	-	54	41	0	606
Totale	1.834	3.096	2.803	13.558	29.060

Il settore delle rinnovabili termiche

Secondo le stime preliminari effettuate per il 2018, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili sono ammontati a circa 2,9 miliardi di euro, di cui oltre 1,9 miliardi destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2018 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 24.900

¹¹ Per quanto riguarda il settore fotovoltaico relativamente all'anno 2017, alcune delle valutazioni riportate presentano differenze evidenti rispetto a quelle pubblicate nella precedente versione della presente Relazione; ciò perché è stato possibile procedere ad alcuni aggiornamenti in virtù della disponibilità di nuovi dati, con particolare riferimento ai costi di esercizio e manutenzione che sono stati oggetto di una rilevazione ad hoc presso alcuni osservatori privilegiati.

unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). La gestione “permanente” di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di oltre 5 miliardi nel 2018, si valuta abbia attivato circa 28.000 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno), di cui il 59% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 31% in quella delle pompe di calore. Il valore aggiunto per l'intera economia generato dagli investimenti e dalle spese di O&M associati alle diverse fonti rinnovabili nel settore termico nel 2018 è stato complessivamente di oltre 5 miliardi di euro, in linea col dato rilevato nel 2017.

Tabella 12: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2018 suddivisi per tecnologie – (elaborazioni preliminari)

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	145	29	98	1.154	323
Stufe e termocamini a pellet	607	557	373	5.625	2.431
Stufe e termocamini a legna	224	1.566	1.294	2.565	16.610
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermitiche)	1.913	2.886	3.243	15.575	8.615
Totale	2.888	5.038	5.008	24.919	27.980

Tabella 13: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2017 suddivisi per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	146	28	98	1.165	311
Stufe e termocamini a pellet	620	535	370	5.742	2.337
Stufe e termocamini a legna	231	1.565	1.298	2.651	16.595
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermitiche)	1.994	2.945	3.338	16.237	8.791
Totale	2.991	5.073	5.104	25.796	28.034

2.3.5 L'energia elettrica

La richiesta di energia elettrica nel 2018 è stata pari a 322 TWh (dati provvisori), in aumento dello 0,5% rispetto all'anno precedente, un incremento più contenuto rispetto a quello registrato nel 2017 (+2%). A copertura di tale fabbisogno è stato confermato il primato della fonte termoelettrica tradizionale, mentre sono risultate in calo tutte le fonti rinnovabili con l'eccezione di quella idroelettrica cresciuta per effetto della maggiore piovosità.

Nel 2018¹², il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'86,4% dalla produzione nazionale che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e per pompaggi, è stata pari a 278,1 TWh (-1,6% rispetto al 2017) e per il restante 13,6% dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 43,9 TWh, in aumento del 16,3% rispetto all'anno precedente. L'incremento dell'energia scambiata con i paesi confinanti è stato determinato, da un lato da un incremento del 10% dell'import (pari 47,2 TWh nel 2018) e dall'altro da una riduzione del 36,3% dell'export (3,3 TWh nel 2018).

Tabella 14 : Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh)

	2014	2015	2016	2017	2018*
Produzione lorda di energia elettrica (a)	278,1	281,6	288,0	294,0	289,0
<i>di cui:</i>					
idroelettrica (a)	58,5	45,5	42,4	36,2	49,3
geotermoelettrica	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1
rifiuti urbani, biomasse, eolico, solare e altre rinnovabili	56,2	57,2	59,4	61,5	59,4
termoelettrica tradizionale	157,4	172,7	179,9	190,1	174,2
Saldo import-export	43,7	46,4	37	37,8	43,9
Disponibilità lorda	321,8	328	325	331,8	332,9
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	11,3	11,1	10,7	11,3	10,9
Energia Elettrica richiesta	310,6	316,9	314,3	320,5	322,0

* Dati provvisori Fonte: TERNA (a) al netto della produzione da apporti di pompaggio

La produzione nazionale lorda di energia elettrica (Tabella 11) è stata pari a 289,0 TWh, in calo dell'1,7% rispetto al 2017 (al netto della produzione da apporti da pompaggio che, attestandosi a 1,6 TWh, è scesa del 9,9%).

Il maggior apporto alla produzione è stato ancora rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile che, seppur in calo dell'8,4% rispetto al 2017, ha continuato a rappresentare circa il 60,3% del totale dell'energia prodotta, con il 9,8% da impianti alimentati con combustibili solidi, il 5,6% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 44,9% da impianti alimentati con gas naturale; la produzione di questi ultimi rappresenta, da oltre 10 anni, la quota più consistente del parco termoelettrico, favorita nel tempo anche dalla sostituzione di vecchi cicli convenzionali ad olio combustibile con i nuovi cicli combinati a gas naturale.

Relativamente alle fonti rinnovabili, un incremento considerevole del 2018 è stato rappresentato dalla fonte idroelettrica da apporti naturali (49,3 TWh, +36,2%, dopo il calo del 14,6% registrato nel 2017) che, fortemente influenzata dall'aumento di piovosità, ha contribuito per il 17,1% alla produzione

¹² Tutti i dati sul 2018 sono da considerarsi provvisori.

totale. Il 13,9% della produzione lorda è stata ottenuta dalle fonti eolica e fotovoltaica ed il restante 8,7% da geotermico e bioenergie. Dopo anni di incrementi delle rinnovabili non idroelettriche, nel 2018 si è registrato un calo del 3,4% da attribuirsi, in particolare, alla fonte fotovoltaica. Quest'ultima, attestandosi a 22,7 TWh, è scesa del 7,1% a causa di un minor irraggiamento solare, nonostante gli incrementi di capacità registrati in corso d'anno; il calo è stato riscontrato anche sulle altre fonti: l'eolico è diminuito dell'1,4%, il geotermico del 2,0% e le bioenergie dello 0,8%.

In termini di capacità, la potenza di generazione lorda installata in Italia al 31 dicembre 2018 è stata pari a 118,1 milioni di kW (GW). Il 54,2% di tale potenza è rappresentato da centrali termoelettriche (64 GW), il 19,4% da centrali idroelettriche (22,9 GW) ed infine, il 26,4% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 31,2 GW).

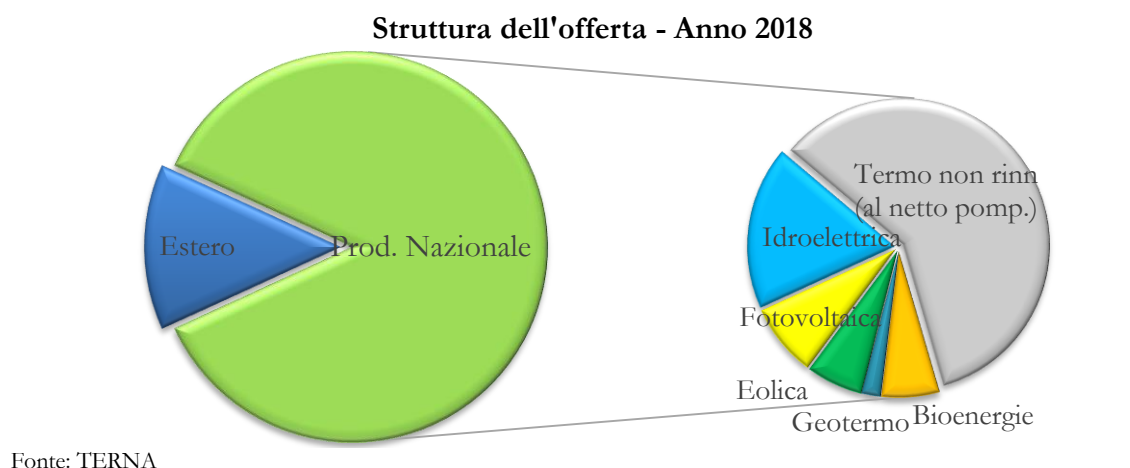


Figura 14

Ancora in crescita, per il secondo anno consecutivo, i consumi elettrici, seppur ad un tasso inferiore rispetto a quello del 2017: +0,5% contro +2,2%. Analizzando le variazioni tendenziali dei consumi elettrici e del PIL in volume, si nota che queste due grandezze hanno avuto generalmente un segno concorde, con eccezione degli anni 2014 e 2016 nei quali i consumi si sono ridotti, mentre il PIL è aumentato, dinamica causata da una significativa contrazione della domanda elettrica negli usi domestici.

Per confrontare gli andamenti dei consumi elettrici e del PIL, le serie storiche sono state trasformate in numeri indici con base 2006=100.

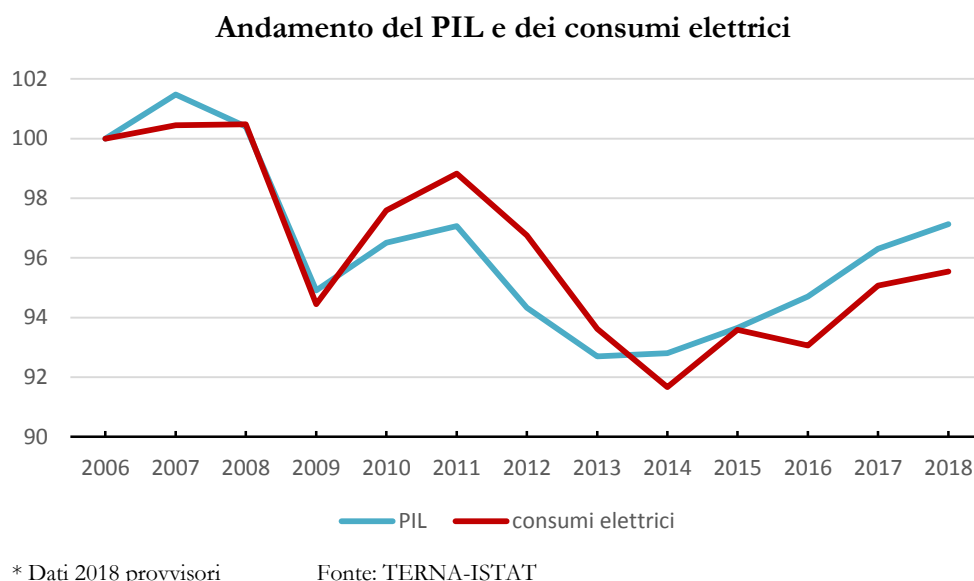


Figura 15

I consumi elettrici italiani nel 2018 sono stati pari a 303,4 TWh. Un'analisi di maggior dettaglio evidenzia una dinamica positiva in tutti i settori (agricoltura +1,8%, industria +0,6%, terziario +0,6% e domestico +0,1%) anche se la serie storica mostra chiaramente la modifica strutturale della domanda elettrica, per lungo tempo sostanzialmente stabile, con la progressiva riduzione dei consumi del settore industriale a vantaggio del terziario. Nonostante tale andamento però, l'industria nel 2018 è stata ancora il settore più rilevante rappresentando il 41,6% dei consumi nazionali, seguito dal terziario con il 34,8%, dal domestico con il 21,6% e dal settore agricolo con il 2,0%.

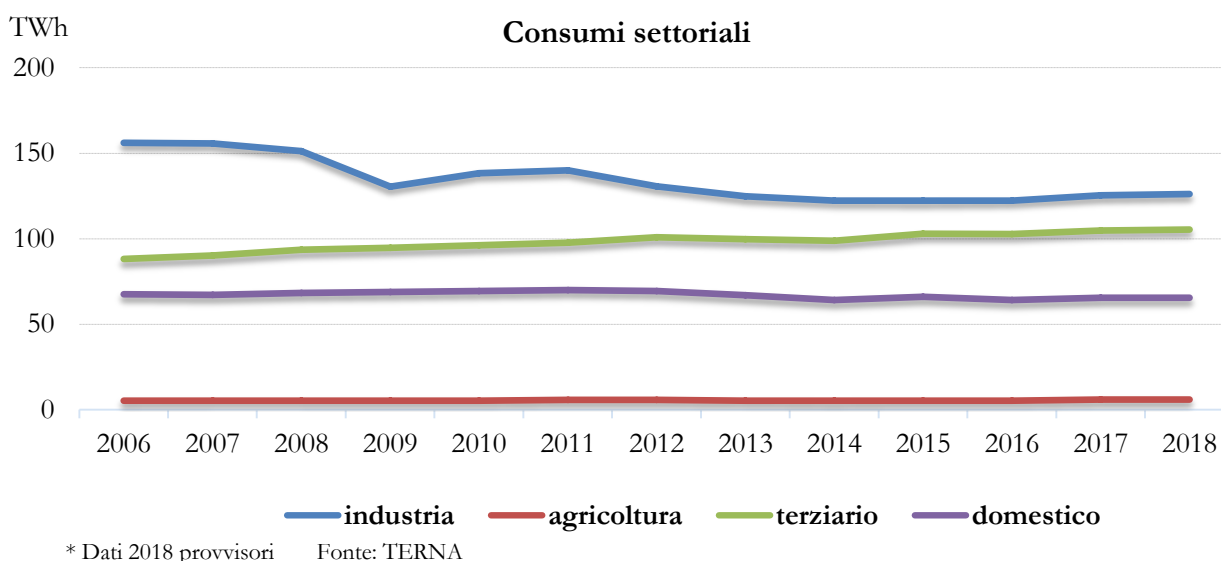


Figura 16

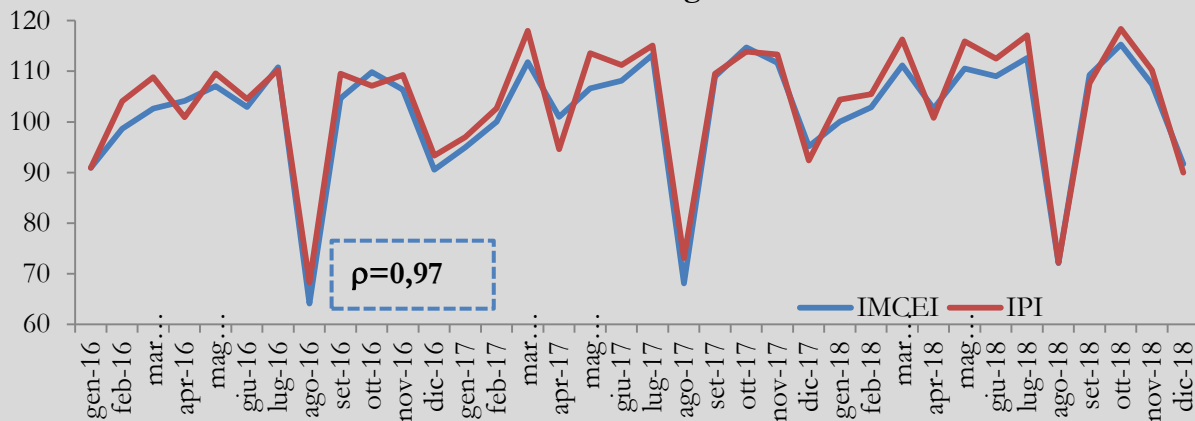
IMCEI - Indicatore Mensile dei Consumi di Energia Elettrica del settore Industriale

Ai fini di un'osservazione ed un'analisi più tempestiva dei consumi, Terna monitora mensilmente 400 clienti industriali direttamente connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN): ogni mese vengono estratti i dati teletti relativi all'energia prelevata dalla rete di trasmissione da tali clienti ai quali è stato associato il codice di attività economica ATECO 2007. La serie di dati è disponibile da gennaio 2010.

Per analizzare l'andamento dei prelievi dei clienti industriali e rendere possibile un confronto con l'Indice della produzione industriale ISTAT, la serie storica mensile è stata trasformata in un numero indice con base 2015=100 (Indice Mensile dei Consumi Elettrici Industriali - IMCEI).

Osservando gli andamenti dei due indici si evince che, pur essendo un campione di piccole dimensioni, l'IMCEI fornisce informazioni significative per spiegare l'andamento della produzione industriale e di conseguenza può essere utilizzato per analisi di maggior dettaglio dei consumi industriali in corso d'anno.

Clients industriali - IPI-Dati grezzi base 2015



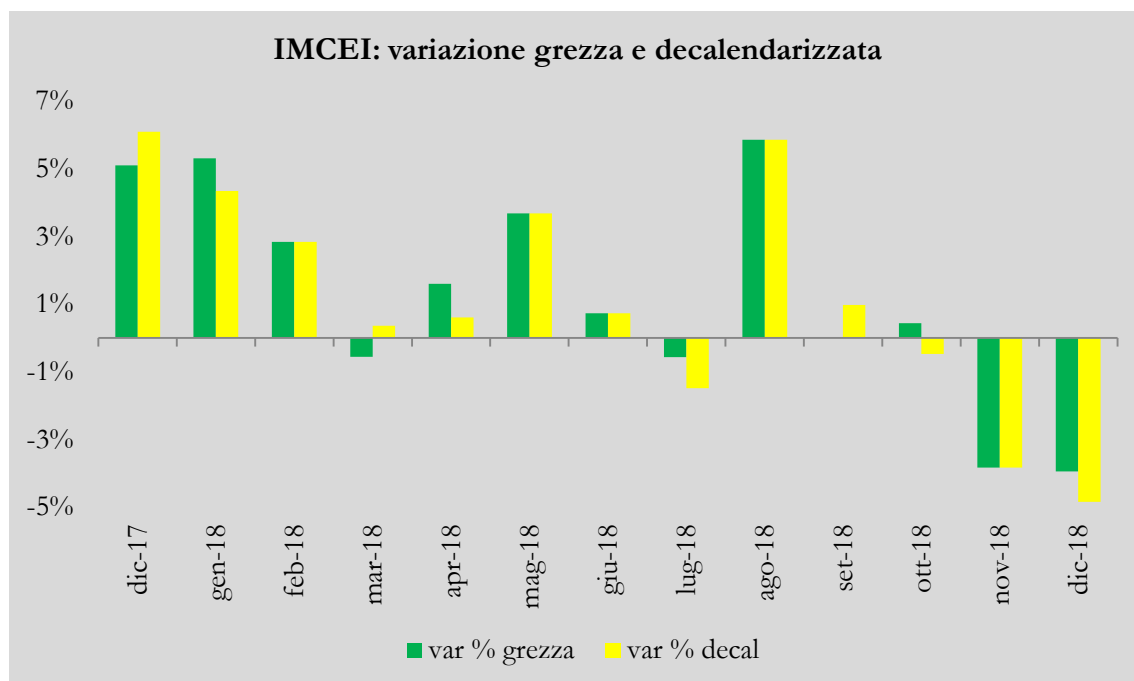
Fonte TERNNA

Nell'anno 2018 l'IMCEI è stato caratterizzato da un alternarsi di variazioni positive e negative che hanno portato a chiudere l'anno con 29.932 GWh prelevati, pari ad una variazione positiva dello 0,8% rispetto al 2017. Dopo i primi sei mesi, che complessivamente hanno segnalato una crescita del 2,2%, nel secondo semestre l'indice ha registrato deboli variazioni positive a cui sono seguite quelle particolarmente negative degli ultimi due mesi.

Dall'osservazione dei singoli comparti si evidenzia come abbiano chiuso l'anno in aumento la Chimica (+4,4%), la Siderurgia (+1,2%) e i Materiali da costruzione (+2,9%); mentre sono risultati in flessione i Mezzi di trasporto (-7,3%), i Metalli non ferrosi (-1,7%) e una serie di altri settori che, complessivamente, hanno registrato una contrazione dell'1,4%.

Classi	2017 (GWh)	2018 (GWh)	YoY%
Meccaniche	3.097	3.096	0,0
Siderurgiche	13.808	13.967	1,2
Chimica	3.597	3.753	4,4
Materiali da costruzione	2.679	2.756	2,9
Raffinazione e cockerie	667	672	0,8
Mezzi di trasporto	1.394	1.293	-7,3
Metalli non ferrosi (Alluminio, Zinco)	1.529	1.503	-1,7
Altro (Alimentari, Carta, Legno Mobili, Elettricità, Acqua Altre Manifatturiere)	2.935	2.892	-1,4
Totale industria	29.705	29.932	0,8

Fonte TERNA



Fonte: TERNA

Figura 17

3 GLI IMPIEGHI FINALI

Nel 2018 la domanda finale di energia è aumentata dell'1,5% rispetto all'anno precedente attestandosi a 127,3 Mtep, proseguendo la ripresa degli ultimi anni. L'aumento ha riguardato tutti i settori. Tra le fonti di approvvigionamento degli impieghi, le fonti rinnovabili hanno fatto segnare l'aumento maggiore¹³.

Nel 2018 la domanda finale di energia è aumentata dell'1,5% rispetto all'anno precedente attestandosi a 127,3 Mtep, proseguendo la tendenza positiva degli ultimi anni (fig.18).

¹³ Cfr. tab. BE1 in Appendice A)

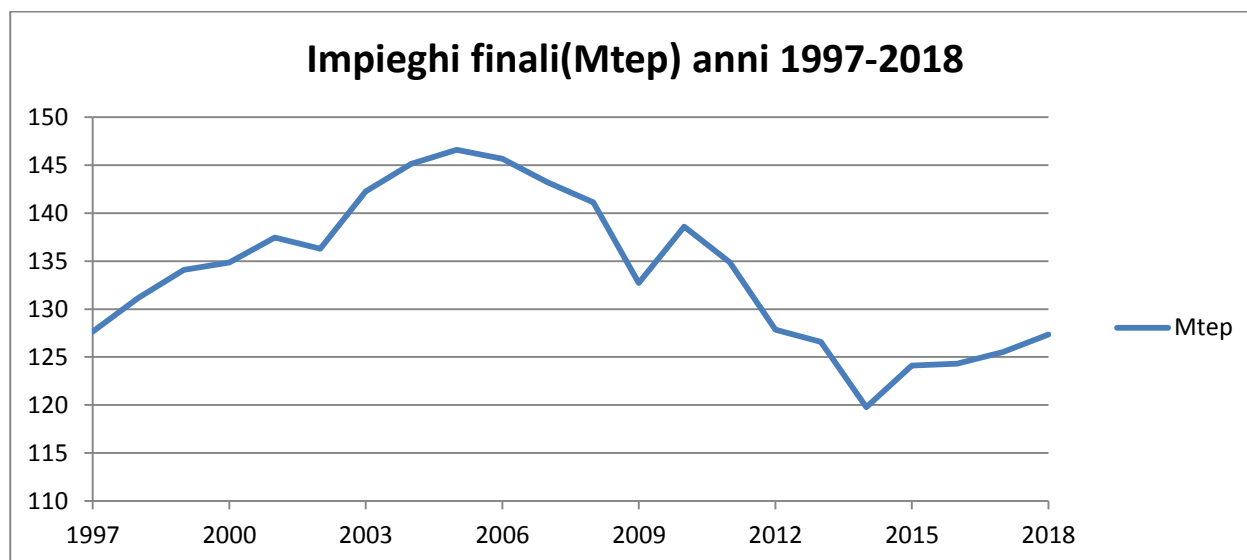


Figura 18 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico – Bilancio Energetico Nazionale serie storica - (2018 provvisorio)

Tabella 15: Consumi finali di energia (Mtep)

	2017	2018 ₁₎					Totale	Var % 2018/17
		Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia.el.		
Industria	27,120	2,106	12,638	2,878	0,125	9,484	27,231	0,4
Trasporti	38,885		0,858	37,028	1,267	0,992	40,145	3,2
Usi civili	47,793		23,552	2,793	7,523	14,250	48,118	0,7
Agricoltura	2,964		0,132	2,306	0,041	0,525	3,004	1,3
Usi non energetici	5,664	0,053	0,616	5,021			5,690	0,5
Bunkeraggi	3,071			3,154			3,154	2,7
	125,497	2,159	37,795	53,180	8,956	25,251	127,341	1,5

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Il Bilancio Energetico Nazionale. 1) Dati provvisori

L'aumento ha riguardato tutti i settori: i trasporti (3,2%), i bunkeraggi (2,7%), l'agricoltura (1,3%), gli usi civili (0,7%), gli usi non energetici (0,5%) e l'industria (0,4%).

Tra le fonti di energia, con cui vengono soddisfatti gli impieghi finali, sono aumentate le rinnovabili (11,2%), il petrolio (2,1%) e l'energia elettrica (0,6%); sono invece diminuiti i combustibili solidi (1,2%) e il gas (0,6%).

La dinamica del contributo delle diverse fonti energetiche è differente tra i settori. È cresciuto l'utilizzo del gas nel settore industriale (1%) mentre è calato negli usi non energetici (-5,8%), in agricoltura (-2,9%), negli usi civili (-1,5%) e nei trasporti (-0,5%).

Il consumo dei prodotti petroliferi si è intensificato nei trasporti (2,9%), nei bunkeraggi (2,7%), negli usi non energetici (1,4%) e in agricoltura (1,2%) a fronte di una diminuzione nell'industria (-2,9%) e negli usi civili (-1,8%).

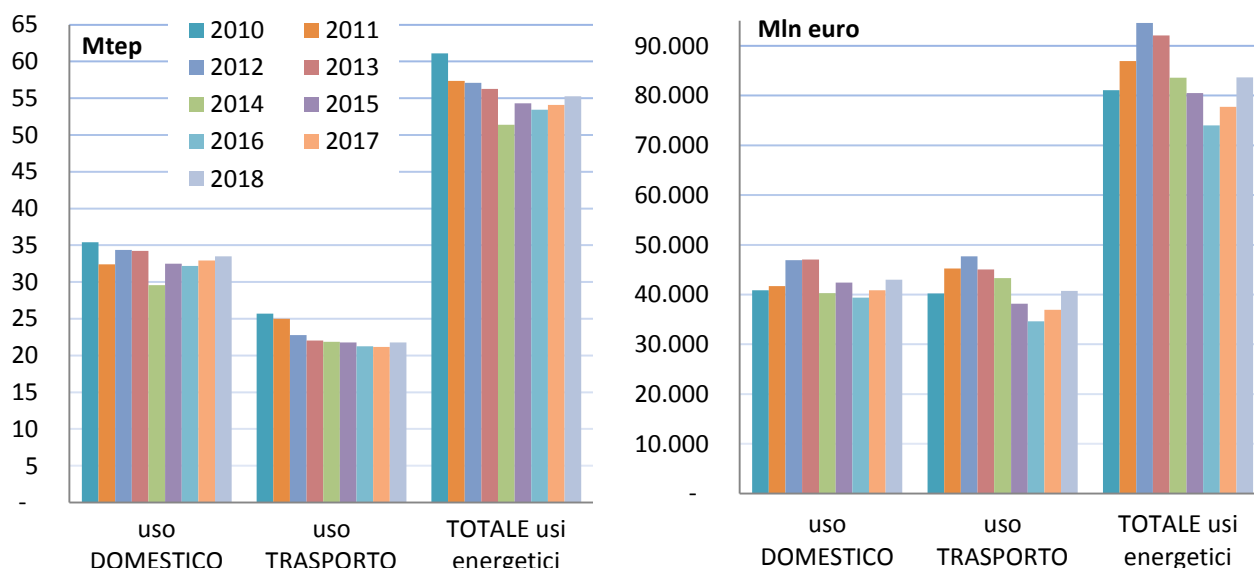
4 I CONSUMI FINALI DEI PRODOTTI ENERGETICI DA PARTE DELLE FAMIGLIE¹⁴

Nel 2018 le famiglie hanno consumato 55 Mtep di energia (+2,2% rispetto all'anno precedente) spendendo 84 miliardi di euro (+7,6%). Il 61% dell'energia usata è per usi domestici e il 39% per trasporto privato. In termini monetari, il 51% della spesa energetica è per uso domestico e la rimanente parte per il trasporto. L'uso domestico è stato soddisfatto soprattutto con metano (17 Mtep), legna (7 Mtep) e elettricità (6 Mtep) per i quali sono stati spesi rispettivamente 17 (+4%), 4 (+11%) e 16 (+5%) miliardi di euro. Per il trasporto sono stati consumati soprattutto gasolio (12 Mtep) e benzina (7 Mtep), costati alle famiglie rispettivamente 23 (+14%) e 16 (+6%) miliardi.

Tra il 2017 e il 2018 la **quantità** di energia complessivamente utilizzata dalle famiglie (cfr. fig. 19) per uso domestico (riscaldamento/raffrescamento, acqua calda, uso cucina e elettrodomestici) e per trasporto in conto proprio è aumentata del 2,2%, confermando la tendenza degli ultimi anni¹⁵.

La corrispondente **spesa** sostenuta per l'acquisto di energia è aumentata del 7,6%, principalmente per effetto del forte aumento dei prezzi avvenuto nel 2018 (così come nel 2017, anno in cui è stato interrotto il trend a ribasso dei 4 anni precedenti) per i prodotti energetici utilizzati sia in ambito domestico sia per autotrasporto.

Impieghi energetici (Mtep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego – Anni 2010-2018*



* Dati provvisori - Fonte: Istat, Contabilità Ambientale

Figura 19

¹⁴ Le stime dei consumi energetici finali delle famiglie qui presentate sono realizzate secondo la definizione di tale settore propria della Contabilità Nazionale. Rispetto alle precedenti edizioni i dati si differenziano per effetto di una revisione metodologica delle stime dell'intera serie storica (che coinvolge soprattutto l'uso trasporto), che al momento ancora non ha ancora raggiunto la sua versione definitiva per cui i dati potrebbero essere soggetti a ulteriori aggiornamenti, pur se di minima entità.

¹⁵ I consumi energetici delle famiglie si sono fortemente contratti tra il 2010 e il 2014, anni per i quali si è registrato rispettivamente il massimo (61,1 Mtep) e il minimo (51,4 Mtep) valore dei consumi energetici degli ultimi 20 anni.

Nel 2018 l'uso domestico ha costituito il 60,6% degli impieghi energetici delle famiglie misurati in termini fisici e il 51,4% della spesa. La quantità di energia usata per usi domestici è cresciuta dell'1,8% rispetto al 2017 mentre la spesa è aumentata del 5,2%.

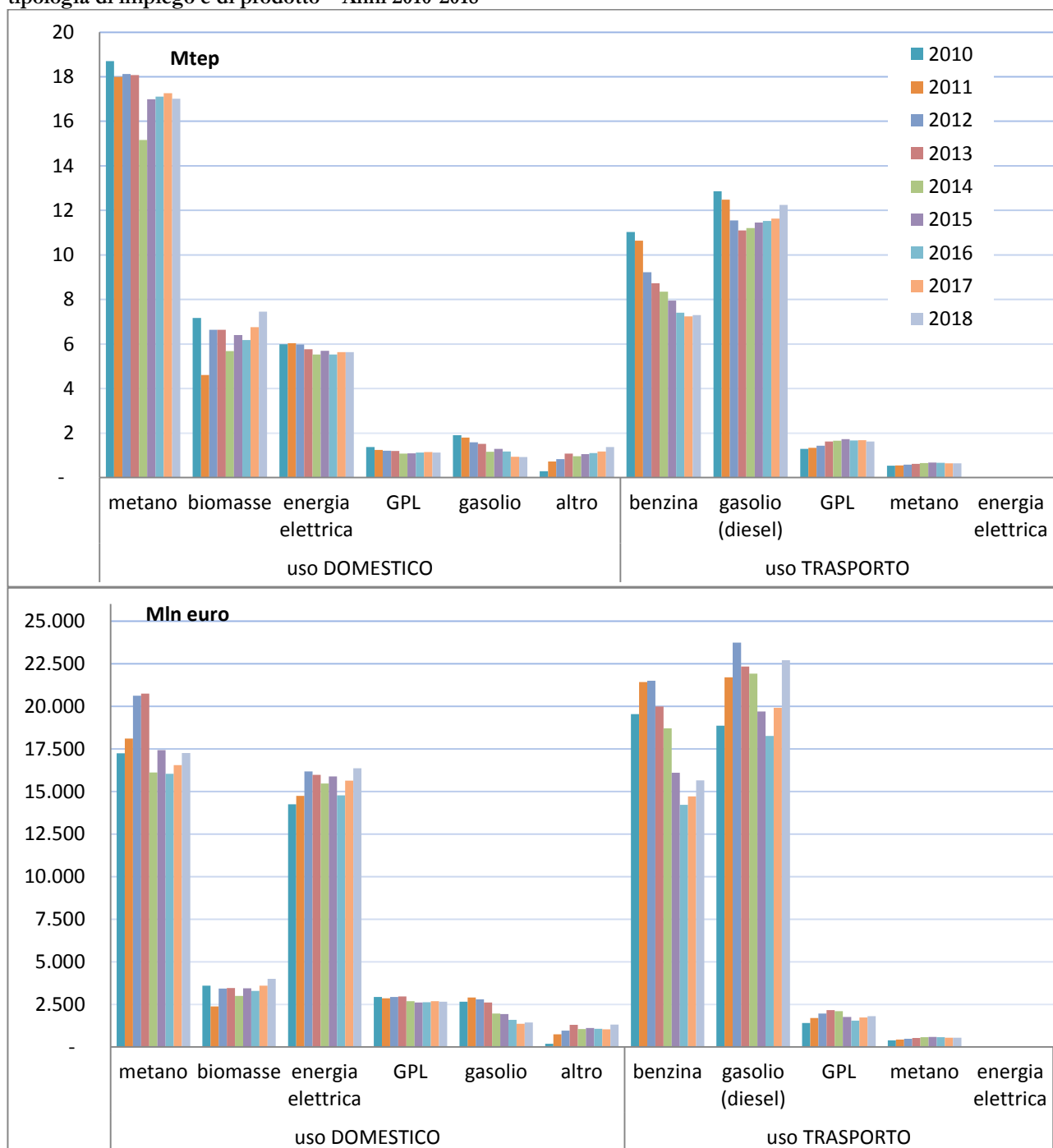
Per soddisfare le esigenze domestiche nel 2018, secondo le stime preliminari effettuate nell'ambito dei conti ambientali dell'Istat, le famiglie hanno utilizzato (cfr. Fig.20) per il 50,8% il gas naturale ("metano"), per il 22,2% le biomasse (in particolare legna da ardere), per il 16,8% l'energia elettrica, per il 4,1% il calore (acquistato in quanto tale), per il 3,3% il gasolio e per il 2,8% il GPL (in quantità trascurabile hanno utilizzato anche altri prodotti energetici, quali gas manifatturato, petrolio lampante e olio combustibile).

In termini monetari, le famiglie italiane hanno speso soprattutto per l'acquisto di energia elettrica e metano: nel 2018 33,6 miliardi di euro (corrispondenti al 78,2% della spesa complessiva per energia per usi domestici) di cui il 51,3% per metano e il 48,7% per energia elettrica (32,2 miliardi nel 2017). Di gran lunga minore è stata la spesa per biomasse (9,3%), GPL (6,2%), gasolio (3,3%), calore (3,0%) e altro (0,02%): circa 9,4 miliardi.

Per quanto riguarda il **trasporto** in conto proprio, nel 2018 si è osservato un aumento dei consumi di carburanti (+2,9%) che ha interrotto la diminuzione iniziata nel 2010 (considerando gli ultimi 20 anni, il picco di massimo consumo per trasporto da parte delle famiglie è stato osservato nel 2003 con 26,3 Mtep mentre quello minimo nel 2017 con 21,2 Mtep). Per quanto riguarda i singoli carburanti, si è rilevato un lieve aumento dell'uso della benzina (+0,8%), per la prima volta dopo 19 anni di costante decrescita, e si è confermato il crescente uso del diesel (+5,3%). In diminuzione l'uso di GPL (-3,5%) e metano (-0,5%), il cui impiego è stato in lenta ma costante ascesa dal 2008 al 2015. Il trasporto elettrico da parte delle famiglie non è ancora decollato, pur registrando nel 2018 un incremento dell'1,5% (-4,0% nel 2017 e +9,6% nel 2016).

La spesa delle famiglie per l'acquisto di carburante è aumentata tra il 2017 e il 2018 del 10,3%, attestandosi sui 40,7 miliardi di euro (già nel 2017 si era osservata una crescita del 6,7% rispetto all'anno precedente); in particolare la spesa per il diesel è aumentata del 14,0% (+9,1% nel 2017), per la benzina del 6,4% (+3,5% nel 2017), per il GPL del 3,7% (+12,8% nel 2017) e per l'energia elettrica del 6,0% (-1,5% nel 2017), mentre è diminuita dello 0,2% quella per il metano (-5,1% nel 2017).

Impieghi energetici (Mtep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego e di prodotto – Anni 2010-2018*



* Dati provvisori - Fonte: Istat, Contabilità Ambientale

Figura 20

5 I PREZZI DELL'ENERGIA

5.1 I prezzi dell'energia per le famiglie e le imprese

Permane il divario di costi energetici che svantaggia il nostro Paese: il differenziale fra i prezzi dei prodotti energetici in Italia e nell'Unione Europea rimane positivo ma è ripreso il processo di convergenza iniziato qualche anno fa. Si conferma un significativo premio pagato dalle imprese italiane per l'energia elettrica (in riduzione) e uno per il gas acquistato dalle famiglie (in crescita).

Nel 2018, è proseguita la convergenza dei prezzi italiani dell'energia elettrica verso quelli europei, mentre ha ripreso ad ampliarsi il divario per il gas (Fig. 21)¹⁶.

Per l'energia elettrica, il differenziale di prezzo con la media europea si è stabilizzato sui valori minimi del decennio, azzerandosi per le famiglie. Permane invece un premio pagato dalle imprese italiane, anche se in netta discesa: queste sostengono un prezzo mediamente superiore di un quinto rispetto alla media UE28.

Per il gas, invece il divario di prezzo sostenuto dalle famiglie si è ampliato portandosi sui valori massimi del decennio (il 30 per cento in più rispetto ai valori medi europei); per le imprese il differenziale di prezzo è invece aumentato in maniera contenuta (attestandosi intorno al 7 per cento in più rispetto alla UE28).

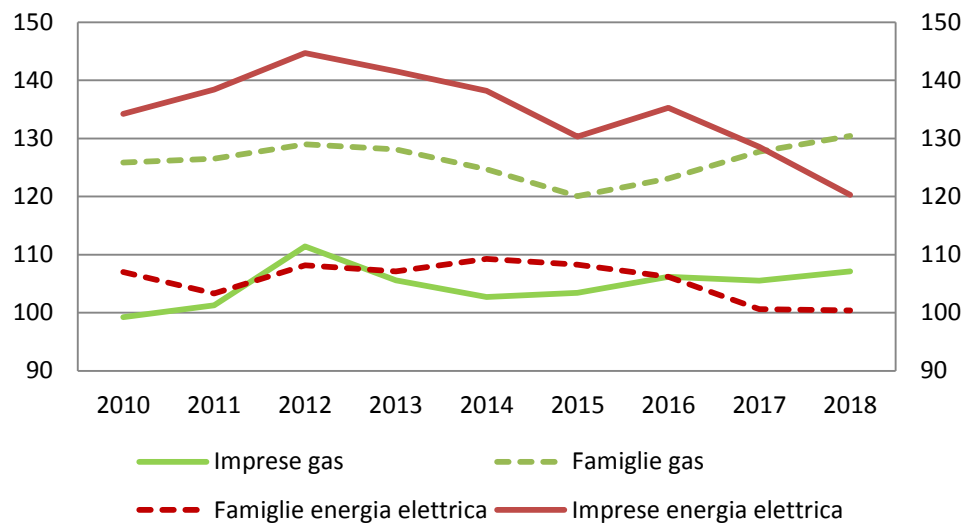
Le Figure 22 e 23 riportano i prezzi che, nel 2018, famiglie e imprese pagavano per l'acquisto di gas ed elettricità per fascia di consumo; i valori sono espressi in percentuale del prezzo medio dell'UE28.

Per il gas l'ammontare del premio pagato dalle famiglie italiane è sostanzialmente guidato dalla componente fiscale: il confronto con gli altri paesi ci penalizza per le classi più alte di consumo mentre per i consumi nella fascia inferiore sono le famiglie francesi quelle a pagare di più (seguite però subito dalle italiane). Al contrario, per le imprese il differenziale è maggiore per quelle con i consumi più bassi, che pagano un prezzo del 10-20 per cento superiore rispetto alla media europea, mentre nelle fasce superiori di consumo i prezzi sono allineati a quelli dell'UE28.

Per l'energia elettrica la situazione è differente. Il prezzo italiano dell'energia elettrica è non troppo lontano dalla media europea per le famiglie (i cui maggiori valori si riscontrano per Spagna e Germania), mentre le imprese sostengono sempre prezzi maggiori della media europea (dove è il Regno Unito quello con i prezzi maggiori) in tutte le classi di consumo (del 17-25 per cento) tranne che nella fascia di consumi più elevata.

¹⁶ Per l'energia elettrica e il gas sono disponibili i prezzi medi per ciascuna fascia di consumo; per operare il confronto tra il prezzo prevalente in Italia e quello degli altri paesi europei considerati, i prezzi delle varie fasce di consumo sono ponderati con i relativi consumi fisici rilevati in Italia da ARERA nell'anno precedente per l'energia elettrica e con quelli del 2018 per il gas.

ANDAMENTO DEL DIFFERENZIALE DI PREZZO DEI PRINCIPALI PRODOTTI ENERGETICI:
ITALIA VS EUROPA*

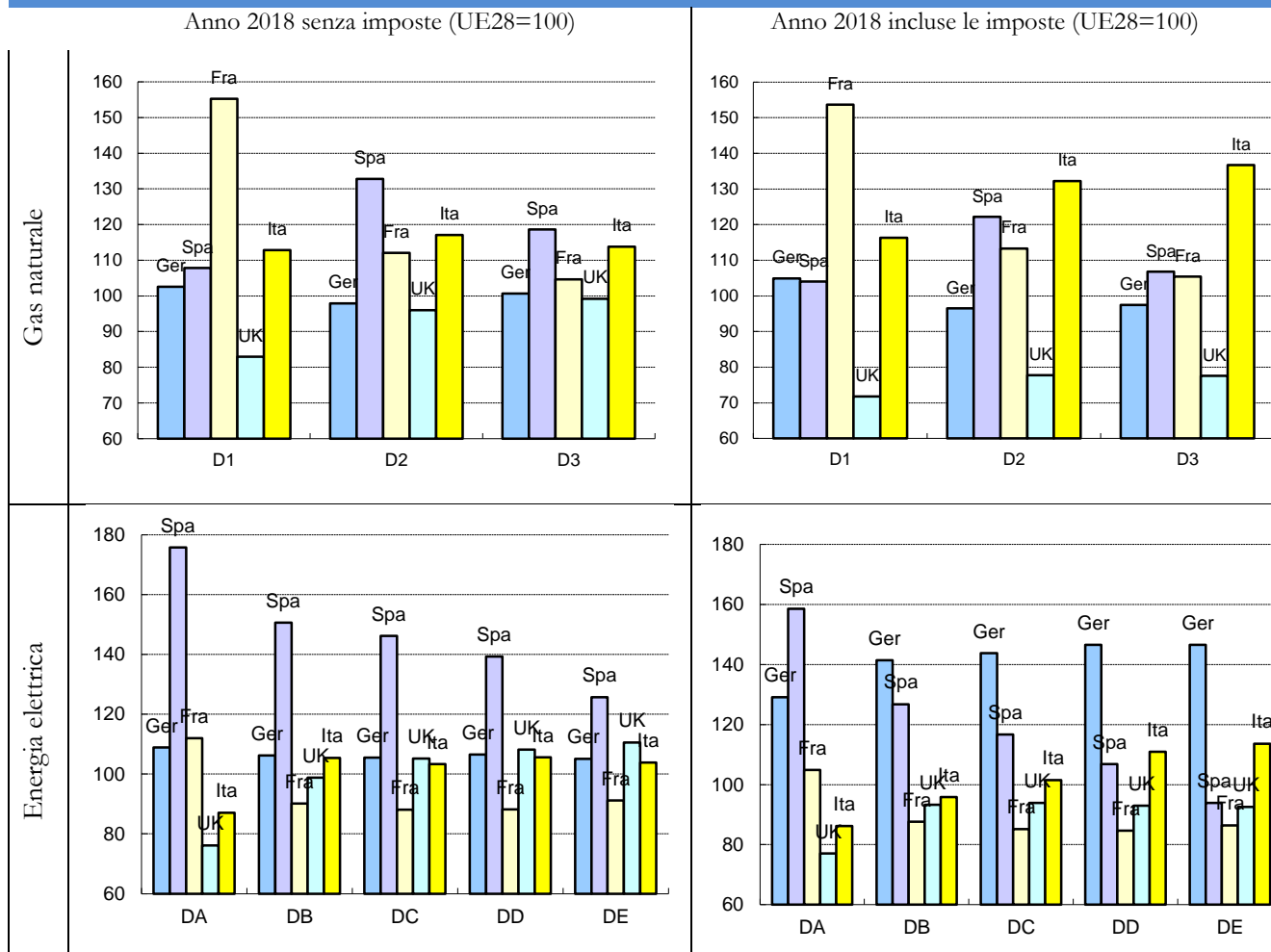


* Rapporto tra i prezzi medi annui in Italia e nella UE28. I prezzi sono ponderati per fascia di consumo con le quantità consumate in Italia nell'ultimo anno disponibile.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat, ARERA e MiSE.

Figura 21

PREZZO FINALE DEL GAS E DELL'ELETTRICITÀ IN ITALIA E NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI: FAMIGLIE

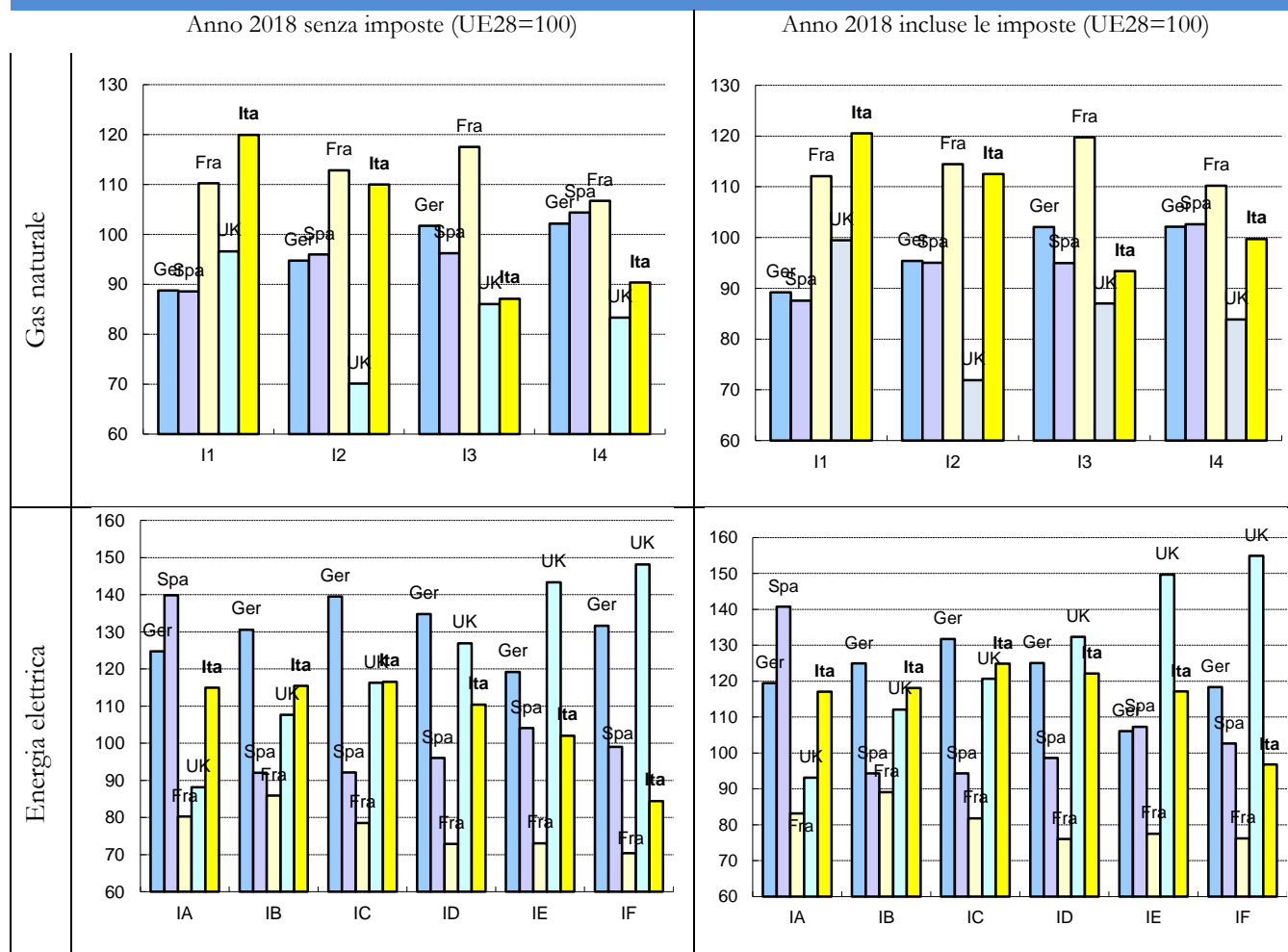


Legenda.
Gas: D1 : consumo < 20 GJ; D2 : 20 GJ < consumo < 200 GJ; D3 : consumo > 200 GJ;
Energia elettrica: DA: consumo < 1.000 kWh; DB: 1.000 kWh < consumo < 2.500 kWh; DC: 2.500 kWh < consumo < 5.000 kWh; DD: 5.000 kWh < consumo < 15.000 kWh; DE: consumo > 15.000 kWh

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Figura 22

PREZZO FINALE DEL GAS E DELL'ELETTRICITÀ IN ITALIA E NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI: IMPRESE



Legenda.

Gas: I1: consumo < 1.000 GJ, I2: 1.000 GJ < consumo < 10.000 GJ, I3: 10.000 GJ < consumo < 100.000 GJ, I4: 100.000 GJ < consumo < 1.000.000 GJ.

Energia elettrica: IA: consumo < 20 MWh; IB: 20 MWh < consumo < 500 MWh; IC: 500 MWh < consumo < 2.000 MWh; ID: 2.000 MWh < consumo < 20.000 MWh; IE: 20.000 MWh < consumo < 70.000 MWh; IF: 70.000 MWh < consumo < 150.000 MWh

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

Figura 23

5.2 Il prezzo dei carburanti

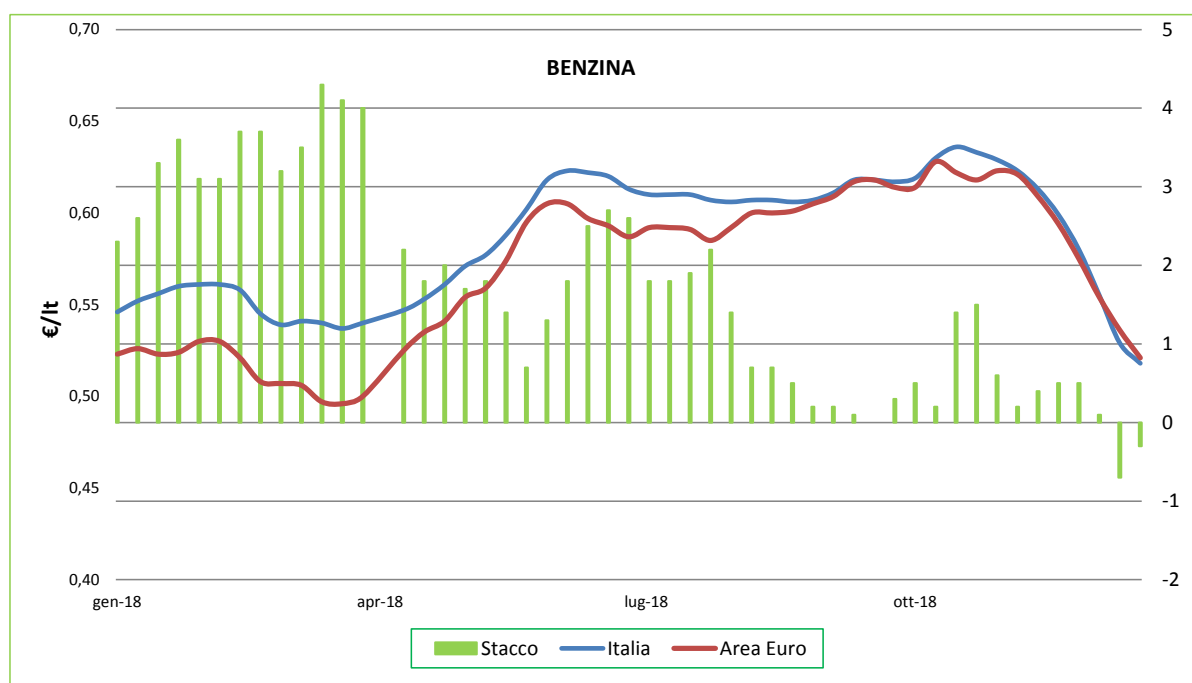
Il trend dei prezzi ha seguito un andamento crescente nella prima parte dell'anno per poi decrescere nel corso dell'ultimo trimestre. I prezzi medi industriali nel 2018 sono risultati più elevati rispetto all'anno precedente per tutti i prodotti. I prezzi al consumo hanno risentito non solo degli incrementi della componente industriale, ma anche dell'incremento indotto sulla componente fiscale attraverso l'applicazione dell'IVA. Rispetto all'Area Euro, lo stacco del prezzo industriale è positivo per la benzina e il GPL e negativo per il diesel.

Nel corso del 2018 il greggio (Brent) ha registrato oscillazioni con trend inizialmente in crescita nella prima parte dell'anno per poi diminuire nuovamente verso fine anno. A fronte di un incremento di circa il 30% in media d'anno rispetto al 2017, a gennaio un barile quotava circa 66 \$. Il picco massimo è stato registrato ad ottobre con 86 \$/b e a fine anno è stato toccato il minimo di poco più di 50 \$.

In analogia, i prezzi di benzina, diesel e GPL rilevati nell'anno hanno registrato spinte al rialzo tendenzialmente nel periodo aprile-novembre per poi tornare a diminuire sul finire del 2018. In Italia, i prezzi medi annuali sono risultati in aumento rispetto ai livelli del 2017.

5.2.1. Il prezzo industriale dei carburanti

Come evidenziato nella figura 24 il prezzo al netto delle imposte (c.d. prezzo industriale), della benzina in Italia si è andato progressivamente ad avvicinare a quello dell'Eurozona nel corso del 2018. Il prezzo in Italia ha registrato il minimo di 0,518 euro/litro a dicembre 2018 ed il massimo di 0,636 euro/litro nel mese di ottobre. La media annuale¹⁷ del prezzo nazionale è passata da 0,524 euro nel 2017 a 0,587 nel 2018 (con una crescita di circa il 12%). La differenza con la media dell'Area Euro (misurata attraverso c.d. stacco, cfr. asse di destra in figura) ha oscillato tra un valore massimo di +4,3 centesimi di euro (toccato a marzo) e un valore minimo (a fine anno) di -0,7 €/cent.

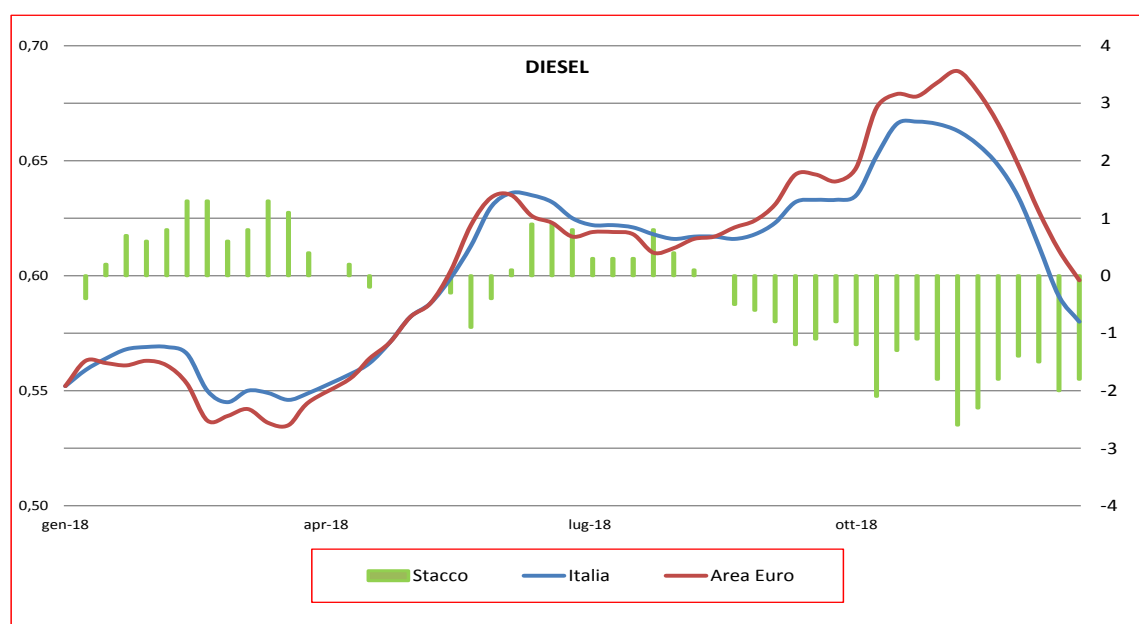


Prezzo industriale benzina Fonte: elaborazioni su dati MiSE-DGSAIE

Figura 24

¹⁷Qui e in seguito si fa riferimento alle media aritmetica non ponderata delle rilevazioni settimanali dei prezzi effettuate da MISE-DGSAIE ai sensi della Decisione 199/280/CE e DM 23/12/2012, c.d. "prezzi Italia".

Il prezzo medio del diesel al netto delle tasse ha seguito un andamento simile a quanto sopra descritto per la benzina (cfr. figura 25), passando da una media di 0,516 euro/litro nel 2017 ad un media di 0,605 lo scorso anno (+17,2%). Il livello minimo è stato registrato a febbraio con 0,545 €/litro e la punta massima è stata toccata a ottobre con 0,667€/litro. La differenza con la media dell'Area Euro è stata per gran parte dell'anno negativa ed ha oscillato tra -2,3 e +1,3 centesimi di euro, con una media d'anno pari a -0,28 centesimi.

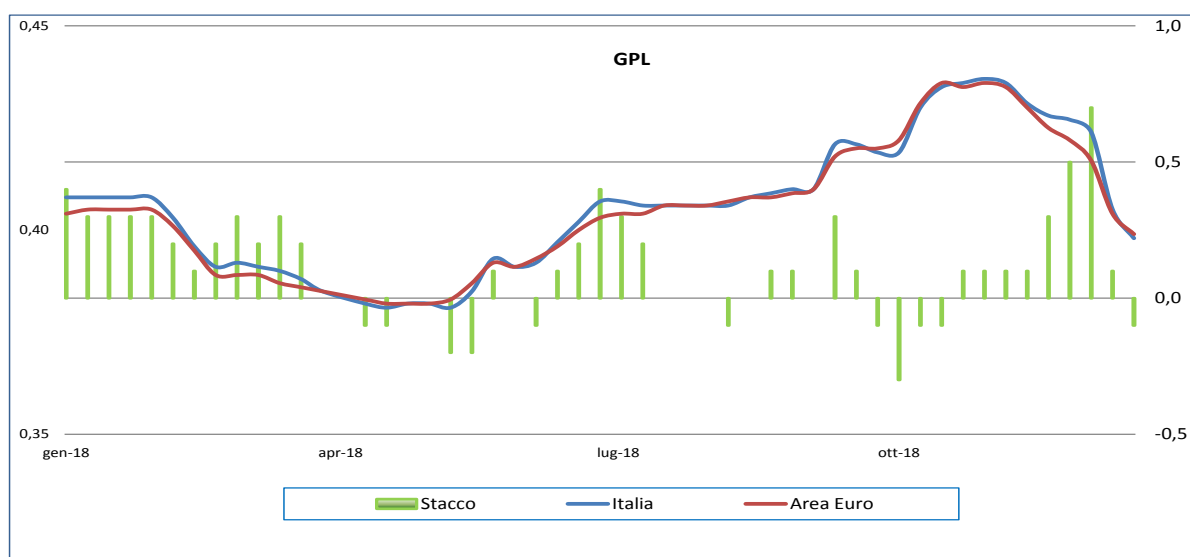


Prezzo industriale del Diesel Fonte: elaborazioni su dati MiSE-DGSAIE

Figura 25

La media 2018 del prezzo industriale del GPL (cfr. Figura 26) è risultata pari a 0,406 euro/litro, segnando un incremento di 9,3% rispetto alla media del 2017 di euro 371 (a fronte di un incremento delle quotazioni medie annuali del GPL provenienti dall'Algeria di circa il 21%).

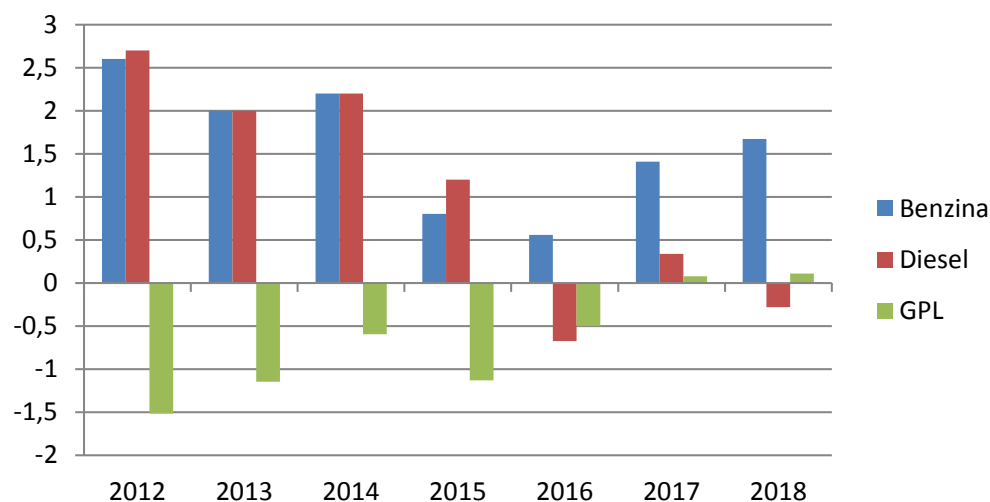
Il livello minimo del prezzo medio del GPL in Italia è stato toccato nei mesi di aprile e maggio con 0,381 €/litro, mentre le punte massime sono state raggiunte a cavallo tra i mesi di ottobre e novembre con un prezzo medio industriale pari a 0,437 €/litro.



Prezzo industriale GPL Fonte: elaborazioni su dati MiSE-DGSAIE

Figura 26

In generale, dal confronto con la media dell'Area Euro dei prezzi industriali, nel 2018 lo stacco (Figura 27) è aumentato ancora rispetto al 2017 (raggiungendo quasi 1,7 centesimi rispetto all'1,4 del 2017), è tornato negativo per il diesel (pari a quasi -3 millesimi) ed è lievemente aumentato per il GPL (pari a poco più di un millesimo).



Stacchi annuali prezzi industriali Italia - Area Euro (valori espressi in centesimi di euro)

Figura 27

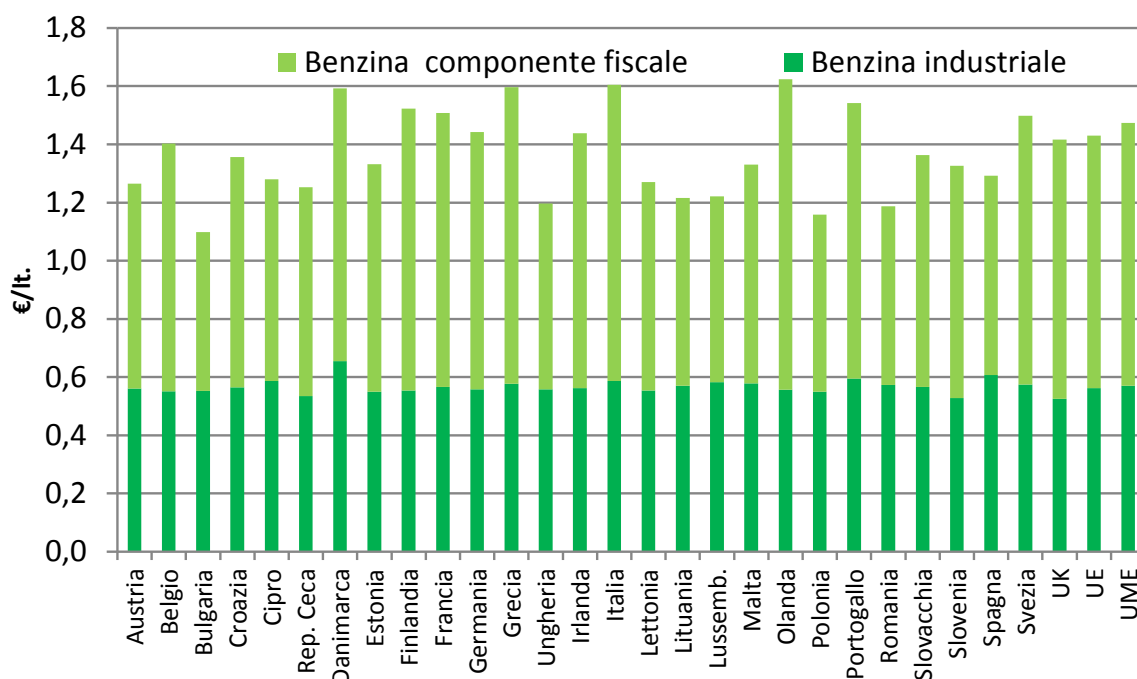
5.2.2 Il prezzo al consumo dei carburanti

Nel corso del 2018 i prezzi al consumo dei carburanti in Europa hanno risentito non solo degli incrementi della componente industriale, ma anche dell'incremento indiretto che questi hanno indotto

sulla componente fiscale (attraverso l'applicazione dell'IVA) oltre che per alcune modifiche dirette delle accise in diversi paesi¹⁸. Come noto, la componente fiscale ha un peso significativo sul prezzo finale dei carburanti, una caratteristica non solo italiana¹⁹, ma generalizzata a livello europeo.

La figura 28 consente di confrontare i prezzi al consumo in media annuale 2018 rilevati nei Paesi dell'UE con evidenza delle sue principali componenti: il prezzo industriale e la componente fiscale. Nel caso della benzina, per l'Italia si evidenzia una componente fiscale di 1,018 €/litro (+14 millesimi rispetto al 2017), che aggiunta a quella industriale (cfr. *supra*) porta il prezzo medio italiano a 1,604 €/litro, che si conferma inferiore solo a quello olandese.

La quota extra-industriale in Italia rimane per la benzina al di sopra sia della media europea che dell'Area Euro, pari rispettivamente a 0,869 e 0,904 €/litro (cfr. par. 8). Nel 2018, il paese con la componente fiscale massima si conferma l'Olanda (con 1,068 euro/litro), segue la Grecia (con 1.021) e in terza posizione l'Italia.

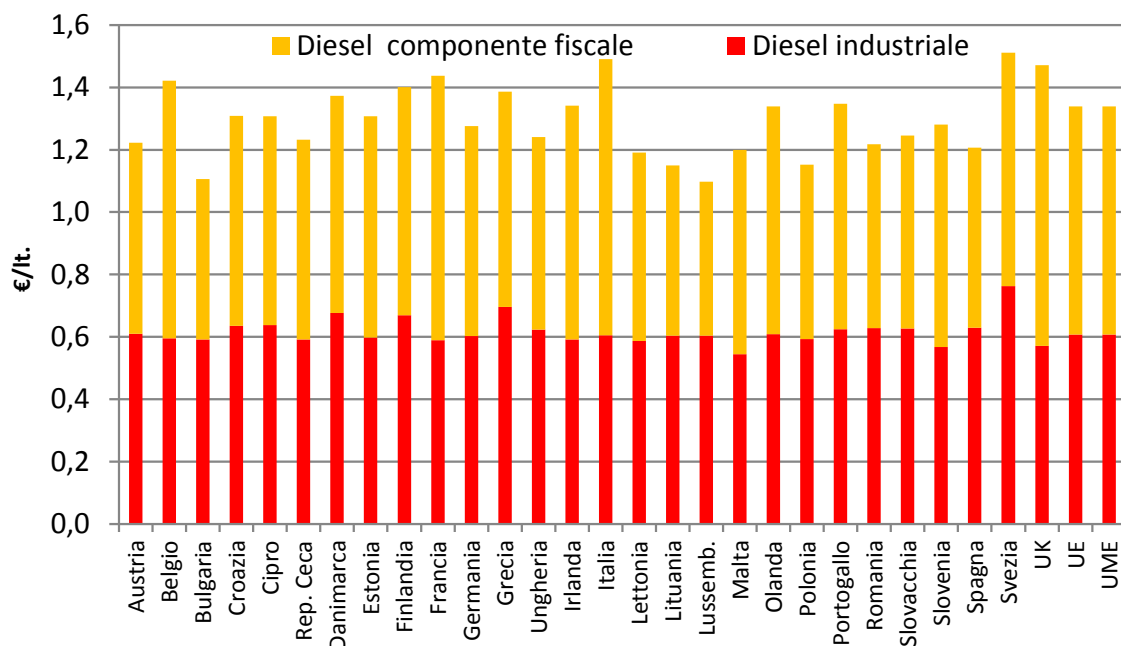


Prezzo medio della Benzina nel 2018 Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy
Figura 28

Forti similarità si riscontrano per il diesel (cfr. figura 29), il cui prezzo al consumo medio annuo in Italia è risultato pari a 1,491 €/litro, di cui la componente fiscale è stata pari a 0,886 €/litro (superiore al livello di 0,867 del 2017). La componente fiscale a livello di media europea e di area monetaria è risultata pari in entrambi i casi a 0,732 euro/litro, con il Regno Unito che ha registrato la componente fiscale più elevata.

¹⁸ In breve: Belgio, Cipro (da fine anno), Lettonia, Slovacchia e Slovenia hanno modificato le accise su benzina e diesel; Finlandia e Lituania solo l'accisa su diesel; Portogallo su diesel e GPL e Francia solo su GPL.

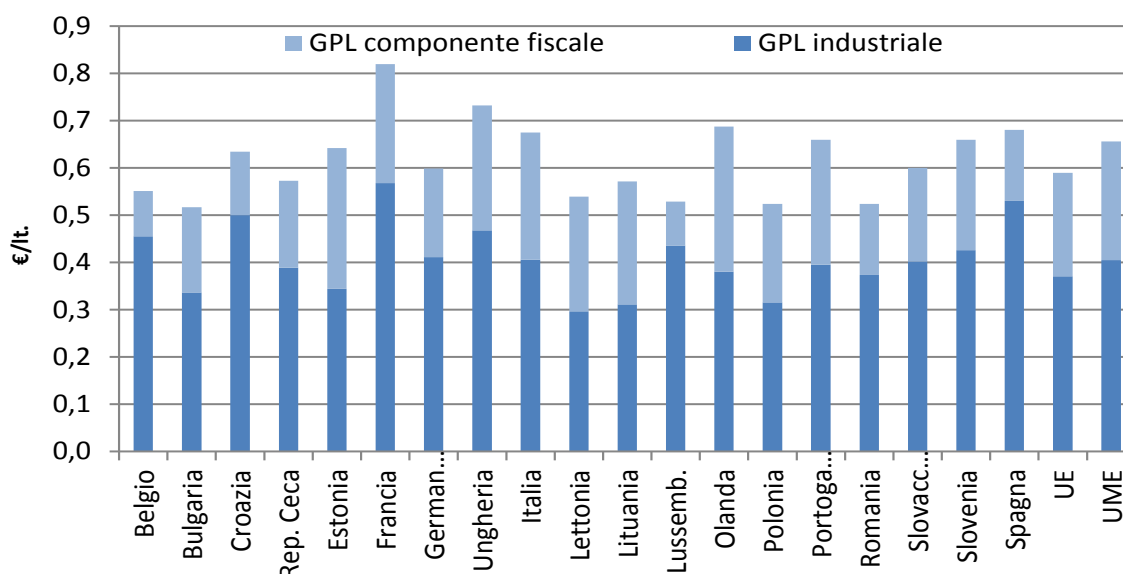
¹⁹ Si ricorda che l'ammontare complessivo delle accise in Italia per litro di carburante a decorrere dal 1 gennaio 2015 è stabilito in: 0,728 euro per la benzina, 0,617 per il diesel e 0,147 per il GPL. Si applica inoltre l'IVA al 22%.



Prezzo medio del Diesel nel 2018 Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

Figura 29

Nel 2018, il GPL per autotrazione ha registrato un prezzo medio al consumo pari a 0,675 euro al litro (con un incremento del 6,6% rispetto al prezzo medio 2017), con una componente fiscale pari a 0,269, superiore alla media dell'area europea²⁰ (0,219) e a quella dell'area monetaria (0,251). Come mostrato in figura 30 prezzi al consumo più elevati di quelli italiani si sono registrati in Francia, Ungheria, Olanda e Spagna. In particolare, in Francia si è registrato un elevato incremento della componente fiscale a seguito del citato (cfr. nota 20) intervento sull'accisa a decorrere da gennaio 2018.

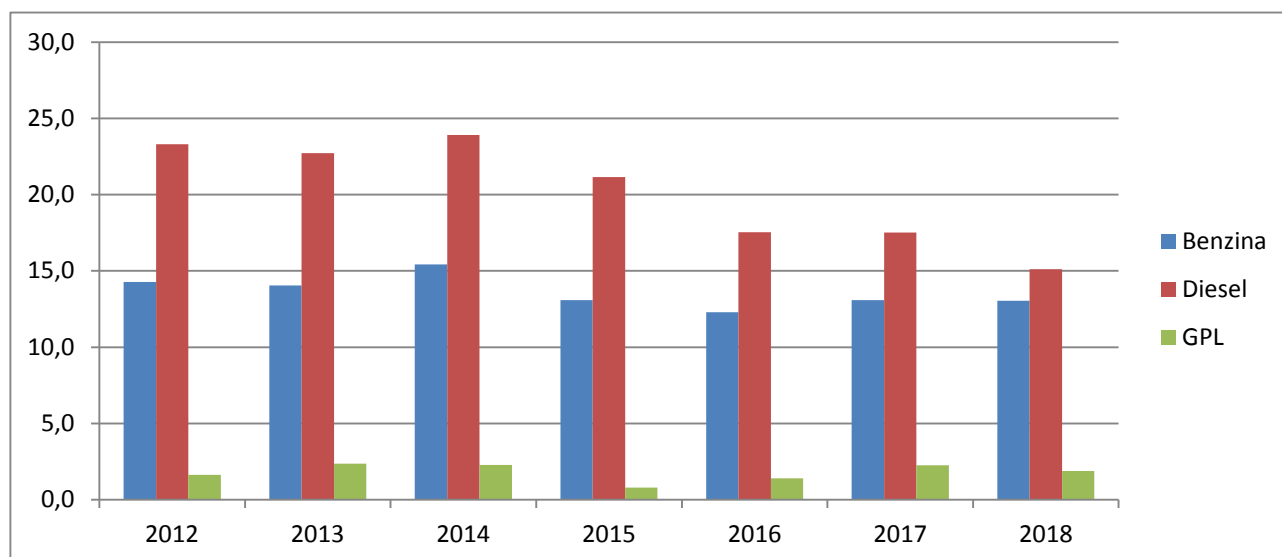


Prezzo medio del GPL nel 2018 Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea- DG Energy

Figura 30

²⁰ Si ricorda che il prezzo del GPL per autotrazione è rilevato solo in 19 Paesi dell'Unione europea, in ragione della sua minor diffusione.

Analizzando gli stacchi dei prezzi al consumo, come evidenziato Figura 31, si è registrata una lieve diminuzione (più marcata per il diesel ed il GPL) che ha portato la differenza tra prezzo medio italiano e quello dell'Area Euro a 13 centesimi, 15,1 e 1,9 rispettivamente per benzina, diesel e GPL.



Stacchi annuali Prezzi al consumo Italia - Area Euro (valori in centesimi di euro) Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 31

6 L'EFFICIENZA ENERGETICA

6.1 Risparmi energetici conseguiti e principali misure di efficienza energetica attuate

I risparmi energetici conseguiti nel 2018 sono stati pari a 3,6 Mtep, consentendo di raggiungere un risparmio cumulato di 11,7 Mtep per il periodo 2014-2018. Per il raggiungimento dell'obiettivo di 25,5 Mtep di energia finale previsto dall'art. 7 della Direttiva Efficienza Energetica, diversi sono gli interventi normativi e le azioni specifiche introdotte nel 2018 a sostegno ed ulteriore supporto del trend di risparmio finora osservato.

La promozione dell'efficienza energetica rientra fra gli obiettivi prioritari della strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva («strategia Europa 2020») ed è al centro del Clean Energy Package pubblicato nel novembre 2016. Nel nostro Paese, la bozza di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, presentata a dicembre 2018, prevede una riduzione dei consumi di energia finale a circa 9,3 Mtep/anno rispetto allo scenario di riferimento al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori

non ETS. Si individua nel settore civile il principale attore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5,7 Mtep, seguito dal settore dei trasporti con 2,6 Mtep.

La traiettoria nello scenario obiettivo del PNIEC considera che nel 2020 sono raggiunti gli obiettivi di efficienza energetica fissati dal PAEE 2017 e dall'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica (di seguito EED). Tra gli strumenti fondamentali per il conseguimento dei risparmi energetici previsti per il 2020 dall'articolo 7, vi sono i regimi obbligatori e le misure alternative. I principali contributi sono stati apportati sia dal meccanismo d'obbligo dei Certificati Bianchi, con progetti di efficienza energetica attuati principalmente nel settore industriale, sia dalle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio privato esistente.

In Tabella 16 sono riportati i risparmi di energia finale conseguiti negli anni 2014-2017 e 2018 (stimati) per l'adempimento alle prescrizioni previste dall'articolo 7 della Direttiva Efficienza Energetica attraverso le misure notificate alla Commissione Europea. Quest'anno sono stati notificati i risparmi relativi a tre nuove misure alternative: le politiche di coesione, le campagne di informazione e la mobilità sostenibile²¹.

I risparmi derivanti dagli interventi di efficienza energetica finanziati attraverso le politiche di coesione per i cicli di programmazione 2007-2013 e 2014-2020 sono stati calcolati attraverso una metodologia sviluppata *ad hoc*. Il risparmio è stato stimato prendendo in considerazione solo i progetti conclusi, relativi all'efficienza energetica e, a seconda dei diversi settori, associando agli investimenti realizzati uno specifico coefficiente di risparmio unitario. Tali coefficienti settoriali sono stati elaborati da ENEA sulla base dei rapporti di valutazione redatti periodicamente dalle Regioni per il monitoraggio dei progetti e di altre basi informative, come ad esempio il Programma di Riqualificazione Energetica della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC).

Per quanto riguarda le campagne di informazione e formazione, sono state valorizzate le azioni sulle famiglie e sulle imprese effettuate nell'ambito del Programma triennale di Informazione e Formazione (PIF). Nel caso delle famiglie è stata effettuata una valutazione preliminare basandosi anche sulle esperienze similari di altri Paesi Membri, da completare nel corso della terza annualità del PIF con un sondaggio *ad hoc*. Le imprese che hanno comunicato ad ENEA i risparmi energetici conseguiti attraverso interventi non supportati da meccanismi di incentivazione, hanno risposto ad un questionario sulla base del quale è stato possibile stimare quanta parte del risparmio dichiarato è attribuibile alle azioni attuate nel PIF.

Nell'ambito della mobilità sostenibile, sono stati calcolati i risparmi derivanti dal *Marebonus*, incentivo previsto dalla Legge di Stabilità 2016 allo scopo di promuovere il trasporto combinato stradale delle merci, e dal rinnovo del parco autobus per il trasporto pubblico locale, previsto dal Piano Nazionale Strategico della Mobilità Sostenibile. Nel caso del *Marebonus*, il risparmio energetico deriva dal trasferimento sulla nave delle merci trasportate via camion, il mezzo di trasporto meno efficiente energeticamente, garantendo un riempimento della nave che le consenta di avere un consumo specifico (tep/ton) inferiore a quello del camion. A partire dall'anno prossimo sarà valorizzato anche il risparmio associato al *Ferrobonus*, incentivo previsto dalla Legge di Stabilità 2016 per il trasferimento su treno delle merci trasportate via camion, promuovendo così i servizi di trasporto ferroviario intermodale e trasbordato in arrivo e in partenza da nodi logistici o portuali situati in Italia.

²¹ Per ulteriori informazioni può essere consultato l'Aggiornamento sull'applicazione dell'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE sui regimi obbligatori di efficienza energetica – Notifica del metodo, disponibile al seguente link: <https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Relazione-articolo-7-direttiva-EED.pdf>

Tabella 16: Risparmi obbligatori (Mtep) ai sensi dell'articolo 7 della EED – Anni 2014-2018

Misure di policy notificate	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti (stimati)	Risparmi cumulati	Risparmi cumulati attesi al
	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018*	2014-2018	2020
Schema d'obbligo Certificati bianchi	0,872	0,859	1,101	1,341	1,162	5,335	12,25
Misura alternativa 1 Conto Termico	0,003	0,008	0,019	0,045	0,081	0,156	0,46
Misura alternativa 2 Detrazioni fiscali	0,268	0,571	0,894	1,243	1,575	4,552	8,75
Misura alternativa 3 Fondo nazionale efficienza energetica	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,13
Misura alternativa 4 Piano Impresa 4.0	0,000	0,000	0,000	0,300	0,440	0,740	2,04
Misura alternativa 5 Politiche di coesione	0,022	0,140	0,198	0,199	0,213	0,771	1,25
Misura alternativa 6 Campagne di informazione	0,000	0,012	0,021	0,055	0,074	0,162	0,37
Misura alternativa 7 Mobilità sostenibile	0,000	0,000	0,000	0,000	0,058	0,058	0,25
Risparmi totali	1,166	1,591	2,233	3,183	3,603	11,775	25,50

*Stima

Fonte: Elaborazioni MiSE su dati ENEA e GSE

Nei diversi settori, i risparmi mostrati nella Tabella 16 potranno essere sostenuti e incrementati da una serie di interventi normativi e azioni specifiche introdotti nell'anno 2018.

Per il settore industriale, il meccanismo dei Certificati Bianchi è stato aggiornato e rafforzato²². In particolare, una maggiore offerta di titoli sulle piattaforme di scambio è favorita da una serie di misure messe in atto, in particolare di un valore massimo di riconoscimento del contributo tariffario ai soggetti obbligati pari a 250 € a titolo, a parziale copertura dei costi sostenuti per l'assolvimento dell'obbligo, la cui parte residua potrà ora essere compensata in due anni. Altra importante novità è stata la revisione della definizione del consumo di baseline in caso di interventi di sostituzione. Inoltre, è stata aggiornata la lista degli interventi ammissibili con valori differenziati di vita utile a seconda se si tratti di intervento di nuova installazione ovvero di intervento di sostituzione, nonché l'introduzione anche di misure comportamentali.

Questo provvedimento contribuisce a rendere effettivo il potenziale di risparmio energetico del settore grazie a interventi di efficienza energetica, come evidenziato dall'analisi dalle diagnosi energetiche inviate dalle imprese ad ENEA nell'ambito dell'obbligo previsto dalla Direttiva Efficienza Energetica.

Nella Tabella 17 si riporta un potenziale di risparmio di 0,90 Mtep/anno. Per approfondimenti, si rimanda alla monografia²³ allegata alla relazione.

²² Decreto 10 maggio 2018 del Ministero dello Sviluppo Economico: Modifica e aggiornamento del decreto 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica.

²³ Il potenziale di risparmio energetico nel settore industria, S. Ferrari e C. Martini (ENEA)

Tabella 17: Diagnosi energetiche al 2018, ai sensi dell'art. 8 del Decreto Legislativo 102/2014

	Numero imprese (n)	Siti diagnostici (n)	Imprese ISO 50001 (n)	Grandi imprese (n)	Imprese energivore (n)	Interventi con tempo di ritorno < 3 anni (n)	Risparmi annuali potenziali (ktep)	Investimenti previsti (M€)
Settore ATECO								
A - agricoltura, silvicoltura e pesca	63	111	2	56	1	61	2,7	2,5
B - estrazione di minerali da cave e miniere	46	82	2	23	24	37	5,8	3,6
C - attività manifatturiere	5304	7334	121	2805	2709	7289	672,8	584,6
D - fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	234	511	11	200	10	210	43,2	35,4
E - fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	328	961	13	266	33	333	27,8	21,6
F - costruzioni	168	351	14	150	4	105	10,2	7,0
G - commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	900	2531	6	775	37	1333	26,9	23,9
H - trasporto e magazzinaggio	417	961	9	364	38	371	52,6	36,9
I - attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	123	327	4	85	4	151	3,3	3,8
J - servizi di informazione e comunicazione	157	669	5	140	9	277	21,3	22,9
K - attività finanziarie e assicurative	250	621	7	242	2	172	2,7	2,5
L - attività immobiliari	61	121	1	49	4	56	2,4	2,5
M - attività professionali, scientifiche e tecniche	239	328	5	211	7	108	3,7	2,7
N - noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	240	465	2	215	8	116	1,4	1,2
Q - sanità e assistenza sociale	224	480	3	200	17	252	16,3	17,4
R - attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	61	137	0	41	5	81	1,5	1,7
Altro	55	115	2	40	5	60	1,7	1,4
Totale	8870	16105	207	5862	2917	11012	896,3	771,6

Per quanto riguarda l'efficienza energetica degli edifici residenziali, è stata prorogata²⁴ al 31 dicembre 2019 la detrazione fiscale per la riqualificazione energetica degli edifici residenziali esistenti (cosiddetto Ecobonus) nel caso di interventi che riguardino le singole unità abitative²⁵. La Tabella seguente riporta le aliquote in vigore per l'anno 2018 ed evidenzia la volontà del legislatore di incentivare e favorire interventi combinati con antisismico e interventi di tipo condominiali, per i quali sono introdotte aliquote di detrazione più elevate.

²⁴ Legge 30 dicembre 2018, n. 145 (Legge di Bilancio 2019): Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021.

²⁵ La legge di bilancio 2018 aveva già prorogato per cinque anni, fino al 31 dicembre 2021, le detrazioni fiscali riguardanti interventi relativi a parti comuni degli edifici condominiali (di cui agli articoli 1117 e 1117-bis del codice civile) o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio.

Tabella 18: Interventi di riqualificazione energetica incentivabili con Ecobonus

Comma	Intervento	Detrazione ammissibile massima (^) (€)	Importo massimo ammissibile (€)	Percentuale detraibile (%)
344	Riqualificazione energetica globale	100.000,00		65%
	a) coibentazione di strutture opache verticali, strutture opache orizzontali (coperture e pavimenti) (*)	60.000,00		65%
	b) sostituzione di finestre comprensive di infissi (*)	60.000,00		50%
	c) installazione di schermature solari (*)	60.000,00		50%
	d) interventi su parti comuni che interessano l'involucro dell'edificio con un'incidenza superiore al 25% della superficie disperdente		40.000,00 (#)	70%
345	e) stessi interventi della lettera d) che conseguono almeno le qualità medie di cui alle tabelle 3 e 4 dell'Allegato 1 al Decreto 26/06/2015 "Decreto Linee Guida per la certificazione energetica"		40.000,00 (#)	75%
	f) interventi di cui alle lettere d) ed e) realizzati nelle zone sismiche 1,2 e 3 che contestualmente sono finalizzati alla riduzione del rischio sismico che determinano il passaggio ad una classe di rischio inferiore		136.000,00 (#)	80%
	g) interventi di cui alle superiori lettere d) ed e) realizzati nelle zone sismiche 1, 2 e 3 che contestualmente sono finalizzati alla riduzione del rischio sismico che determinano il passaggio a due o più classi di rischio inferiore		136.000,00 (#)	85%
346	Installazione di collettori solari per produzione di acqua calda	60.000,00		65%
	i. caldaie a condensazione con efficienza almeno pari alla classe A	30.000,00		50%
	a) sostituzione integrale o parziale di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di: (**)			
	ii. caldaie a condensazione con efficienza almeno pari alla classe A e contestuale installazione di sistemi di termoregolazione evoluti	30.000,00		65%
	iii. generatori d'aria calda a condensazione	30.000,00		65%
	iv. pompe di calore ad alta efficienza, anche con sistemi geotermici a bassa entalpia	30.000,00		65%
347	v. apparecchi ibridi costituiti da pompa di calore integrata con caldaia a condensazione	30.000,00		65%
	vi. micro-cogeneratori	100.000,00		65%
	vii. sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria	30.000,00		65%
	b) installazione di impianti dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili	30.000,00		50%
	c) installazione di sistemi di Building Automation			65%

(^) detrazione per singola unità immobiliare

(*) se gli interventi riguardano la stessa unità immobiliare, la detrazione massima complessiva rimane 60.000 euro.

(**) nel caso che l'intervento riguardi l'installazione di più macchine, la detrazione massima complessiva rimane di 30.000 euro o di 100.000 euro nel caso che si installi un micro-cogeneratore

(#) moltiplicato il numero di unità immobiliari che compongono l'edificio

Fonte: ENEA

Per gli edifici pubblici, è proseguito anche il Programma di Riqualificazione Energetica della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC): sono stati approvati²⁶ i programmi di intervento relativi all'anno 2017, definendo le modalità di finanziamento, esecuzione e controllo di 39 interventi, per un importo ammesso a finanziamento complessivo di circa 39 milioni di euro.

Nell'ambito del Programma triennale di Informazione e Formazione, la Campagna Nazionale *Italia in Classe A*, promossa dal Ministero dello Sviluppo Economico e realizzata dall'ENEA, è proseguito il lavoro intrapreso negli anni precedenti. In particolare, grazie al *Roadshow dell'Efficienza Energetica*, evento itinerante che ha toccato 10 città italiane, in collaborazione con gli stakeholder locali sono stati realizzati 50 eventi, coinvolgendo studenti degli istituti superiori e stakeholder con alto potenziale di moltiplicazione del messaggio. Nel complesso, il reach di pubblico è stato pari a più di 5 milioni di persone, tra partecipanti alle iniziative e contatti unici sui social network. Al fine di favorire l'attuazione

²⁶ Decreto interministeriale del 31 maggio 2018 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare: Graduatoria progetti 2017 di riqualificazione energetica Pubblica amministrazione centrale.

degli interventi di efficienza nei vari settori, sono stati definiti²⁷ i criteri, le condizioni e le modalità della garanzia dello Stato, quale garanzia di ultima istanza, sugli interventi di garanzia del Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica.

Nel settore trasporti, alcuni interventi a carattere generale hanno implicazioni in termini di efficienza energetica, favorendo lo shift modale e l'utilizzo di modalità di trasporto più efficienti. Nell'ambito del piano di finanziamenti per lo sviluppo infrastrutturale del Paese, sono stati confermati²⁸ per il 2018 circa 1,4 miliardi di euro, destinati al completamento e al potenziamento di interventi nel settore dei sistemi di trasporto rapido di massa; sono poi stati ripartiti²⁹ 191 milioni del Fondo infrastrutture ferroviarie e stradali, destinati esclusivamente alle reti metropolitane e alle reti tranviarie delle aree metropolitane. Per il trasporto su strada, sono state sbloccate³⁰ le risorse finalizzate ad individuare i programmi di intervento per la realizzazione di reti di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica: per la progettazione e la realizzazione della rete di ricarica, sono stati stanziati circa 28 milioni di euro ai quali si aggiungeranno ulteriori finanziamenti da parte delle Regioni che porteranno il piano di investimenti complessivo ad un valore stimabile in oltre 70 milioni di euro. Inoltre, sono stati rinnovati³¹ gli incentivi economici per l'acquisto di veicoli industriali adibiti al trasporto merci con motorizzazione alternativa, per un ammontare complessivo di risorse stanziati pari a 18,6 milioni di euro. Per il trasporto ferroviario, ha preso il via il *Ferrobonus* regionale ad integrazione del *Ferrobonus* nazionale. Infine, per promuovere l'uso della bicicletta sia come mezzo di trasporto per gli spostamenti sistematici (casa-lavoro, casa-scuola) sia per le attività turistiche e di svago, è stato stabilito³² l'obbligo di una pianificazione coordinata ed integrata di interventi per lo sviluppo della mobilità ciclistica.

²⁷ Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze del 6 settembre 2018: Disciplina della garanzia dello Stato sugli interventi garantiti dal Fondo nazionale per l'efficienza energetica di cui all'articolo 15, comma 7, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

²⁸ Decreto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti del 20 agosto 2018 n. 360: Riparto del fondo per il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese, di cui all'articolo 1, comma 140, della legge 11 dicembre 2016, n. 232 destinato al completamento degli interventi per il trasporto rapido di massa.

²⁹ Decreto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti del 2 marzo 2018 n. 86: Riparto del fondo per migliorare l'offerta di servizi di trasporto pubblico locale nelle aree metropolitane, di cui all'articolo 1, comma 88, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, destinato esclusivamente alle reti metropolitane e alle linee tramviarie, compreso il materiale rotabile, in aree metropolitane, modificato dall'articolo 1, comma 1085, della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

³⁰ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 1 febbraio 2018: Approvazione dell'accordo di programma per la realizzazione della rete infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

³¹ Decreto 5 luglio 2018 del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti: Disposizioni di attuazione delle misure incentivanti di cui al decreto 20 aprile 2018.

³² Legge 11 gennaio 2018, n. 2: Disposizioni per lo sviluppo della mobilità in bicicletta e la realizzazione della rete nazionale di percorribilità ciclistica.

7 IL VALORE AGGIUNTO DEL SETTORE ENERGETICO³³

Nel 2018 il valore aggiunto generato dai settori della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio è stato, a prezzi correnti, pari a **27,2 miliardi di euro**, con un **contributo al PIL dell'1,7%**. In volume, ha registrato un decremento dello 0,7%, segnando un nuovo rallentamento, dopo l'inversione di tendenza registrata nel 2017 (+2,7%). Più marcata è la diminuzione per il settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (-2,5%), rispetto a quella del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata (-0,6%).

Nel 2018 i settori della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio hanno generato complessivamente un valore aggiunto, a prezzi correnti, pari a 27,2 miliardi di euro e, in volume, pari a 19,8 miliardi di euro, con un'incidenza sul PIL rispettivamente pari all'1,5% e all'1,2% (Tabella 19).

Tabella 19: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anno 2018 (milioni di euro – valori correnti, valori concatenati anno 2010 e peso %) (*)

	Valori correnti	Valori concatenati	Peso % sul PIL	
Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	24.285	18.912	1,4%	1,2%
Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	2.881	896	0,2%	0,1%
Totale	27.167	19.808	1,5%	1,2%

(*) = Dati provvisori

Fonte: Istat, Conti economici nazionali

In volume, i due settori hanno registrato nel 2018 un decremento del valore aggiunto rispetto all'anno precedente, con intensità differenti che riflettono le caratteristiche dei mercati di riferimento. In particolare, il valore aggiunto delle imprese appartenenti alla filiera dell'energia elettrica, del gas vapore e aria condizionata ha registrato un decremento pari allo 0,6% rispetto all'anno precedente, a fronte di una diminuzione della produzione pari all'1,8% e dei costi pari al 2,3% (cfr. Tabella 20 e Figura 32). Il 2018 segna, dunque, un nuovo rallentamento nel settore rispetto all'inversione di tendenza che si era registrata nel 2017 (+2,6%).

³³ La definizione di settore energetico e di valore aggiunto nei Conti economici nazionali dell'Istat è riportata nei Prospetti 1 e 2 del paragrafo. In base ai dati e alle informazioni ad oggi disponibili, si analizza in questo paragrafo, come ormai di consueto nella Relazione, il valore aggiunto generato dai settori "fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" e dal settore "fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio" con riferimento all'anno 2018. Un'analisi più dettagliata sulla filiera dell'energia elettrica è, invece, riportata nella Monografia "La filiera dell'energia elettrica: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali" nella quale si presenta, per la prima volta, una rappresentazione della filiera lungo l'intera catena del valore, con riferimento all'anno 2016.

Per un'analisi sulla filiera del petrolio si veda Greca G. – Monografia "La filiera del petrolio: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali" in "La situazione energetica nazionale nel 2017" – Ministero dello sviluppo economico (https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/MiSE-DGSAIE_Relazione_energia_ed_appendici_2018.pdf).

Per maggiori approfondimenti su produzione, costi e valore aggiunto del settore energetico secondo il Sistema europeo dei conti (Sec 2010) nel periodo 2011-2014 si veda Greca G. – Monografia "Produzione, costi e valore aggiunto del settore energetico negli anni 2011-2014" in "La situazione energetica nazionale nel 2014" – Ministero dello sviluppo economico.

Il settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio ha registrato nel 2018 un decremento del valore aggiunto, pari al 2,5% rispetto al 2017, attestandosi ad un livello pari a circa 896 milioni di euro (cfr. Tabella 20 e Figura 33). La flessione è stata determinata dall'effetto congiunto della diminuzione di produzione e costi (-2,4%).

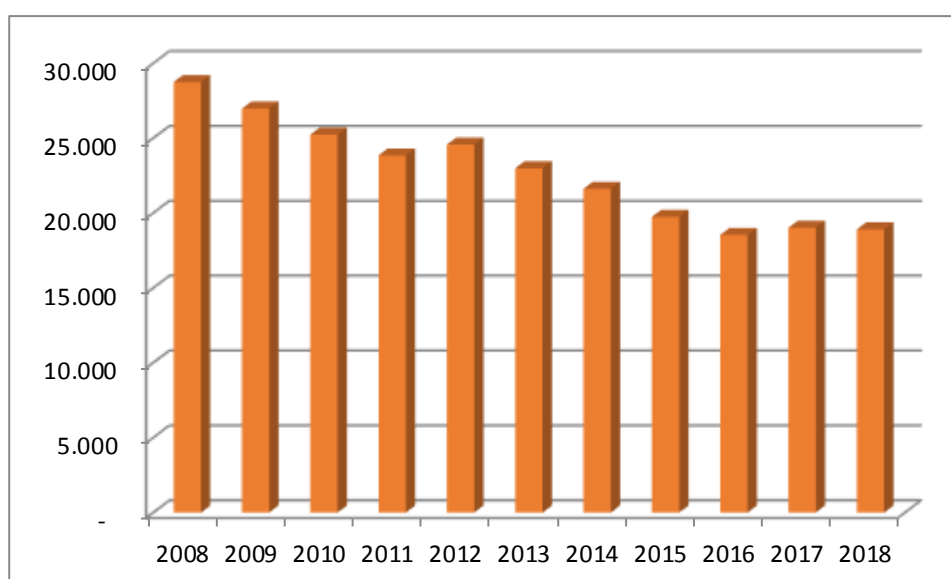
Se si analizza l'andamento del valore aggiunto dei due settori nel periodo 2008-2018 si osserva come abbiano subito una perdita rilevante in termini percentuali, rispettivamente pari al 72,3%, e al 34,2%, equivalente a 2,3 e 9,8 miliardi di euro.

Tabella 20: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anni 2016-2018 (milioni di euro – valori concatenati anno 2010 e variazioni %) (*)

	2016	2017	2018	Var.% 2016/ 2015	Var.% 2017/ 2016	Var.% 2018/ 2017
Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	18.539	19.020	18.912	-6,1	+2,6	-0,6
Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	999	920	896	18,4	-7,9	-2,5
Totale	19.538	19.939	19.808	-5,1	+2,1	-0,7

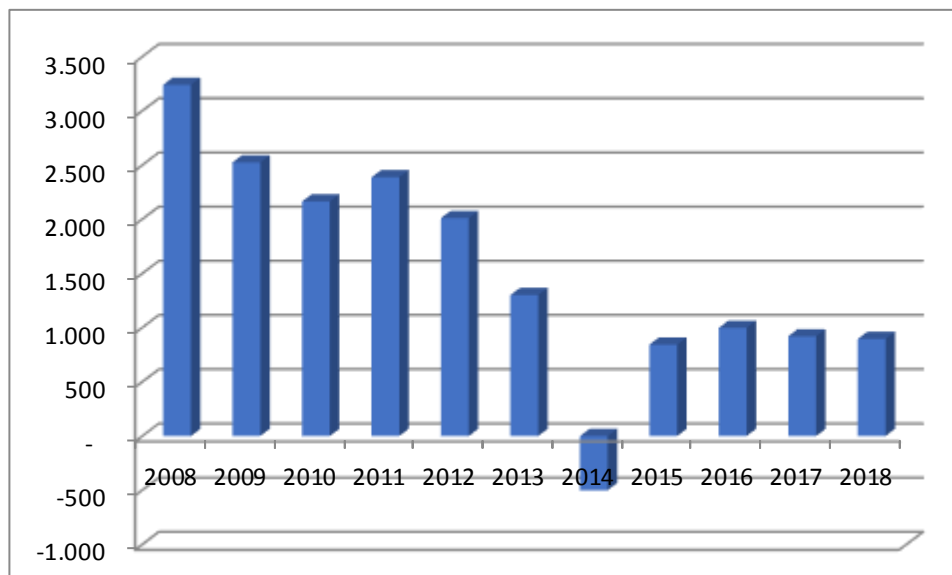
(*) = Dati provvisori Fonte: Istat, Conti economici nazionali

Valore aggiunto del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata (milioni di euro - valori concatenati anno 2010) – Anni 2008-2018



Fonte: Istat, Conti economici nazionali
Figura 32

Valore aggiunto del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (milioni di euro - valori concatenati anno 2010) – Anni 2008-2018



Fonte: Istat, Conti economici nazionali
Figura 33

PROSPETTO 1: IL SETTORE ENERGETICO NEI CONTI ECONOMICI NAZIONALI DELL'ISTAT

Nei Conti economici nazionali il settore energetico rappresenta le seguenti attività economiche, definite secondo la Classificazione delle attività economiche Ateco 2007:

SEZIONE/DIVISIONE	GRUPPO/CLASSE DI ATTIVITA' ECONOMICA
05. Estrazione di carbone	05.1 Estrazione di antracite 05.2 Estrazione di lignite
06. Estrazione di petrolio greggio e di gas naturale	06.1 Estrazione di petrolio greggio 06.2 Estrazione di gas naturale
09 Attività di supporto all'estrazione	09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas
19. Fabbricazione di coke e di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	19.1 Fabbricazione di prodotti di cokeria 19.2 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio
46 Commercio all'ingrosso	46.71 Commercio all'ingrosso di prodotti petroliferi e lubrificanti per autotrazione, di combustibili per riscaldamento
47 Commercio al dettaglio	47.30 Commercio al dettaglio di carburante per autotrazione 47.78.4 Commercio al dettaglio di combustibile per uso domestico e per riscaldamento
49 Trasporto e magazzinaggio	49.5 Trasporto mediante condotte 52.10.1 Magazzini di custodia e deposito per conto terzi

D. Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	35.11 Produzione di energia elettrica
	35.12 Trasmissione di energia elettrica
	35.13 Distribuzione di energia elettrica
	35.14 Commercio di energia elettrica
	35.21 Produzione di gas
	35.22 Distribuzione di gas
	35.23 Commercio di gas
	35.3 Fornitura di vapore e aria condizionata

PROSPETTO 2: DEFINIZIONE DI VALORE AGGIUNTO E PRODUZIONE NEI CONTI ECONOMICI NAZIONALI DELL'ISTAT

Valore aggiunto: il valore aggiunto è dato dal valore della produzione meno il valore dei costi intermedi; consente di misurare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi disponibili per gli impieghi finali.

Valore aggiunto ai prezzi base: Il valore aggiunto ai prezzi base è il saldo tra la produzione ai prezzi base e i costi intermedi valutati ai prezzi d'acquisto. Il prezzo base è l'ammontare che riceve il produttore dalla vendita di un bene o servizio, al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti.

Produzione: la produzione consta dei prodotti risultanti dall'attività di produzione nel corso del periodo contabile. Si distinguono tre tipi di produzione: produzione di beni e servizi destinabili alla vendita; produzione di beni e servizi per proprio uso finale; altra produzione di beni e servizi non destinabili alla vendita.

Produzione ai prezzi base: la produzione è espressa ai prezzi base quando è calcolata al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti.

Tabella 21: Indicatori strutturali ed economici del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata – Anni 2014-2016 (*)

	2014	2015	2016
CARATTERISTICHE STRUTTURALI			
Numero di imprese	10.459	10.775	11.523
Numero di addetti	88.451	89.105	88.274
Valore aggiunto (% sul totale manifattura)	8,8	8,2	7,8
Numero di imprese nate	550	482	590
Numero di imprese cessate (b)	489	466	301
Rapporto di concentrazione (%)	32,8	34,6	35,8
Integrazione verticale (valore aggiunto/fatturato) (%)	12,6	12,8	14,5
Intensità energetica (Tj/valore produzione in milioni)	18,41	17,92	19,01
RISULTATI ECONOMICI			
Valore aggiunto per addetto (mgl euro) (A)	291,8	279,2	277,1
Costo del lavoro per dipendente (mgl euro) (B)	62,1	62,9	60,7
Competitività di costo (rapporto % tra A/B)	470,1	443,5	456,5

(*) Nella Tabella sono riportati alcuni dei principali indicatori strutturali ed economici dei settori, con riferimento al periodo 2014-2016; il 2016 rappresenta l'ultimo anno di elaborazione per il quale sono ad oggi disponibili i dati complessivi. Fonte Istat

Tabella 22: Indicatori strutturali ed economici del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione – Anni 2014-2016 (*)

	2014	2015	2016
CARATTERISTICHE STRUTTURALI			
Numero di imprese	294	281	291
Numero di addetti	11.240	11.095	10.998
Valore aggiunto (% sul totale manifattura)	-0,2	0,6	0,9
Numero di imprese nate	5	9	10
Numero di imprese cessate (b)	13	11	10
Rapporto di concentrazione (%)	87,6	87,5	86,1
Integrazione verticale (valore aggiunto/fatturato) (%)	-0,9	3,8	6,3
Intensità energetica (Tj/valore produzione in milioni)	59,14	65,61	65,54
RISULTATI ECONOMICI			
Valore aggiunto per addetto (mgl euro) (A)	-30,7	122,1	178,5
Costo del lavoro per dipendente (mgl euro) (B)	67,5	71,0	69,6
Competitività di costo (rapporto % tra A/B)	-45,5	171,8	256,4

8 LE IMPOSTE SULL'ENERGIA

8.1 Principali evidenze

Nel 2018, il gettito delle imposte sull'energia in Italia si è attestato poco al di sotto dei 47 miliardi di euro (il 6,3% del totale imposte e contributi sociali statali e il 2,7% del PIL), in crescita per i maggiori proventi delle aste dei permessi di emissione. Oltre la metà delle imposte sull'energia ha gravato sugli oli minerali e quasi tutta la parte restante sull'uso dell'energia elettrica (incluso il sostegno alle energie rinnovabili) e del gas metano.

Nel 2018, l'ammontare del gettito delle imposte sull'energia³⁴ in Italia è stato di circa 47 miliardi di euro, in aumento dell'1,9% rispetto al 2017. La crescita osservata è riconducibile per lo più all'incremento di quasi 1 miliardo di euro dei proventi da utilizzo dei permessi di emissione³⁵, che dai 549 milioni del 2017 sono passati a poco meno di 1,5 miliardi (Tabella 23).

Oltre la metà del gettito delle imposte energetiche nel 2018 è stato generato dall'imposta sugli oli minerali e derivati che, con poco meno di 26 miliardi di euro, ha rappresentato il 55,4% del gettito complessivo, in leggera flessione rispetto al 2017. Quasi il 40,0% del gettito complessivo è derivato dall'imposta sull'energia elettrica (comprensiva degli oneri di sistema per il finanziamento delle fonti rinnovabili) e dall'imposta sul gas metano: in entrambi i casi, l'ammontare del gettito – vicino ai 15 miliardi per l'imposta sull'energia elettrica e di poco inferiore ai 4 per l'imposta sul gas metano – è risultato in linea con quanto osservato nell'anno precedente. I proventi da utilizzo dei permessi di emissione hanno contribuito per il 3,1% all'ammontare complessivo delle imposte energetiche, l'imposta sui gas incondensabili per l'1,4%, le altre imposte per la quota residua (Tabella 23).

La percentuale delle imposte energetiche sul totale delle imposte e dei contributi sociali è stata pari al 6,3%, in linea con quanto registrato nel 2017 e in diminuzione di tre decimi di punto rispetto al 2016. Analogamente, per quanto concerne il gettito in rapporto al PIL non si sono osservati cambiamenti tra il 2017 e il 2018, con un'incidenza al 2,7% in entrambi gli anni, lievemente diminuita rispetto al 2016 (Tabella 23).

³⁴ Le imposte sull'energia includono, prevalentemente, le imposte sui prodotti energetici utilizzati sia per finalità di trasporto (si tratta soprattutto di benzina e gasolio) sia per usi stazionari (in particolare, oli combustibili, gas naturale, carbone ed elettricità). Sono comprese inoltre le imposte sull'anidride carbonica (CO₂) o quelle ad esse assimilabili.

³⁵ Si tratta del collocamento a titolo oneroso, tramite asta, delle quote di emissione di gas a effetto serra nell'ambito dello European Union Emissions Trading System (EU ETS). Il meccanismo d'asta, avviato a partire dal 2013, prevede entrate per il Gestore Servizi Energetici (GSE), che è il Responsabile del Collocamento delle quote di emissione italiane sulla piattaforma centralizzata a livello europeo. Poiché il GSE – che ha come azionista unico il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico – fa parte, ai fini dei conti economici nazionali, degli enti del settore delle Amministrazioni Pubbliche, le sue entrate vengono contabilizzate come gettito derivante da imposte. Per ulteriori approfondimenti sulla contabilizzazione dei proventi da permessi di emissione, si veda: Recchini E. (2016), "Estimating emission permits in Italy", in http://www.unece.org/fileadmin/DAM/stats/documents/ece/ces/ge.33/2016/mtg2/S4b1_Recchini_SEEA_implementation.pdf

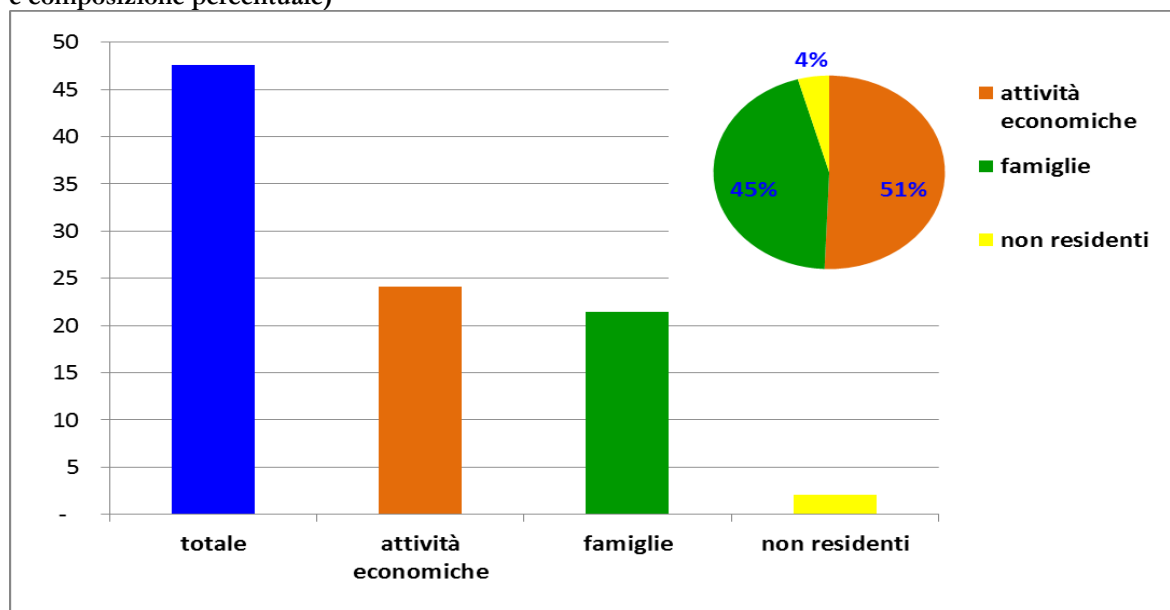
Tabella 23 Gettito delle imposte sull'energia e incidenze percentuali – Anni 2016-2018

Imposta	2016	2017	2018
Gettito delle imposte sull'energia (milioni di euro)			
Imposta sugli oli minerali e derivati	25.643	26.131	25.971
Imposta sui consumi di carbone	44	29	29
Sovrimposta di confine sugli oli minerali	10	12	13
Imposta sull'energia elettrica e oneri di sistema sulle fonti rinnovabili	17.002	14.709	14.844
Imposta sui gas incondensabili	608	644	636
Sovrimposta di confine sui gas incondensabili	1	1	-
Imposta sul gas metano	3.796	3.864	3.884
Contributo sui ricavi degli operatori del settore energetico a favore dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	54	61	61
Entrate dell'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano	16	25	26
Proventi da utilizzo dei permessi di emissione	411	549	1.454
Totale imposte sull'energia	47.585	46.025	46.918
Percentuale sul totale imposte e contributi sociali			
Imposte sull'energia	6,65	6,33	6,35
Percentuale sul PIL			
Imposte sull'energia	2,82	2,66	2,67

Fonte: Istat.

Sulla base dei dati ad oggi disponibili, è possibile effettuare analisi di dettaglio solo per il 2016, anno in cui il gettito complessivo delle imposte energetiche è stato pari a 47,6 miliardi di euro (Tabella 23). Di questo ammontare, il 50,6% (pari a 24 miliardi di euro) ha gravato sulle attività economiche, il 45,0% (21,4 miliardi) sulle famiglie e il restante 4,4% (2 miliardi circa) è stato il gettito corrisposto dai non residenti³⁶ (Figura 34).

Gettito delle imposte sull'energia per unità che corrisponde l'imposta – Anno 2016 (miliardi di euro e composizione percentuale)



Fonte: Istat Contabilità ambientale

Figura 34

³⁶ I "non residenti" comprendono turisti che acquistano combustibili sul territorio italiano (famiglie) e attività economiche non residenti.

La Tabella 24 presenta il dettaglio del gettito corrisposto dalle singole attività economiche nell'anno 2016 che, come visto, è stato di 24 miliardi di euro, per lo più generato dal settore dei servizi (52,8%), in particolare dai servizi di trasporto e magazzinaggio; sul macro settore dell'industria ha gravato il 43,7%; la quota residuale sul settore agricolo.

Tabella 24: Gettito delle imposte sull'energia per attività economica – Anno 2016 (milioni di euro)	
TOTALE ATTIVITÀ ECONOMICHE	24.099
agricoltura, silvicoltura e pesca	838
industria: attività estrattiva, manifatturiera, altre attività industriali e costruzioni	10.541
<i>industria estrattiva</i>	284
<i>industria manifatturiera</i>	6.747
<i>fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata</i>	816
<i>fornitura di acqua, reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento</i>	1.384
<i>costruzioni</i>	1.310
servizi	12.720
<i>commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli</i>	2.431
<i>trasporti e magazzinaggio</i>	5.277
<i>servizi di alloggio e di ristorazione</i>	969
<i>servizi di informazione e comunicazione</i>	221
<i>attività finanziarie e assicurative</i>	212
<i>attività immobiliari</i>	70
<i>attività professionali, scientifiche e tecniche</i>	538
<i>attività amministrative e di servizi di supporto</i>	653
<i>amministrazione pubblica e difesa, assicurazione sociale obbligatoria</i>	481
<i>istruzione</i>	177
<i>sanità e assistenza sociale</i>	580
<i>attività artistiche, di intrattenimento e divertimento</i>	157
<i>altre attività di servizi</i>	954

Fonte: Istat. Contabilità ambientale

8.2 Il confronto europeo

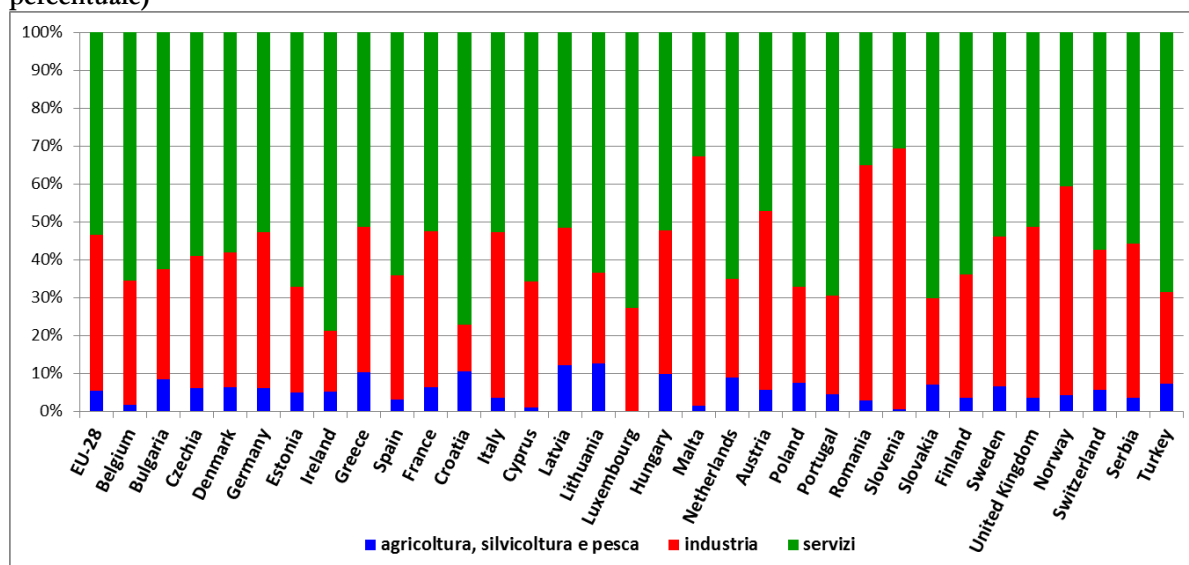
L'Italia ha fatto registrare un livello di tassazione sull'energia elevato nel confronto europeo: l'imposizione per unità di energia impiegata – nel 2017 pari a 373 euro per tonnellata equivalente di petrolio – è stata seconda solo a quella della Danimarca.

Se dai valori assoluti presentati nella Tabella 24 si passa ad esaminare la composizione del gettito delle imposte energetiche italiane per macro settore di attività economica, è possibile osservare quanto nel 2016³⁷ il profilo dell'Italia abbia pressoché rispecchiato la situazione europea: è risultata allineata

³⁷ Il 2016 rappresenta l'ultimo anno per il quale sono disponibili i dati sul gettito delle imposte energetiche per attività economica per tutti i paesi dell'Unione europea.

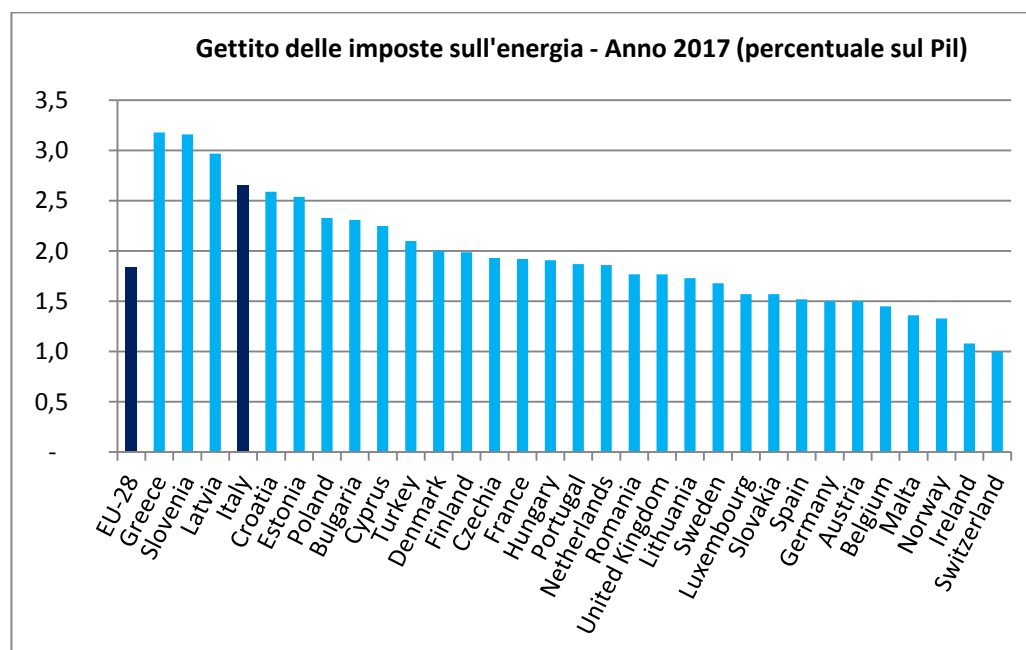
l'incidenza dell'imposizione gravante sul settore dei servizi (53,0% circa), mentre il peso del gettito corrisposto dall'industria è stato leggermente superiore per l'Italia (43,7%) rispetto alla media UE (41,2%); la quota del gettito generato dal settore agricolo italiano, invece, è risultata inferiore rispetto alla media UE (rispettivamente, 3,5% e 5,4%) (Figura 35).

Gettito delle imposte sull'energia per macro settore di attività economica – Anno 2016 (composizione percentuale)



Fonte: Eurostat
Figura 35

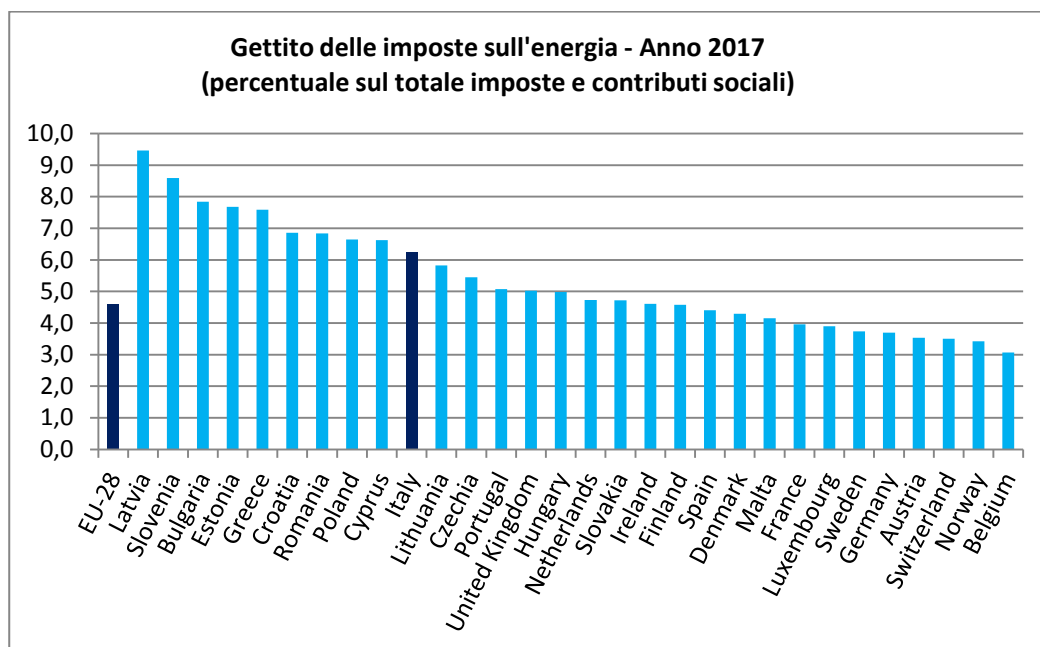
In termini di incidenza sul PIL e sul totale delle imposte e dei contributi sociali, la tassazione energetica italiana è risultata tra le più elevate in Europa (Figura 36).



Fonte: Eurostat
Figura 36

Nel 2017, l'incidenza dell'imposizione energetica in Italia è stata pari al 2,7% del PIL, superiore di quasi un punto percentuale al valore medio della UE28 (1,8% del PIL) e superata solo da Grecia, Slovenia (3,2% per entrambe) e Lettonia (3,0%). La tassazione energetica ha inciso meno sul PIL in Irlanda e Svizzera (rispettivamente, 1,1% e 1,0%).

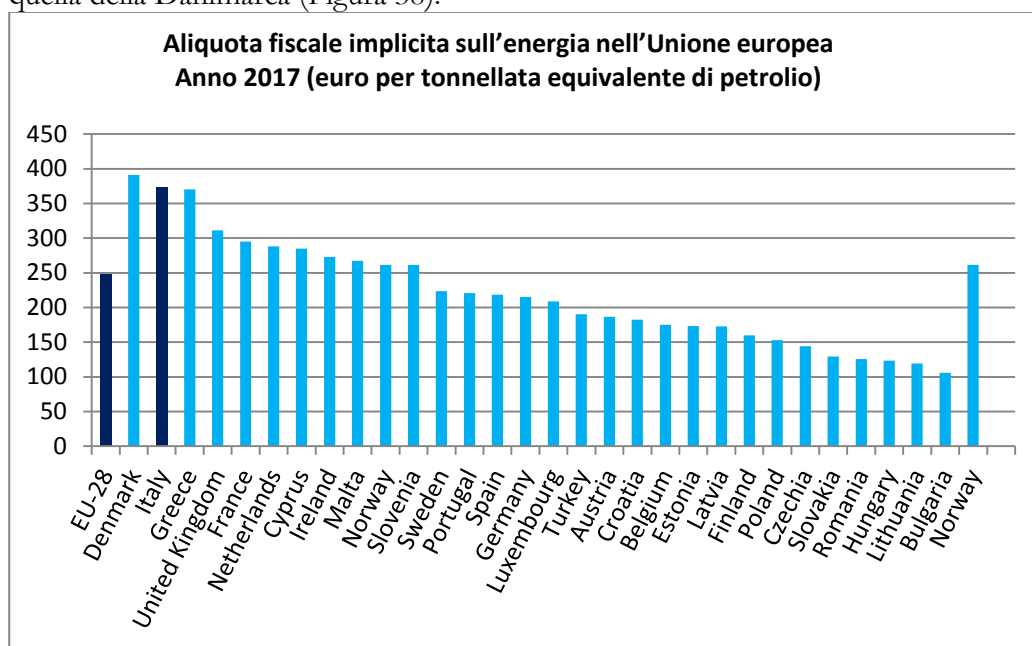
Nel 2017, le entrate da tributi energetici in Italia hanno rappresentato il 6,3% del totale imposte e contributi sociali statali, collocando il nostro Paese al di sopra della media UE28 (4,6%) e circa a metà classifica rispetto agli altri Paesi europei (Figura 37).



Nel 2017, la Lettonia è stata la nazione con la più alta percentuale di tributi energetici sul totale del riscosso (9,5%), seguita dalla Slovenia (8,6%). All'opposto, i Paesi UE che hanno riscosso meno imposte energetiche sono stati la Norvegia e il Belgio (rispettivamente, 3,4% e 3,1%).

Fonte: Eurostat
Figura 37

Il primato europeo in termini di tassazione energetica è ancora più evidente se si guarda alla tassazione per unità di energia impiegata: in questo caso l'imposizione italiana è stata seconda solo a quella della Danimarca (Figura 38).



Nel 2017, l'aliquota fiscale implicita sull'energia è risultata pari a 373 euro per tonnellata equivalente di petrolio (tep), un valore superiore del 50,9% alla media UE28 (247 euro per tep).

Fonte: Eurostat
Figura 38

9 LA SPESA PER RICERCA E SVILUPPO NEL SETTORE DELL'ENERGIA

I dati riferiti al 2016 hanno fatto segnare un lieve calo della spesa per R&S energetica nel Paese. Complessivamente la spesa è diminuita, rispetto all'anno precedente, dell'1,5% passando da 1.531 migliaia di euro nel 2015 a 1.508 nel 2016 (Tab. 1). Il calo complessivo è dovuto ad un calo del settore pubblico da 269 a 251 migliaia di euro (-6,5%) e delle imprese pubbliche da 218 a 175 migliaia di euro (-19,7%), che non è stato compensato completamente dall'aumento, da 1.044 a 1.082 migliaia di euro (+3,6%), del settore delle imprese private.

L'Italia comunica annualmente all'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) i dati relativi alla spesa pubblica e privata destinata alla ricerca e sviluppo (R&S) in campo energetico *intra muros*. Dal 2007 i dati raccolti dall'ISTAT costituiscono, con riferimento alle statistiche internazionali sulle attività di R&S, l'informazione statistica regolarmente diffusa dall'AIE sulla base di definizioni e metodologie coordinate con quelle utilizzate da Eurostat e OCSE.

Da qualche anno (2013) il Ministero dello Sviluppo Economico, in collaborazione con l'ISTAT, ha allineato il dettaglio delle voci dell'indagine della sezione energia del questionario alle esigenze informative nazionali e ha creato un raccordo con i principali centri di spesa per R&S energetica pubblici e privati al fine di ampliare la base informativa e migliorare la qualità dei dati raccolti dall'ISTAT³⁸.

Tabella 25 Spesa per R&S nel campo dell'energia (in migliaia di euro correnti)

anno	settore pubblico	imprese pubbliche	imprese private	totale imprese	totale
2007	152.748			359.085	511.833
2008	176.412			370.146	546.558
2009	241.544			474.385	715.929
2010	204.460	226.034	282.112	508.146	712.606
2011	234.470	218.800	226.731	445.531	680.001
2012	272.142	203.754	244.542	448.296	720.438
2013	279.596	199.653	306.306	505.959	785.555
2014	263.400	292.762	369.732	662.494	925.894
2015	268.959	217.645	1.044.232	1.261.877	1.530.836
2016	251.480	174.684	1.082.099	1.256.783	1.508.263

Complessivamente la spesa è diminuita, rispetto all'anno precedente, dell'1,5% passando da 1.530.836 migliaia di euro nel 2015 a 1.508.263 nel 2016 (Tab.25). Il calo complessivo è dovuto ad un calo del settore pubblico da 268.959 a 251.480 migliaia di euro (-6,5%) e delle imprese pubbliche da 218 a 175 migliaia di euro (-19,7%), che non è stato compensato completamente dall'aumento, da 1.044 a 1.082 migliaia di euro (+3,6%), del settore delle imprese private.

³⁸ Per una trattazione metodologica completa si rimanda alla pubblicazione "La situazione energetica nazionale nel 2015" del 2016 e alla nota metodologica ISTAT.

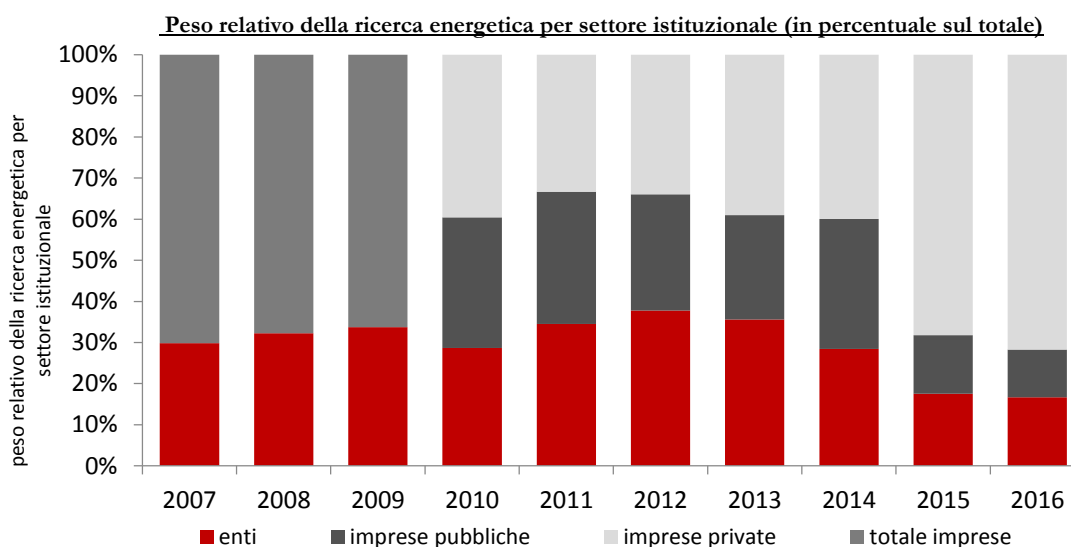


Figura 39

Con riferimento ai centri di spesa, fra il 2010 e il 2016 si osserva un forte aumento del peso della ricerca energetica delle imprese a controllo privato, passato dal 40% al 72%, mentre al contempo, il peso della ricerca pubblica è fortemente diminuito, scendendo dal 29% al 17%. Nello stesso periodo il peso della ricerca delle aziende pubbliche è sceso dal 32% al 12%.

A livello qualitativo (Fig. 40) nel 2016 la spesa per ricerca nell'efficienza energetica è continuata a crescere, passando dal 54% della spesa nel 2015 al 58% nel 2016, un valore più che quadruplicato dal 2007. L'efficienza energetica assieme alle fonti rinnovabili e alle tecnologie per la conversione, la trasmissione, la distribuzione e lo stoccaggio di energia rappresentano il 75% della ricerca energetica italiana, quota più che raddoppiata negli ultimi 10 anni, mentre il peso della ricerca sulle fonti fossili e sul nucleare è scesa dal 46% al 19%.

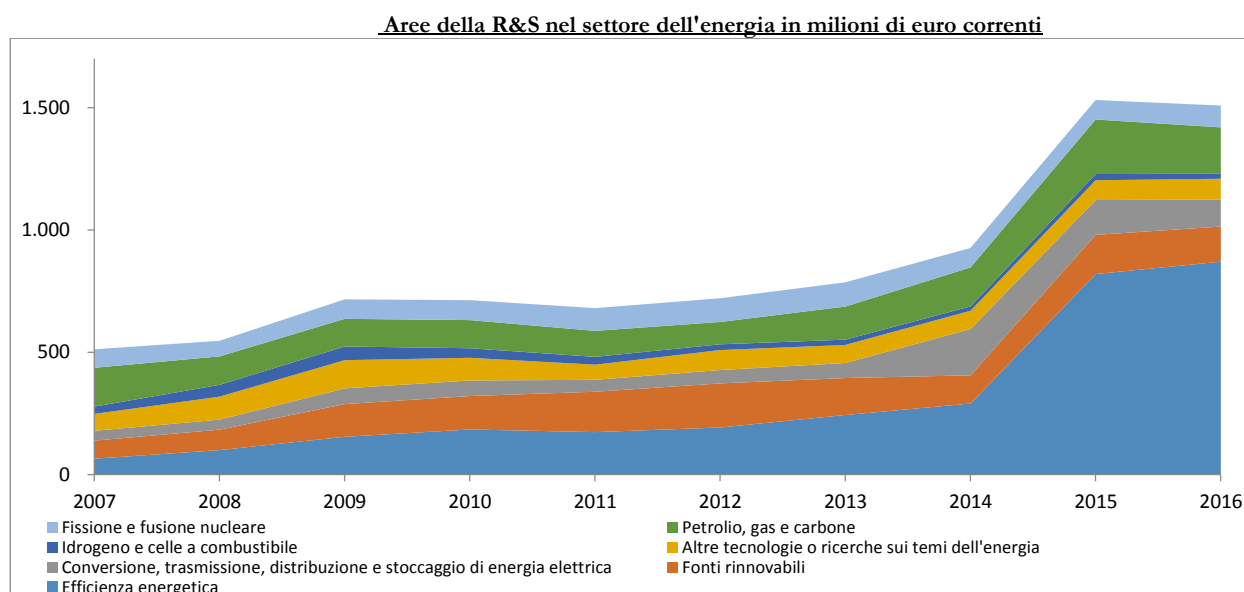


Figura 40

A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale *Mission Innovation* (MI), che include 22 Nazioni (cui si è aggiunta la Commissione Europea) e ha

l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca *cleantech*.

Aree della R&S nel settore dell'energia (in percentuale sul totale)

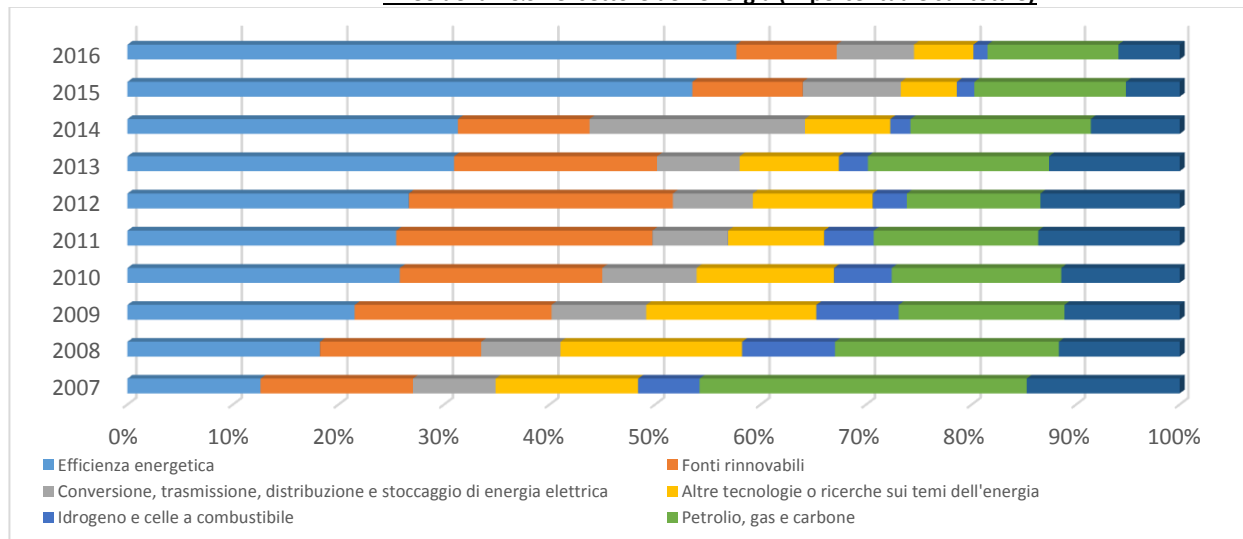


Figura 41

Nel contesto di MI, l'Italia insieme agli altri Membri, si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito *clean energy*, da portare, a livello nazionale, dai 222 Milioni di Euro nel 2013 a 444 Milioni di Euro nel 2021. Il MiSE è stato incaricato dalla Presidenza del Consiglio del coordinamento di MI, creando due livelli di governance: il primo con una *task force* dei Ministeri coinvolti (MAECI, MATTM, MIUR e MEF) e la seconda con una *task force* "operativa", rappresentata dai principali organismi di ricerca pubblici vigilati dai Ministeri, ENEA, CNR, RSE S.p.A., OGS³⁹ e PIIT⁴⁰. Vi è stato l'avvio delle attività nazionali afferenti alle 7 sfide tecnologiche di MI, con la predisposizione di programmi di ricerca specifici, anche in relazione alla Strategia Energetica Nazionale 2017, al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) che verrà finalizzato entro la fine del 2019, al SET Plan europeo e Horizon 2020, al PNR ed ai principali tavoli istituzionali.

Il contributo pubblico messo a disposizione per il conseguimento di tale obiettivo è stato previsto nel Fondo per il finanziamento gli Investimenti e lo Sviluppo Infrastrutturale del Paese, di cui all'art. 1, comma 1072, L. 27/12/2017 n. 205⁴¹ (settore di spesa: d) ricerca) con una previsione di fondi pari a 1 milione di euro (2019), 4 milioni di euro (2020), 10 milioni di euro (2021) per un totale di 120 milioni di euro (stanziamenti fino al 2026). Nell'art.48 del testo del Decreto Crescita⁴² sono stati inoltre previsti 10 milioni di euro per ciascuno degli anni 2019 e 2020 e 20 milioni di euro per il 2021 per gli impegni del Governo italiano verso l'iniziativa Mission Innovation.

³⁹ Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale, Trieste

⁴⁰ Istituto Italiano di Tecnologia, Genova

⁴¹ Legge 27 dicembre 2017, n. 205 Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020

⁴² Decreto-Legge 30 aprile 2019, n. 34 Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi, Art. 48 Disposizioni in materia di energia: " 1. Per gli interventi connessi al rispetto degli impegni assunti dal Governo italiano con l'iniziativa Mission Innovation adottata durante la Cop 21 di Parigi, finalizzati a raddoppiare la quota pubblica degli investimenti dedicati alle attività di ricerca, sviluppo e innovazione delle tecnologie energetiche pulite, nonché gli impegni assunti nell'ambito della Proposta di Piano Nazionale Integrato Energia Clima, e' autorizzata la spesa di 10 milioni per ciascuno degli anni 2019 e 2020 e di 20 milioni per l'anno 2021...".

MONOGRAFIE

IL POTENZIALE DI RISPARMIO ENERGETICO NEL SETTORE INDUSTRIA⁴³

Il Decreto Legislativo 102/2014 di recepimento della Direttiva Efficienza Energetica (2012/27/UE⁴⁴) ha previsto l'obbligo per le grandi imprese e le imprese energivore di effettuare una diagnosi energetica presso i propri siti entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni. Questo ha reso disponibile una significativa quantità di informazioni e di dati relativi all'intero sistema produttivo nazionale. ENEA, responsabile di monitorare lo stato di attuazione dell'obbligo citato, ha sviluppato studi ed analisi su alcuni comparti produttivi al fine di individuarne gli indicatori energetici caratterizzanti ed analizzare gli interventi di efficienza energetica proposti nelle diagnosi stesse, i relativi costi e risparmi da essi ottenibili. I comparti analizzati sono quelli per cui le associazioni di categoria si sono rivelate interessate a tali elaborazioni e quindi si sono rese disponibili ad una collaborazione indispensabile per ottenere risultati significativi. I dati elaborati sono frutto di prime analisi e stime effettuate nelle diagnosi stesse.

La percentuale di copertura dei consumi energetici complessivi di ciascun comparto analizzato varia da caso a caso: per le imprese multisito l'obbligo di effettuare la diagnosi è relativo ai siti produttivi con consumi superiori ai 10.000 tep/anno, mentre per i siti con consumi inferiori si può prendere un campione rappresentativo. Ad esempio, per le acciaierie è rappresentata la totalità dei siti italiani.

Di seguito si riportano i risultati delle analisi settoriali effettuate per fonderie, acciaierie, cartiere, produzione di piastrelle ceramiche, produzione di pasta e dolci (Tabella A.1). Per ciascun settore si riporta il numero totale di interventi evidenziati nelle diagnosi ricevute, l'investimento necessario per eseguirli, il risparmio ottenibile sia in termini economici sia in termini di energia primaria e il tempo di ritorno semplice medio. È infine riportata la percentuale del risparmio potenziale annuo di energia primaria sul consumo totale delle imprese che hanno inviato la diagnosi.

Tabella A.1 - Analisi degli interventi di efficienza energetica proposti in diagnosi energetiche relative ai settori pasta e dolci, fonderie, cartario, ceramica, plastica e acciaierie					
Comparto/ATECO	Pasta/ 10.73	Fonderie/ 24.51	Cartiere/ 17.12	Ceramica/ 23.31	Acciaierie/ 24.10
Interventi (n)	211	226	157	224	103
Investimento previsto (€)	54.958.237	28.463.320	40.519.285	25.744.000	27.583.910
Risparmio potenziale annuo (€)	18.762.845	9.318.824	14.882.348	9.637.600	9.744.507
Risparmio potenziale annuo (tep)	21.166	12.431	21.880	19.428	25.959
Tempo di ritorno medio (anni)	3,62	4,51	3,47	3,48	3,64
Risparmio/Consumo tot	8,4%	5,3%	3%	3,4%	0,5%

Fonte: ENEA

Il maggior numero di interventi è collocato nei comparti fonderie e ceramica. Non sempre però la numerosità degli interventi si accompagna ad un elevato potenziale di risparmio sul consumo totale, il quale risulta maggiore per il comparto della pasta (8,4%). Nel leggere il buon risultato in termini di potenziale del comparto pasta occorre naturalmente tenere presente il livello di consumo totale delle

⁴³ A cura di Silvia Ferrari e Chiara Martini (ENEA).

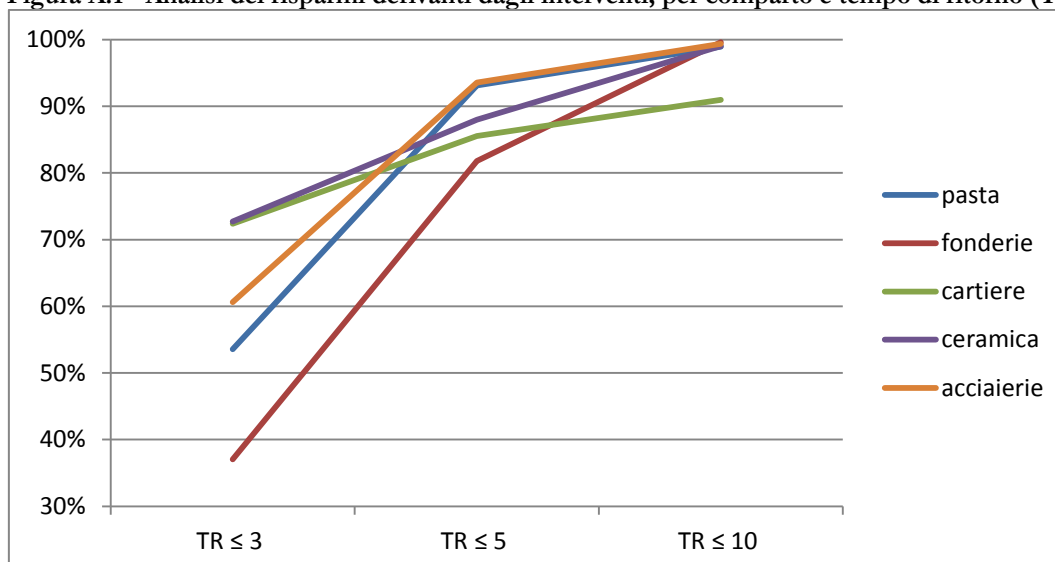
⁴⁴ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

imprese che hanno inviato la diagnosi che, ad esempio, è molto inferiore a quello del comparto acciaierie. Ad un elevato potenziale di risparmio in percentuale del consumo totale, quindi, non necessariamente corrisponde un elevato risparmio potenziale annuo in tep. Occorre anche tenere presente che, come menzionato all'inizio, la copertura del settore attraverso il numero di imprese soggette ad obbligo di diagnosi è diversa di caso in caso: ad esempio, per le acciaierie è coperta la quasi totalità del comparto, per la pasta, invece, solo una parte di esso a causa del processo di clusterizzazione sopra descritto. Per alcuni settori, quindi, il risparmio energetico potenziale non è da leggersi come potenziale di efficientamento dell'intero comparto. Il risparmio potenziale annuo in termini economici è maggiore in valore assoluto per il comparto pasta. L'analisi degli investimenti necessari appare in linea, con un valore più elevato per il comparto pasta seguito da quello delle cartiere.

Le successive due figure rappresentano la cumulata per ciascun settore dei risparmi potenziali (Figura A.1) e degli investimenti previsti (Figura A.2), corrispondenti agli interventi evidenziati nelle diagnosi e suddivisi in macro gruppi di interventi con tempi di ritorno inferiori ai tre anni, ai cinque anni e ai dieci anni. Si precisa che, per chiarezza espositiva, non sono riportati gli interventi con tempo di ritorno maggiore di 10 anni, desumibili in via residuale dal grafico. Dalle due figure si nota come i risparmi maggiori, così come la maggior parte degli investimenti necessari, siano concentrati sugli interventi con tempi di ritorno entro i cinque anni.

In particolare, l'analisi dei risparmi derivanti dagli interventi mostra una percentuale particolarmente bassa per gli interventi con tempo di ritorno inferiore a tre anni per le fonderie, percentuale che risulta invece quasi doppia nel caso dei comparti cartiere e ceramica. Le fonderie si caratterizzano per un'elevata percentuale di interventi con tempo di ritorno tra 5 e 10 anni, pari a quasi il 20% del totale, circa quattro volte maggiore rispetto ai comparti pasta e acciaierie.

Figura A.1 - Analisi dei risparmi derivanti dagli interventi, per comparto e tempo di ritorno (TR)

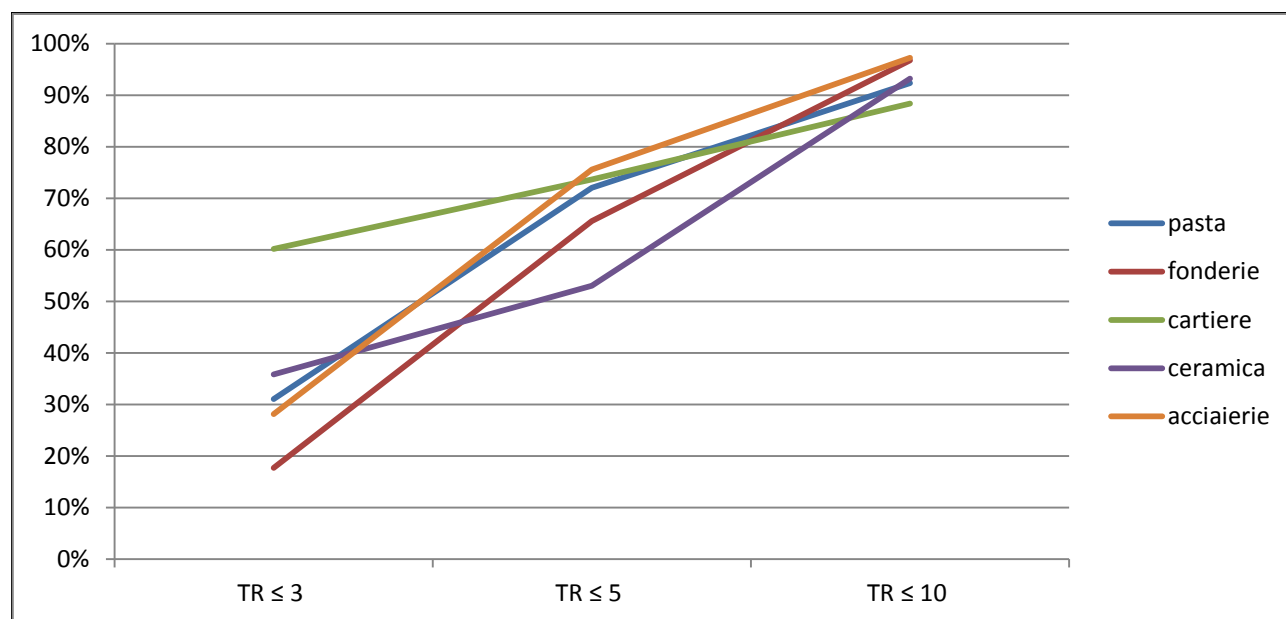


Fonte: ENEA

La peculiarità del comparto fonderie appena descritta in termini di risparmio energetico si riflette anche nella distribuzione cumulata degli investimenti, che hanno un valore inferiore al 20% per gli interventi con tempo di ritorno inferiore a 3 anni. Particolarmente elevato, al contrario, è l'ammontare

degli investimenti corrispondenti a questa categoria di interventi per il comparto cartiere, dove assume un valore triplo rispetto a quello del comparto fonderie. Per le fonderie si conferma, rispetto a quanto già osservato in termini di risparmi, un elevato peso degli investimenti associati agli interventi con tempi di ritorno tra 5 e 10 anni (30%), dato che risulta però superato dal comparto ceramica (40%).

Figura A.2 - Analisi degli investimenti necessari per gli interventi, per comparto e tempo di ritorno (TR)



Fonte: ENEA

È possibile analizzare nel dettaglio le tipologie di intervento evidenziate per specifico comparto, suddividendo gli interventi in tre macrocategorie: gestionali, tecnologici di sistema, e tecnologici di componentistica (Tabella A.2). Esempi di interventi gestionali sono l'adozione di certificazione ISO 50001 e l'adozione di sistemi di monitoraggio e controllo per la riduzione delle perdite dell'aria compressa, mentre gli interventi tecnologici di sistema comprendono l'installazione di LED o di impianti di ventilazioni, e quelli di componentistica l'adozione di motori inverter o di nuovi compressori.

Gli interventi gestionali sono in tutti i comparti quelli con tempo di ritorno medio minore, nella maggioranza dei casi inferiore a 2 anni. Di converso, il tempo di ritorno medio risulta più elevato per gli interventi tecnologici di sistema, in tutti i comparti ad eccezione delle cartiere. A tempi di ritorno più elevati corrispondono, in generale, risparmi energetici maggiori, anche se con delle eccezioni: nel caso dei comparti fonderie, ceramica e acciaierie il risparmio energetico medio risulta maggiore per la tipologia di interventi tecnologici di componentistica, che ha tempi di ritorno più bassi di quella interventi tecnologici di sistema.

L'indicatore di costo efficacia, euro investiti per ogni tep risparmiato, risulta migliore per gli interventi gestionali, che sono in tutti i comparti quelli con valori più bassi. Gli interventi tecnologici, tanto di sistema quanto di componentistica, sono quelli per cui l'indicatore assume valori più elevati, con intensità variabile a seconda del comparto e della specificità dell'intervento (esempio, forno vs

compressore), ma sono anche quelli che presentano una vita tecnica più lunga e quindi portano nel tempo a risparmi superiori.

Tabella A.2 - Analisi degli interventi di efficienza energetica proposti in diagnosi energetiche relative alle acciaierie, per macrocategoria

	Tipologia d'intervento	Numero di interventi (n)	Tempo di ritorno medio (anni)	Risparmio energetico medio (tep)	Investimento medio (€)	€/tep
Pasta	Interventi "GESTIONALI"	34	2,44	82,64	114.979	1391,32
	Interventi "TECNOLOGICI DI SISTEMA"	100	4,17	152	478.368	3147,16
	Interventi "TECNOLOGICI COMPONENTISTICA"	77	2,84	52,62	138.793	2.637,65
Fonderie	Interventi "GESTIONALI"	40	1,95	56,8	55.041	969,03
	Interventi "TECNOLOGICI DI SISTEMA"	53	5,83	29,7	155.076	5.221,41
	Interventi "TECNOLOGICI COMPONENTISTICA"	133	4,75	66	135.659	2.055,44
Cartiere	Interventi "GESTIONALI"	22	2,13	131,5	150.188	1.142,11
	Interventi "TECNOLOGICI DI SISTEMA"	50	3,49	179,6	403.525	2.246,80
	Interventi "TECNOLOGICI COMPONENTISTICA"	85	3,77	117,7	200.457	1.703,12
Ceramica	Interventi "GESTIONALI"	70	1,39	38,1	24.251	636,84
	Interventi "TECNOLOGICI DI SISTEMA"	52	4,13	67,66	90.442	1.336,70
	Interventi "TECNOLOGICI COMPONENTISTICA"	100	2,92	116,04	184.153	1.586,98
Acciaierie	Interventi "GESTIONALI"	25	1,42	79,1	26.416	333,95
	Interventi "TECNOLOGICI DI SISTEMA"	28	4,34	197,6	169.045	855,49
	Interventi "TECNOLOGICI COMPONENTISTICA"	50	3,66	370,6	443.805	1197,53

Fonte: ENEA

È inoltre possibile andare a suddividere gli stessi interventi per aree di interesse. Nella tabella seguente si riportano esclusivamente le aree più significative, escludendo gli interventi di natura diversa e che non era possibile raggruppare con gli altri (Tabella A.3). Come da attese, il migliore costo efficacia è associato agli interventi di recupero termico, mentre la refrigerazione si conferma un'area di interesse dove è costoso intervenire per ottenere dei risparmi energetici.

Tabella A.3 - Analisi degli interventi di efficienza energetica proposti in diagnosi energetiche relative settore pasta e dolci, per aree di interesse

Area di interesse	Numero di interventi (n)	Tempo di ritorno medio (anni)	Risparmio energetico medio (tep)	Investimento medio (€)	€/tep
Aria compressa	18	2,39	13,98	30.812	2.204
Gruppi frigo	7	3,63	26,52	86.929	3.278
Recuperi termici	9	2,03	167,14	11.722	668
Inverter	21	2,84	17,63	39.488	2.240
Motori elettrici	10	4	17,32	37.692	2.176
Cogeneratore	29	4,2	396,21	1.099.699	2.776
Centrale termica	11	2,27	131,35	124.475	948
Impianto luci	45	2,92	35,2	74.144	2.106

Fonte: ENEA

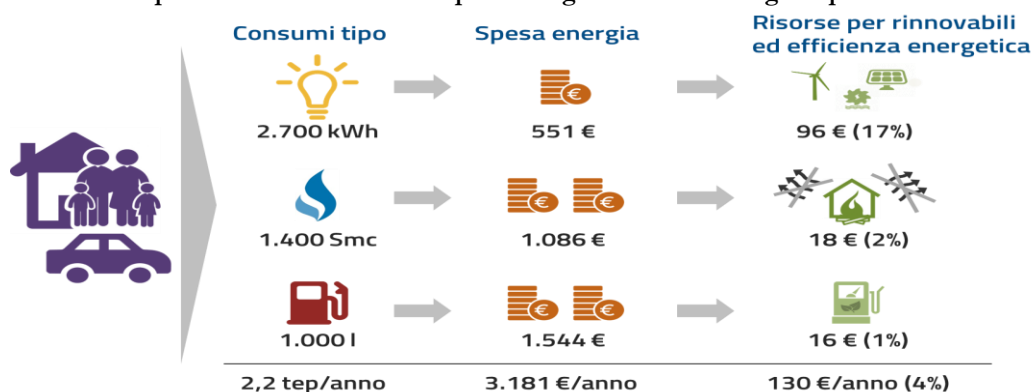
Le considerazioni fin qui sviluppate confermano l'elevato interesse analitico, e anche a fini programmatici e di policy, dell'esame a livello settoriale delle informazioni incluse nelle diagnosi energetiche. Il 5 dicembre 2019 scade l'obbligo per l'invio ad Enea delle nuove diagnosi energetiche e, a partire dai nuovi dati così raccolti, l'analisi sviluppata in questi primi 4 anni per alcuni comparti potrà essere riproposta ed estesa a nuovi.

LA SPESA ENERGETICA DELLE DIVERSE FAMIGLIE TIPO E LE RISORSE PER LA SOSTENIBILITÀ⁴⁵

In Italia, in un anno, una famiglia tipo⁴⁶ consuma circa **1.400 mc di gas naturale** e **2700 kWh di elettricità** per i fabbisogni energetici della propria abitazione, e circa **1.000 litri di carburante** per spostarsi con i propri mezzi di trasporto. Si tratta di livelli di consumo che rappresentano abbastanza fedelmente l'impronta energetica di un nucleo familiare di 4 componenti, che risiede in una abitazione in zona climatica E (in cui si rilevano il 47% delle abitazioni occupate stabilmente del Paese), utilizza gas naturale per il riscaldamento, acqua calda sanitaria e cottura e possiede mezzi di trasporto privati con cui percorre circa 15.000 km l'anno. I consumi energetici della suddetta famiglia tipo ammontano nel loro insieme a circa 2,2 tep (consumi finali) a cui corrisponde un'emissione di gas serra in atmosfera di circa 6 tonnellate di CO₂.

Negli anni recenti la spesa correlata ai consumi energetici di una famiglia tipo si è aggirata intorno ai **3.000 € l'anno** (1.300 €/tep), ovvero circa il 10% del reddito familiare medio ISTAT, con oscillazioni annue generalmente inferiori al 5%⁴⁷. Nel **2018**, in particolare, la spesa energetica della famiglia tipo è salita a **quasi 3.200 € (179 € di incremento rispetto al 2017)** ed è riconducibile per il **49%** all'acquisto di **carburanti** (incremento spesa di 87 €), per il **34%** alla bolletta per il **gas** (incrementata di 62 €) e per il **17%** alla **bolletta elettrica** (incrementata di 30 €); questo aumento della spesa in prodotti energetici è riconducibile principalmente all'**incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime energetiche** che hanno evidenziato prezzi al rialzo nei principali mercati all'ingrosso di riferimento⁴⁸. Nello stesso anno la famiglia tipo ha contribuito con **130 €** - ovvero con il 4% della propria spesa energetica complessiva - alla **promozione della sostenibilità**, con un incremento di 8 € rispetto al precedente anno.

Prospetto dei consumi e della spesa energetica di una famiglia tipo nel 2018



Fonte:elaborazioni GSE 2019 su dati ARERA, Istat e MISE

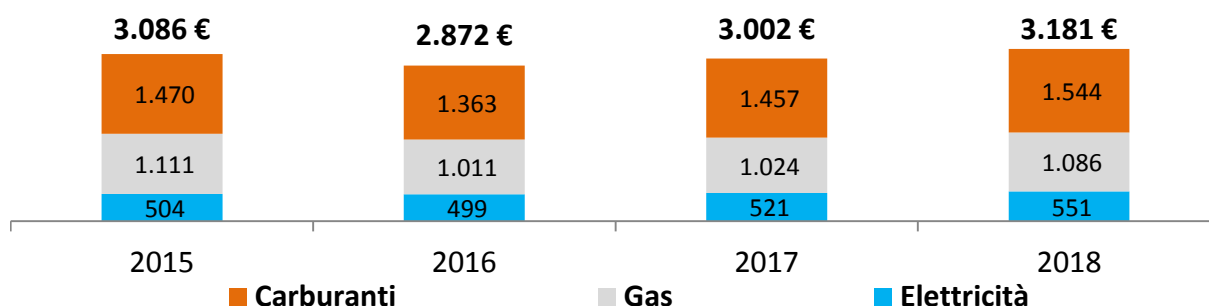
⁴⁵ A cura di Daniel Giannetti e Luca Benedetti (GSE)

⁴⁶ Questa trattazione ha il principale obiettivo di analizzare la variazione della spesa energetica delle famiglie nel tempo e tra i diversi nuclei familiari (per componenti, fabbisogni energetici, tecnologie utilizzate ecc.) e le principali ragioni tecniche, economiche e politiche che la determinano (consumi, costo materie prime, imposte, oneri per la sostenibilità ecc.). Al fine di rappresentare un perimetro quanto possibile esteso di famiglie si è partiti dalla famiglia tipo i cui consumi di elettricità e gas riprendono quelli adottati convenzionalmente da ARERA e i consumi di carburanti sono ricostruiti dal GSE sulla base della spesa in carburanti delle famiglie ISTAT 2017; successivamente, sono stati analizzati alcuni casi studio alternativi facilmente riconducibili a delle situazioni reali e ricorrenti (ad esempio numero componenti del nucleo, geografia, tipologia veicoli e percorrenze etc.). I casi studio formulati, anche se frequenti, non sono del tutto esaustivi dell'intero universo delle famiglie italiane (dove si rilevano, ad esempio, anche utenze che utilizzano biomassa, gasolio, ecc.) e non sono pertanto confrontabili con la "famiglia media" rilevata dall'Istat con l'indagine sui consumi energetici delle famiglie.

⁴⁷ I prezzi finali presentano una maggiore stabilità dei prezzi delle commodities per via delle componenti tariffarie regolate e la fiscalità che hanno una ridotta aleatorietà e un peso sul prezzo finale maggiore della parte a mercato.

⁴⁸ PUN MGP 2018=61,31 €/MWh, PUN MGP 2017= 53,95 €/MWh, Prezzo medio PSV 2018= 24,55 €/MWh, Prezzo medio PSV 2017 = 19,96€/MWh, Brent 2018=71,76\$/bbl Brent 2017=54,14 \$/bbl

Andamento della spesa energetica annua di una famiglia tipo 2015-2018



Fonte: elaborazioni GSE 2019 su dati ARERA, Istat e MISE

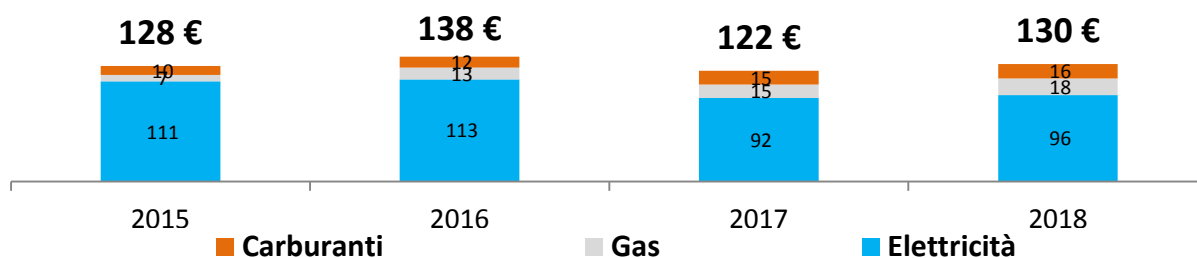
Gli oneri di sistema⁴⁹ nella bolletta elettrica destinati alla **promozione delle rinnovabili elettriche** (A_{SOS}) e **dell'efficienza energetica** (A_{UC7RIM} , quota parte di A_{RIM}) hanno comportato per la famiglia tipo una spesa nel 2018 di **96 €**, in incremento di 4 € rispetto al precedente anno. Tale aumento è riconducibile alla combinazione di alcune variazioni tariffarie di segno contrario all'interno degli oneri di sistema ovvero: la riduzione degli oneri A_{3SOS} (da 78 € a 73 € dovuta alla riduzione del fabbisogno di incentivi per le rinnovabili elettriche, sceso da 12,5 Mld € a 11,6€ Mld), la riduzione degli oneri A_{UC7RIM} (utilizzata per finanziare parte del meccanismo Certificati Bianchi, da 7 € nel 2017 a 4 €, dovuta all'annullamento di A_{RIM} operato dall'ARERA negli ultimi due trimestri del 2018 per calmierare l'incremento dei prezzi finali) e l'incremento degli oneri A_{ESOS} (utilizzata per calmierare gli oneri per le rinnovabili sostenuti dalle imprese energivore incrementata da 7 € nel 2017 a 18€).

Gli oneri nella bolletta gas (in particolare componenti tariffarie RE e RE_T) che sono stati destinati alla **promozioni delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica** (tramite i meccanismi Certificati Bianchi e Conto Termico) hanno comportato nel 2018 una spesa di **18 €** (in incremento rispetto ai 15€ del 2017).

Le **risorse per la sostenibilità prelevate dalla vendita dei carburanti** non trovano copertura in una tariffa regolata, tuttavia gli obblighi di miscelazione di biocarburanti comportano dei costi aggiuntivi che si assume siano interiorizzati nel prezzo finale dei carburanti soggetti a obbligo (benzina e gasolio). Assumendo un costo per i Certificati di Immissione in Consumo di circa 320 € a certificato, la spesa annua di una famiglia tipo per finanziare la sostenibilità si aggira sui **16 €**, non dissimile da quella dell'anno precedente (15€).

⁴⁹ Gli oneri di sistema, cui corrisponde circa il 20% della spesa di energia elettrica di una famiglia tipo, sono composti da due componenti: A_{SOS} , con cui si finanziano principalmente le rinnovabili e pari all'85% del totale degli oneri di sistema (di cui A_{3SOS} fonti rinnovabili 70% e A_{ESOS} agevolazione oneri energivori 15%), e A_{RIM} , pari al restante 15%, con cui si finanzia l'efficienza energetica e altre esigenze del sistema elettrico (di cui A_{2RIM} dismissione nucleare 3%, A_{4RIM} RFI 1%, A_{5RIM} ricerca 1%, A_{SRIM} bonus sociale 1%, A_{UC7RIM} efficienza energetica 8%, 1% altro). Le voci di spesa degli oneri sono abbreviate per esigenze di sintesi (si rimanda al sito ARERA per approfondimenti). Le percentuali di spesa delle componenti degli oneri di sistema si riferiscono al primo trimestre del 2018 e possono variare nel tempo in base ai fabbisogni delle misure finanziate, delle disponibilità di cassa e delle misure di mitigazione operate da ARERA.

Andamento della spesa per la sostenibilità di una famiglia tipo 2015-2018

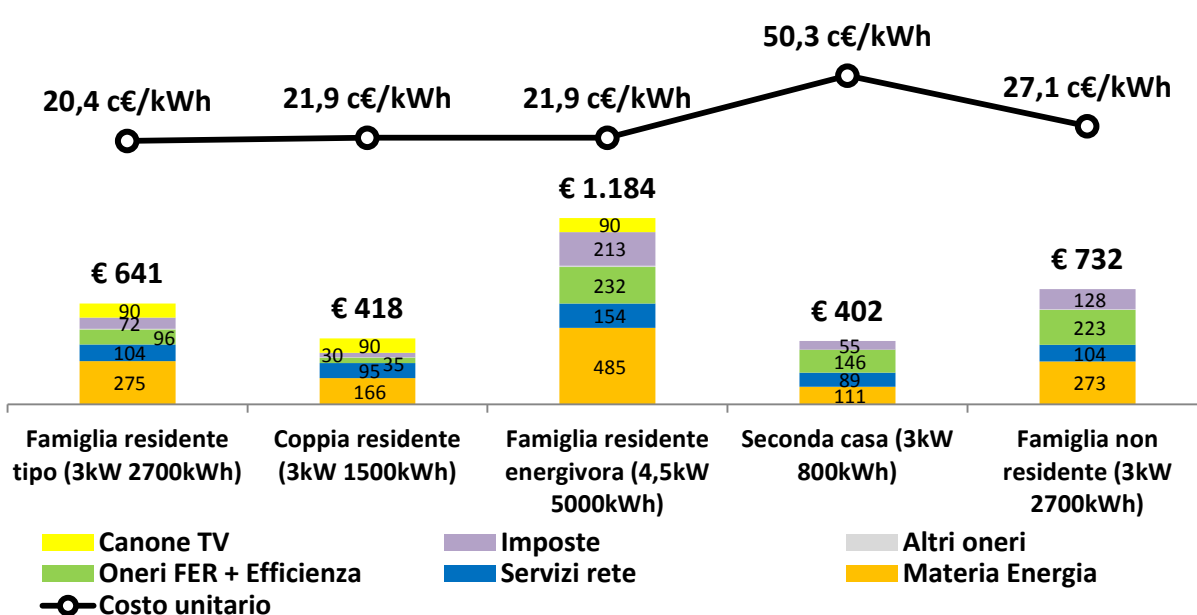


Fonte: elaborazioni GSE 2019 su dati ARERA

La famiglia tipo rappresenta un caso di riferimento prevalente sul territorio nazionale, ma non del tutto rappresentativo dell'intera popolazione. Si riscontrano infatti variazioni non trascurabili sui consumi, influenzati fortemente dal numero di componenti del nucleo familiare, dalle condizioni climatiche, dalle abitudini di consumo e dalle alternative di tecnologie e fonti energetiche disponibili. Inoltre i diversi prezzi delle materie prime energetiche, la progressività di alcune componenti tariffarie e fiscali per elettricità e gas, l'incidenza dei costi fissi, i differenti livelli di oneri e fiscalità applicati ai diversi prodotti energetici rendono la spesa energetica non univoca a parità di fabbisogni e non sempre lineare al variare dei consumi.

La bolletta elettrica nel caso di utenza domestica residente con consumi compresi tra i 1500 e i 5000 kWh⁵⁰ varia, in termini di spesa, abbastanza linearmente con i consumi con un costo unitario non molto lontano dai 20 c€/kWh. Nel caso invece di utenza non residente la spesa a parità di consumo e i costi unitari sono decisamente maggiori principalmente a causa del maggior contributo richiesto in termini di oneri (componenti fisse) e di fiscalità (accise senza franchigia).

Confronto bolletta elettrica di nuclei familiari con diversi livelli di consumo

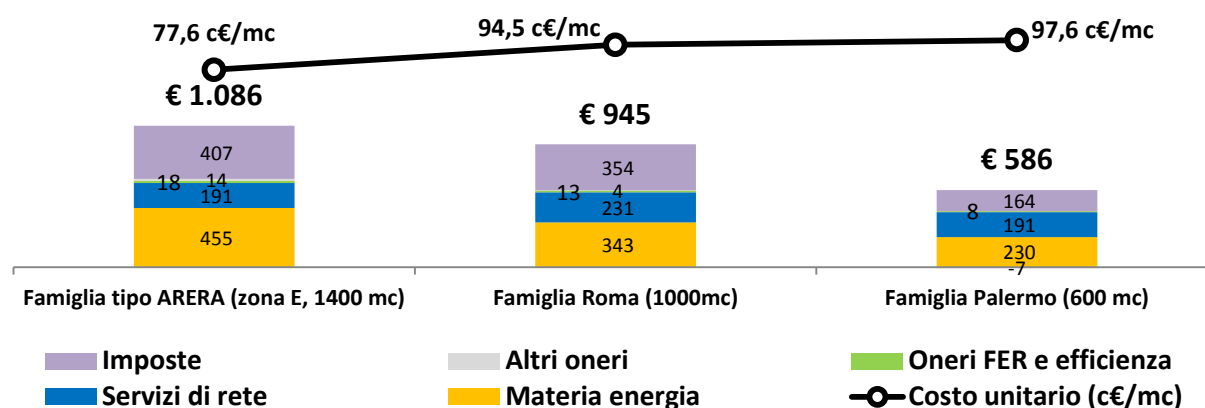


Fonte: elaborazioni GSE 2019 su dati ARERA

⁵⁰ Tra i principali fattori che incidono sulla variazione dei consumi elettrici ci sono il numero di componenti del nucleo familiare e alcune scelte tecnologiche quali cottura ad induzione, pompe di calore, boiler ACS, auto elettrica che possono spostare sul vettore elettrico fabbisogni storicamente soddisfatti dai carburanti fossili

Per le famiglie che impiegano il gas naturale per la cottura, l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento tramite impianto autonomo, il principale fattore che incide sulla bolletta gas è chiaramente la collocazione geografica e climatica, che determina fortemente i consumi per il riscaldamento (assunti pari a 1100 mc in zona E, 700 mc a Roma, 300 mc a Palermo a cui si aggiunge la parte per cottura e ACS ipotizzata costante sul territorio e pari a 300 mc). Le bollette gas evidenziano un differenziale notevole di spesa sul territorio nazionale in parte calmierato da tariffe unitarie di trasporto più basse nel nord del paese e costi fissi che incidono maggiormente sulle utenze a basso consumo. La fiscalità nelle bollette gas gioca un ruolo importante sulla spesa finale (dell'ordine del 30-40%) anche in relazione ai consumi (accise e addizionali progressive) e non omogenea sul territorio nazionale (per via delle diverse addizionali regionali applicate).

Confronto bolletta gas tra famiglie residenti in diverse zone climatiche



Fonte: elaborazioni GSE 2019 su dati ARERA

La spesa per i carburanti nei trasporti privati delle famiglie dipende dal fabbisogno di mobilità (km/anno), che incide sui consumi, e dalla tipologia di veicolo con relativa cilindrata e alimentazione, che incide sui livelli di consumo specifico e sui prezzi applicati per il rifornimento. Utilizzando i consumi di targa (in ciclo combinato urbano ed extraurbano) di alcune auto in vendita di pari segmento⁵¹ e i prezzi finali al consumo⁵², sono state simulate e confrontate le spese annue per l'acquisto di carburanti sulla base di diverse percorrenze tipo. I costi per il trasporto privato, diversamente da elettricità e gas, variano linearmente con i consumi poiché esenti da canoni di utenza e tariffe scaglionate (a meno del caso dei veicoli elettrici ricaricati presso utenza domestica). Per quanto riguarda le differenze di costo tra vettori energetici consumati a parità di km, si delinea un differenziale piuttosto evidente tra auto utilitarie a benzina convenzionali (8 c€/km circa), a gasolio, GPL e ibride benzina (5 c€/km circa), a metano ed elettriche (4 c€/km). Determinante è la componente fiscale e parafiscale applicata eterogeneamente sui diversi vettori energetici, senza la quale GPL e metano avrebbero costi assimilabili alle auto a benzina⁵³.

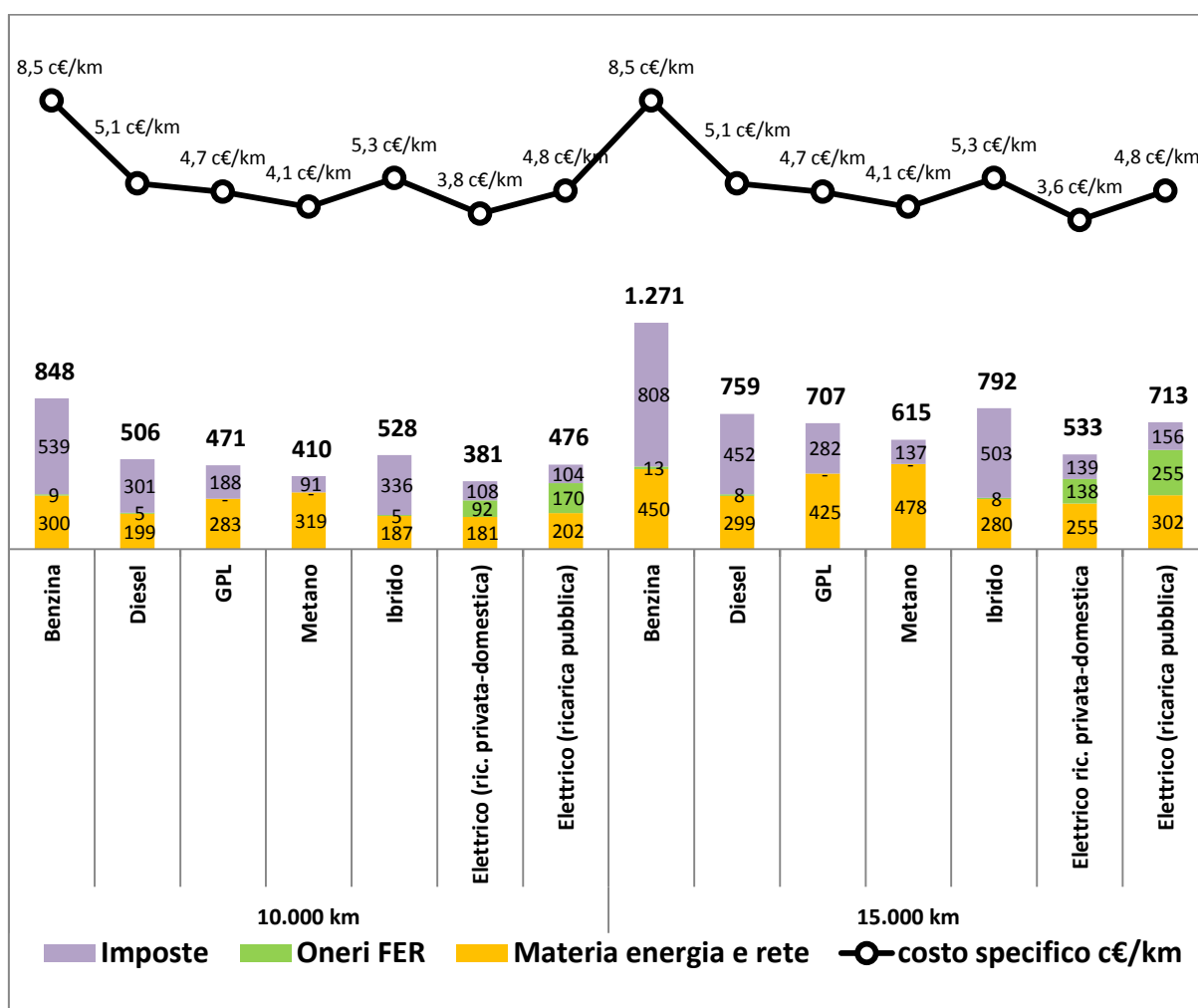
⁵¹ Per i benchmark sono stati scelti modelli molto diffusi sul territorio nazionale: Fiat Punto per Benzina, Gasolio, GPL e metano, Toyota Yaris per l'auto ibrida, Nissan Leaf per auto elettrica BEV.

⁵² Per benzina, Diesel, GPL si è fatto riferimento ai prezzi MISE 2018, per il metano ai prezzi Assogasmetano per l'elettricità si è fatto riferimento ai soli prezzi di fornitura (escludendo quindi eventuali costi aggiuntivi per apparecchiature di ricarica e abbonamenti) calcolati per utenze domestiche su tariffe ARERA maggior tutela e per colonnine pubbliche desunti dalla scheda tecnica "Prezzi dei servizi di ricarica per veicoli elettrici e sistema tariffario dell'energia elettrica" fonte ARERA 2018, a cui si rimanda per maggiori approfondimenti sul tema dei costi della ricarica dei veicoli elettrici.

⁵³ I confronti di spesa sono effettuati esclusivamente sulla base dei costi di alimentazione dei veicoli senza considerare il costo di acquisto del mezzo di trasporto e di gestione anch'essi variabile da una motorizzazione a un'altra.

Per le auto elettriche è necessario evidenziare una variabilità consistente del costo di ricarica (anche maggiore del 100%) sulla base delle modalità di rifornimento, non analogamente imputabili ai casi dei carburanti fossili (variazioni inferiori al 20% in funzione del distributore). Tale aspetto è rappresentato in parte anche nel grafico sottostante dove i costi di ricarica dei veicoli elettrici sono riportati su due barre: una relativa ai costi in caso di ricarica privata⁵⁴ domestica e l'altra in caso di ricarica da colonnina pubblica. La differenza del costo di ricarica tra i due casi sono riconducibili alle diverse tariffe per le componenti regolate (rete e oneri) e le imposte (accisa e iva) applicate alle diverse tipologie di utenza.

Confronto costi rifornimento per il trasporto privato per diverse alimentazioni e percorrenze



Fonte: elaborazioni GSE 2019 su dati MISE

⁵⁴ Il costo della ricarica elettrica privata è stato elaborato dal GSE sulla base del valore medio dell'incremento registrato dalla bolletta elettrica annua di una utenza domestica che, ricaricando il veicolo, incrementa i propri consumi (1.500 kWh nel caso di 10.000 km e 2.250 nel caso di 15.000 km) e richiede al contempo un incremento di potenza da 3 a 4,5 kW. Il caso simulato presenta costi intermedi rispetto a una serie di casistiche riscontrabili nell'ambito della ricarica privata dei veicoli elettrici di cui a seguire si riportano alcune stime indicative: nel caso di ricarica domestica, a seconda dei consumi e delle potenze ex-ante ed ex-post all'acquisto del veicolo, il costo medio unitario dell'incremento di consumi varia generalmente nel range 0,22-0,28 c€/kWh, nel caso di ricarica domestica con energia autoprodotta da un impianto FV il costo varia in funzione del livello di autoconsumo (0,06-0,14 €/kWh), se infine la ricarica avviene presso box privati o condominiali il range è 0,24-0,45 €/kWh.

LA FILIERA DELL'ENERGIA ELETTRICA: IL VALORE AGGIUNTO E LE SUE PRINCIPALI CARATTERISTICHE STRUTTURALI⁵⁵

In questa sezione si presenta, per la prima volta, una rappresentazione della filiera dell'energia elettrica dal punto di vista economico, in termini di valore aggiunto, e dal punto di vista strutturale, in termini di numerosità di imprese⁵⁶.

La presentazione dei dati in questa Relazione risponde all'esigenza di rappresentare la filiera dell'energia elettrica lungo l'intera catena del valore, dalla fase di generazione fino alla fase di vendita.

È stato, quindi, condotto uno studio *ad hoc* che ha visto l'esecuzione delle seguenti fasi:

- individuazione delle singole attività che caratterizzano la filiera dell'energia elettrica;
- classificazione delle attività all'interno della ATECO 2007⁵⁷;
- individuazione delle imprese/unità funzionali che svolgono le attività tipiche della filiera come "attività principale"⁵⁸;
- stima del valore aggiunto secondo le definizioni, classificazioni e metodologie proprie della contabilità nazionale⁵⁹.

Le principali attività in cui si articola la filiera del settore elettrico sono:

- **produzione;**
- **trasmissione;**
- **distribuzione;**
- **commercio all'ingrosso;**
- **commercio al dettaglio o vendita.**

L'attività di **produzione** di energia elettrica consiste nella generazione di energia da impianti di diversa tipologia, tipicamente classificati in base all'input e al processo produttivo in impianti termoelettrici (solidi, gas naturale e prodotti petroliferi), impianti da fonti rinnovabili (idroelettrico, eolico, fotovoltaico, geotermico, biomassa e rifiuti) e impianti nucleari.

L'attività di **trasmissione** dell'energia elettrica consiste nel trasferire l'energia prodotta dai centri di produzione alle zone di consumo, cioè nel trasferire l'energia attraverso l'immissione nella rete di trasporto ad alta tensione dagli impianti di produzione, e dalle linee di interconnessione con l'estero, ai punti di prelievo. Rientra in questa attività anche quella di **dispacciamento** che consiste nella gestione dei flussi di energia elettrica sulla rete in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo la continuità e la sicurezza della fornitura del servizio.

L'attività di **distribuzione** dell'energia elettrica consiste nel trasporto dell'energia elettrica a tutti i clienti finali attraverso le reti di distribuzione che rappresentano l'estensione capillare sul territorio delle linee di trasmissione. Le reti di distribuzione servono i consumatori finali, che possono essere grossi impianti industriali (collegati alla rete di alta tensione) o utenze domestiche (collegati alla rete di bassa tensione).

⁵⁵ A cura di Gianna Greca (ISTAT).

⁵⁶ I dati qui presentati vanno oltre il livello standard di disaggregazione con cui si pubblicano i conti economici nazionali e sono, quindi, caratterizzati da un grado di approssimazione meno soddisfacente.

⁵⁷ Versione nazionale della classificazione europea NACE Rev. 2. Di seguito ATECO.

⁵⁸ L'attività principale di un'unità di attività economica è l'attività il cui valore aggiunto supera quello di qualsiasi altra attività esercitata nella stessa unità. La classificazione dell'attività principale è determinata con riferimento all'ATECO 2007, dapprima al livello più elevato della classificazione e successivamente ai livelli più dettagliati.

⁵⁹ Si veda il Box 1 per le principali definizioni adottate nei Conti Economici Nazionali.

L'attività di **commercio all'ingrosso** dell'energia elettrica consiste nella cessione dell'energia prodotta che può avvenire in borsa, presso la Borsa Elettrica gestita dal GME (Gestore del Mercato Elettrico), o attraverso contratti bilaterali tra operatori.

L'ultima attività della filiera del mercato dell'energia elettrica è il **commercio al dettaglio o vendita**, che rappresenta l'anello di giunzione fra i clienti finali e il resto delle attività della filiera. Tale attività consiste nella stipula di contratti di fornitura tra operatori e clienti finali.

Le attività sopra definite sono identificate da un unico codice ATECO a 5 cifre, ad eccezione delle attività di commercio all'ingrosso e di commercio al dettaglio che non sono distinte in due differenti attività ma corrispondono ad un'unica classe di attività economica e, quindi, sono identificate da un codice ATECO.

Nello **Schema 1** è stata definita la corrispondenza tra attività della filiera e attività economiche secondo l'ATECO 2007, tenendo conto del livello più dettagliato possibile della classificazione.

Schema 1 – Filiera dell'energia elettrica- Corrispondenza tra fasi e attività economiche secondo la classificazione ATECO 2007⁶⁰

FASE	Attività	ATTIVITA' ECONOMICA	
		Codice ATECO	Denominazione ATECO
PRODUZIONE	Produzione	35.11.00	Produzione di energia elettrica
TRASMISSIONE	Trasmissione	35.12.00	Trasmissione di energia elettrica
DISTRIBUZIONE	Distribuzione	35.13.00	Distribuzione di energia elettrica
COMMERCIO	Commercio all'ingrosso	35.14.00	Commercio di energia elettrica
	Commercio al dettaglio o vendita		

⁶⁰ Per una descrizione dettagliata delle attività economiche dell'ATECO si veda il Box 2.

L'universo delle unità statistiche considerate all'interno della filiera è costituito dalle imprese e/o dalle "unità funzionali" che svolgono l'attività tipica della filiera come attività prevalente. Nel caso specifico della filiera dell'energia elettrica è necessario sottolineare che sono presenti grandi gruppi di impresa multinazionali in cui occorre distinguere i singoli segmenti di attività e individuare le relative *business unit* (unità funzionali). Ciascuna unità funzionale «concorre così all'esercizio di una data attività economica e, per ciascuna di esse, è possibile calcolare il valore della produzione, i consumi intermedi, il valore aggiunto, i redditi da lavoro dipendente, il risultato di gestione, l'occupazione e gli investimenti lordi». La dimensione economica della filiera è, quindi, misurata attraverso i dati relative alle specifiche unità funzionali.

L'archivio di base delle unità statistiche di riferimento è rappresentato dal Registro statistico delle imprese attive ASIA⁶¹, mentre l'archivio dei dati economici è rappresentato dal "Frame-SBS"⁶². Ai dati di base provenienti da tali archivi si applica la metodologia di stima del valore aggiunto del settore energetico secondo il Sistema europeo dei conti (Sec 2010)⁶³. In base a tale metodologia si distinguono le imprese e/o unità funzionali tipicamente produttrici (per conto proprio o in subfornitura) dalle imprese che forniscono servizi (di trasmissione e di distribuzione) e da quelle più tipicamente commerciali (commercio all'ingrosso e al dettaglio).

Un'attività tipica della filiera è costituita dalla "produzione in subfornitura", svolta in esecuzione del cosiddetto contratto di *tolling*, in base alla quale alcune imprese (*tollee*), proprietarie di impianti di produzione, forniscono il servizio di trasformazione della materia prima in energia elettrica ad altre imprese (*toller*) che sono, inizialmente, proprietarie della materia prima e poi, a seguito della trasformazione, dell'energia elettrica. In base alle regole di classificazione delle attività economiche dell'ATECO, le imprese che forniscono il servizio sono classificate allo stesso modo delle imprese che producono l'energia elettrica per conto proprio, e vengono quindi classificate nell'attività di "Produzione di energia elettrica". Tale fenomeno è correttamente rappresentato nei conti economici nazionali attraverso l'individuazione delle imprese contraenti e la corrispondente registrazione del compenso relativo all'attività di servizio di lavorazione.

Tutti gli aspetti metodologici, fin qui evidenziati, concorrono alla definizione della filiera dell'energia elettrica e alla stima del corrispondente valore aggiunto.

Nella **Tabella 1** vengono presentati i dati relativi al valore aggiunto e alle imprese/unità funzionali (di seguito imprese) della filiera dell'energia elettrica con riferimento all'anno 2016. La scelta dell'anno di riferimento dei dati ricade sul 2016 poiché le stime per tale anno sono disponibili ad un maggiore livello di dettaglio, in coerenza con le politiche di rilascio dei dati dell'Istat⁶⁴. La maggiore aggregazione con cui

⁶¹ Il Registro statistico delle imprese attive (ASIA), costruito dall'Istat, è costituito dalle unità economiche che esercitano arti e professioni nelle attività industriali, commerciali e dei servizi alle imprese e alle famiglie; fornisce informazioni identificative (denominazione e indirizzo) e di struttura (attività economica, addetti dipendenti e indipendenti, ecc.) di tali unità.

⁶² Frame-SBS, costruito dall'Istat, è l'archivio dei principali dati economici annuali su tutte le imprese attive (4,4 milioni di unità e oltre 16 milioni di addetti). Si tratta di una base di microdati di fonte amministrativa trattati statisticamente e combinati con quelli della rilevazione PMI (Piccole e Medie Imprese) e dell'insieme dei risultati della rilevazione SCI (Sistema dei Conti delle Imprese). Ha carattere censuario e fornisce il set informativo fondamentale per la misurazione dell'attività dei settori di mercato (ad esclusione di agricoltura e intermediazione finanziaria), comprese alcune componenti della stima del valore aggiunto sommerso.

⁶³ Per un'analisi dettagliata della produzione, dei costi e del valore aggiunto del settore energetico secondo il Sistema europeo dei conti (Sec 2010) nel periodo 2011-2014 si veda Greca G. – Monografia "Produzione, costi e valore aggiunto del settore energetico negli anni 2011-2014" in "La situazione energetica nazionale nel 2014" – Ministero dello sviluppo economico.

⁶⁴ Le stime dei conti annuali dell'Istat sono pubblicate due volte l'anno, in marzo e settembre. Nel mese di marzo di ogni anno (definito qui di seguito anno *t*) si diffondono i dati definitivi dell'anno *t-3* e i dati provvisori per gli anni *t-2* e *t-1*. Il secondo rilascio (settembre) incorpora nuove informazioni relative agli anni *t-1* e *t-2* che si rendono disponibili successivamente al primo rilascio annuale. Si rappresenta, tuttavia, che è attualmente in corso una revisione straordinaria dei conti economici nazionali dell'Istat prevista per i paesi europei, a fronte della quale le stime qui presentate potrebbero essere soggette a revisione.

vengono presentati i dati nelle tabelle che seguono, rispetto a quella identificata nello Schema 1, risponde all'esigenza di diffusione dei dati secondo modalità che garantiscano la tutela della riservatezza.

Tabella 1: Valore aggiunto e imprese/unità funzionali della filiera dell'energia elettrica (miliardi euro e composizione percentuale) – Anno 2016

CODICE ATECO	Descrizione ATECO	VALORE AGGIUNTO		IMPRESE/UNITA' FUNZIONALI	
		miliardi euro	%	numero	%
35110	Produzione di energia elettrica	10,0	49,0	9.356	92,2
35120 35130	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	7,0	34,3	119	1,2
35140	Commercio di energia elettrica	3,4	16,7	671	6,6
	TOTALE	20,4	100,0	10.146	100,0

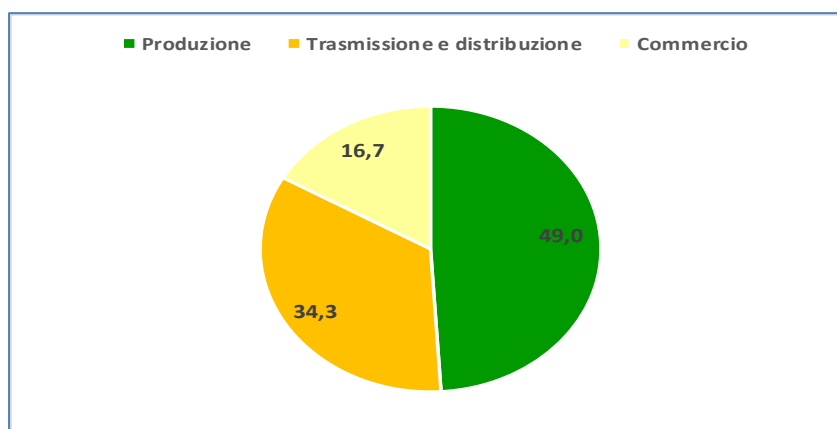
Fonte: Istat, Stime contabilità nazionale

Note: (1) Commercio all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica. Come previsto dal mercato, le imprese che commercializzano, all'ingrosso o al dettaglio, energia elettrica possono commercializzare anche gas. L'attività di commercio di gas è classificata secondo l'ATECO nella classe di attività economica "35.23 - Commercio di gas distribuito mediante condotte". Ai fini della stima del valore aggiunto della filiera qui presentata, l'universo delle unità statistiche di riferimento è costituito dalle imprese e/o unità funzionali che svolgono l'attività di commercio dell'energia elettrica quale attività prevalente.

Nel 2016 la filiera dell'energia elettrica ha generato complessivamente un valore aggiunto pari a 20,4 miliardi di euro che rappresenta l'1,2% del PIL (**Tabella 1**).

Le imprese che contribuiscono maggiormente a generare il valore aggiunto nella filiera sono quelle che svolgono l'attività di produzione dell'energia elettrica, con un livello pari a circa 10,0 miliardi e un peso percentuale del 49,0% sul totale del valore aggiunto complessivo della filiera (Tabella 1 e Figura 1). Le imprese che svolgono l'attività di trasmissione e distribuzione presentano un livello di valore aggiunto pari a circa 7 miliardi di euro, con un peso del 34,3%. Seguono le imprese che commercializzano l'energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio con un livello complessivo di valore aggiunto pari a circa 3,4 miliardi di euro e un peso del 16,7%.

Figura 1 – Valore aggiunto della filiera dell'energia elettrica per gruppi di attività economica (composizione %)



Fonte: Istat, Stime contabilità nazionale

Le caratteristiche strutturali delle imprese della filiera sono profondamente differenti a livello dei singoli anelli della catena del valore e, all'interno di ciascun anello, a seconda della dimensione dell'impresa. L'attività di produzione è realizzata sia da grandi imprese, appartenenti a gruppi multinazionali, sia da imprese di medio-piccola dimensione. Queste ultime risultano particolarmente numerose, rappresentando oltre il 99% dell'universo delle imprese che svolgono l'attività di produzione (**Tabella 2**). Il processo di liberalizzazione del mercato, insieme all'introduzione di incentivi alla produzione da fonte rinnovabile, hanno infatti condotto all'allargamento del mercato a un numero significativo e diffuso di operatori. Le imprese di medio-piccole dimensioni sono anche quelle che generano il maggior valore aggiunto, ciò in conseguenza della loro peculiare struttura di ricavi e di costi che si distingue da quella delle grandi imprese: sono, infatti, principalmente costituite da produttori di energia da fonti rinnovabili che, tipicamente, nell'esercizio contabile presentano bassi costi per l'acquisto di materie prime e beneficiano di significativi contributi. Viceversa, le grandi imprese, con l'eccezione delle unità di business dedicate alla produzione di energia da fonti rinnovabili, presentano rilevanti costi per l'acquisto di materie prime (nel 2016 oltre il 60% del totale dei costi), i cui prezzi risentono direttamente delle quotazioni sul mercato internazionale, e beneficiano più limitatamente di incentivi alla produzione.

Complessivamente si stima che nel 2016 le imprese che svolgono, quale attività principale, la produzione di energia elettrica abbiano beneficiato di incentivi connessi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate per un ammontare pari a circa 6,9 miliardi di euro⁶⁵, con una maggiore concentrazione nelle imprese di piccole e medie dimensioni (circa l'80%). Nella **Tabella 3** si riporta la distribuzione, in termini economici, dei principali meccanismi di incentivazione tra grandi e medio-piccole imprese per l'anno 2016.

**Tabella 2: Imprese/unità funzionali della filiera dell'energia elettrica
(composizione %) – Anno 2016**

CODICE ATECO	Descrizione ATECO	Grandi imprese	Medio-piccole imprese	Totale
35110	Produzione di energia elettrica	0,3	99,7	100,0
35120 35130	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	10,9	89,1	100,0
35140	Commercio di energia elettrica	3,0	97,0	100,0

Fonte: Istat, Stime contabilità nazionale

⁶⁵ Nell'ambito del Progetto di ricerca tematica Istat "I meccanismi di incentivazione energetico-ambientale" sono stati analizzati gli strumenti di incentivazione connessi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e quelli connessi ai servizi di ritiro dell'energia elettrica. In questo paragrafo si riportano, in particolare, i risultati delle elaborazioni effettuate sui seguenti meccanismi di incentivazione connessi alle fonti rinnovabili e assimilate: Provvedimento CIP6/92, Tariffa Omnicomprensiva (TO), Conto Energia (CE), Ex Certificati Verdi (CV) e Gestione Riconoscimento Incentivo (GRIN).

Tabella 3: Distribuzione dei principali meccanismi di incentivazione alle imprese che svolgono l'attività principale di produzione dell'energia elettrica per dimensione di impresa (miliardi euro) – Anno 2016

Tipologia di meccanismo	Grandi imprese	Medio-piccole imprese	Totale
CIP6/92	0,42	0,34	0,76
TO	0,01	0,71	0,73
CE	0,63	1,17	1,80
EX CV - GRIN	0,31	3,28	3,58
TOTALE	1,36	5,51	6,87

Fonte: Istat, Elaborazioni Progetto di ricerca tematica Istat "I meccanismi di incentivazione energetico-ambientali" su dati Istat e GSE

Le attività di trasmissione e distribuzione sono attività regolamentate caratterizzate dalla necessità di disporre di importanti infrastrutture che, dal punto di vista economico, configurano un cosiddetto "monopolio naturale". Proprio in ragione di tale configurazione del mercato, la numerosità degli operatori presenti in tale anello della catena appare limitata (119 unità statistiche pari a circa l'1,2% del totale della filiera), con una concentrazione nella generazione del valore aggiunto in capo alle imprese di grandi dimensioni (circa il 99% sul totale del valore aggiunto delle imprese che svolgono attività di trasmissione e distribuzione). I ricavi, come detto, vengono determinati dal regolatore attraverso la determinazione di tariffe in grado di remunerare adeguatamente la manutenzione e la gestione delle infrastrutture, oltre che gli eventuali investimenti necessari all'ampliamento e mantenimento in efficienza della rete.

Le attività di commercio all'ingrosso e al dettaglio sono svolte sia da grandi imprese appartenenti, anche in questo caso, a gruppi multinazionali sia da imprese di medio-piccole dimensioni. I principali operatori che si occupano del commercio all'ingrosso dell'energia elettrica sono il GME, nel suo ruolo di gestore della Borsa Elettrica, e i trader di importanti gruppi di impresa; in molti casi gli stessi operatori effettuano commercio all'ingrosso anche di altri prodotti quali gas naturale, combustibili e diverse tipologie di titoli (titoli di efficienza energetica, titoli di CO₂, certificati verdi, ecc.). Grandi imprese e medio-piccole imprese svolgono l'attività di vendita al dettaglio dell'energia elettrica con una diversificazione dei clienti, tra domestici e non, e dei segmenti di mercato tra libero, tutelato e di salvaguardia. Complessivamente nel segmento della filiera del commercio il maggior numero di imprese si concentra nella classe di piccole e medie dimensioni, con un peso percentuale pari al 97% sul totale delle unità statistiche (Tabella 2); ciò a conferma di un segmento divenuto nel corso degli anni altamente concorrenziale. In termini di valore aggiunto, tuttavia, il contributo maggiore è generato dalle grandi imprese con un peso superiore all'85% sul valore aggiunto complessivo. Le imprese che svolgono le attività di commercio all'ingrosso e al dettaglio si caratterizzano per una struttura dei ricavi e dei costi differente rispetto alle imprese strettamente industriali e rispetto alle imprese che forniscono servizi regolamentati; esse infatti svolgono un'attività di acquisto e vendita di energia elettrica e il loro valore aggiunto, pertanto, è rappresentato dal margine di vendita. A fronte di tale margine, le imprese movimentano significativi importi con un giro di affari complessivo che nel 2016 ha superato i 90 miliardi di euro.

Box 1 – Principali definizioni nei Conti Economici Nazionali

Attività economica principale	Ai fini della produzione dell'informazione statistica, le imprese sono classificate per attività economica, definita in base ad un livello specifico della classificazione ATECO. L'attività economica è la combinazione di risorse, quali attrezzature, manodopera, tecniche di fabbricazione, reti di informazione o di prodotti, che porta alla creazione di specifici beni o servizi. Le imprese sono distinte in base all'attività economica esclusiva o principale , secondo il criterio della prevalenza. Quando, nell'ambito di una stessa unità, sono esercitate più attività, la prevalenza è individuata sulla base della quota prevalente di valore aggiunto creata (in mancanza di tale dato, sulla base del fatturato, del numero medio annuo di addetti, delle spese per il personale, delle retribuzioni lorde).
Prezzo base	Il prezzo base è definito come il prezzo che il produttore può ricevere dall'acquirente per un'unità di bene o di servizio prodotto, dedotte le eventuali imposte da pagare su quell'unità, come conseguenza della sua produzione o della sua vendita, ma compreso ogni eventuale contributo da ricevere su quell'unità .
Prezzo di acquisto	Il prezzo di acquisto è definito come il prezzo effettivamente pagato dall'acquirente per un'unità di bene o servizio prodotto.
Valore aggiunto	La misura dell'incremento di valore realizzato dall'insieme delle unità residenti che esercitano un'attività produttiva è il valore aggiunto . Tale aggregato è la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi realizzata dalle singole branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive) che esse stesse hanno utilizzato per effettuare tale produzione; esso, d'altra parte, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi. Il valore aggiunto può essere valutato ai prezzi base e ai prezzi al produttore . La produzione ai prezzi base è stimata al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti. Il valore aggiunto ai prezzi base si ottiene sottraendo i consumi intermedi alla produzione, valutata ai prezzi base. Dalla valutazione ai prezzi base è possibile passare alla valutazione ai prezzi al produttore aggiungendo le imposte sui prodotti al netto dei contributi ai prodotti. Per ottenere il Pil, infine, occorre aggiungere l'Iva e le imposte sulle importazioni.
Tavole supply-use	L'architettura dei Conti Nazionali è basata sulle tavole supply-use che mostrano le relazioni tra le risorse offerte e i corrispondenti impieghi, per branca di attività economica e per prodotto (98 branche e 256 prodotti), le componenti del valore aggiunto per branca di attività economica. La tavola delle risorse (supply) mostra, in particolare, la disponibilità totale della produzione classificata per prodotto e per branca, distinguendo tra produzione interna e importata e, di solito, è costruita ai prezzi base. Nella tavola delle risorse le importazioni di beni sono valutate <i>cost insurance freight</i> (cif), ossia nel valore dei beni importati sono inclusi i servizi di trasporto e di assicurazione fino alla frontiera dell'importatore. La tavola degli impieghi (use) presenta gli impieghi dei beni e servizi per prodotto e per tipo di impiego (intermedio o finale), illustra le componenti del valore aggiunto ed è costruita ai prezzi di acquisto. Nella tavola degli impieghi le esportazioni di prodotti sono valutate fob, ossia ai valori registrati alla frontiera doganale dell'esportatore (<i>free on board</i>). I servizi di assicurazione e di trasporto esteri tra la frontiera dell'importatore e quella dell'esportatore sono registrati come servizi e non sono inclusi nel valore dei beni, mentre tutti i servizi di assicurazione e trasporto sino alla frontiera dell'importatore sono inclusi nei beni. Tale differenza di trattamento comporta nelle tavole delle risorse e degli impieghi una rettifica globale delle importazioni. Il valore aggiunto è registrato ai prezzi base. Esso è ottenuto dalla produzione ai prezzi base meno i consumi intermedi valutati ai prezzi d'acquisto.

Box 2 – Le attività economiche dell’ATECO 2007 afferenti alla filiera dell’energia elettrica

Codice ATECO	DESCRIZIONE ATTIVITA' ECONOMICA
35.11.00	<p>Produzione di energia elettrica - gestione di impianti di produzione di energia elettrica di qualsiasi origine: termica, nucleare, idroelettrica, da turbine a gas, diesel e fonti rinnovabili <i>Dalla classe 35.11 è esclusa:</i> - produzione di energia elettrica tramite incenerimento di rifiuti, cfr. 38.21</p>
35.12.00	<p>Trasmissione di energia elettrica - gestione di sistemi di trasmissione che convogliano l’energia elettrica dalle centrali di produzione ai sistemi di distribuzione</p>
35.13.00	<p>Distribuzione di energia elettrica - gestione dei sistemi di distribuzione (costituiti da linee elettriche, pali, contatori e cablaggi) che convogliano l’energia elettrica ricevuta dalla centrale di produzione o dal sistema di trasmissione agli utenti finali</p>
35.14.00	<p>Commercio di energia elettrica - vendita di energia elettrica agli utenti finali - attività di intermediari o agenti che organizzano la vendita di elettricità attraverso sistemi di distribuzione gestiti da terzi - gestione di compra-vendita di energia elettrica e di capacità di trasmissione</p>

USO DI COMBUSTIBILI E INQUINAMENTO ATMOSFERICO IN AMBITO URBANO

La disponibilità di energia è un requisito essenziale per lo svolgimento dei processi e delle attività umane. Tuttavia, l'utilizzo di energia da fonti fossili incide in modo determinante sul livello dell'inquinamento atmosferico. Il focus mette in relazione questi due aspetti ponendo l'accento sulla dimensione urbana e integrando i dati comunali con le informazioni disponibili per il contesto provinciale. Nel dettaglio i valori annuali presi in considerazione sono stati i seguenti.

A livello comunale⁶⁶: il gas naturale distribuito, la densità veicolare (misura indiretta delle altre fonti fossili a livello comunale), la concentrazione media annua di PM₁₀ e NO₂ e la percentuale di parametri di inquinanti (PM₁₀, PM_{2,5}, NO₂, O₃ e benzo(a)pirene) sopra soglia;

A livello provinciale: il gas naturale distribuito e totale, i quantitativi di benzina, gasolio e GPL⁶⁷, i gradi giorno⁶⁸, le precipitazioni e le temperature⁶⁹.

Andamento del gas naturale, della densità veicolare e dell'inquinamento atmosferico

Nel 2017, nei 109 capoluoghi di provincia/città metropolitana — dove risiede il 30% della popolazione italiana concentrata su un territorio pari al 6% di quello nazionale — erano utilizzati 9.818 milioni di metri cubi di gas naturale, il 29,3% del prelievo nazionale dalle reti di distribuzione e quasi 14,8 milioni di veicoli, il 29,1% dell'intero parco nazionale (Tabella 1M).

Tabella 1M: Fonti antropiche di inquinamento atmosferico per ripartizione - Anno 2017

Ripartizioni	Veicoli (milioni)	Densità veicolare (veicoli per km ²)	Gas metano (Mm ³) (1)	Gas metano (m ³ per abitante) (1)	Benzina (t)	Gasolio (t)	Gpl (t)
COMUNI CAPOLUOGO							
Nord	6,1	1035	6.078,5	794,5
Centro	4,3	783	2.537,0	500,5
Mezzogiorno	4,4	543	1.202,5	225,1
Totale capoluoghi	14,8	760	9818,0	543,6
ITALIA							
Nord	23,4	194	23.143	834,3	3.698.002	12.663.701	1.365.623
Centro	10,6	183	5.856	485,6	1.637.487	5.873.509	831.005
Mezzogiorno	17,0	137	4.500	217,0	1.957.586	7.623.892	1.163.967
Totale	51,0	169	33.499	553,4	7.293.075	26.161.102	3.360.595

Fonte: Istat *Dati ambientali nelle città*; Mise ed elaborazioni su dati Aci.

(1) Volume annuo prelevato dalle reti di distribuzione.

Le evidenti differenze (Figure 1M e 2M) riscontrabili nell'evoluzione temporale delle due sorgenti di pressione sull'ambiente - gas naturale e densità veicolare – sono più facilmente interpretabili se affiancate all'andamento dei gradi giorno (*heating degree days*) che tengono in considerazione le variazioni di temperatura. Se infatti in corrispondenza di variazioni dei gradi giorno si registrano variazioni corrispondenti del consumo di gas naturale così non è con la densità veicolare che risulta del tutto disaccoppiata dai gradi giorno. In particolare nel periodo 2014-2017 la densità veicolare ha mantenuto dal 2015 un andamento crescente in tutte le ripartizioni geografiche con un incremento medio annuo dello

⁶⁶ Fonte: Istat *Dati ambientali nelle città*

⁶⁷ Fonte: *Mise Bolancio Gas Naturale, Bollettino Petroliifero*

⁶⁸ Fonte: Eurostat

⁶⁹ Fonte: *Mipaaf Statistiche meteo-climatiche*

0,8% mentre le variazioni percentuali del gas naturale, seguendo la dinamica dei gradi giorno, per l'insieme dei comuni capoluogo si sono successivamente attestate su: +5,0% nel 2015 (rispetto all'anno precedente), -0,7% (nel 2016) e +0,7% (nel 2017).

Gas naturale distribuito e densità veicolare per ripartizione geografica – Anni 2014-2017 (numeri indice, anno 2014=100)

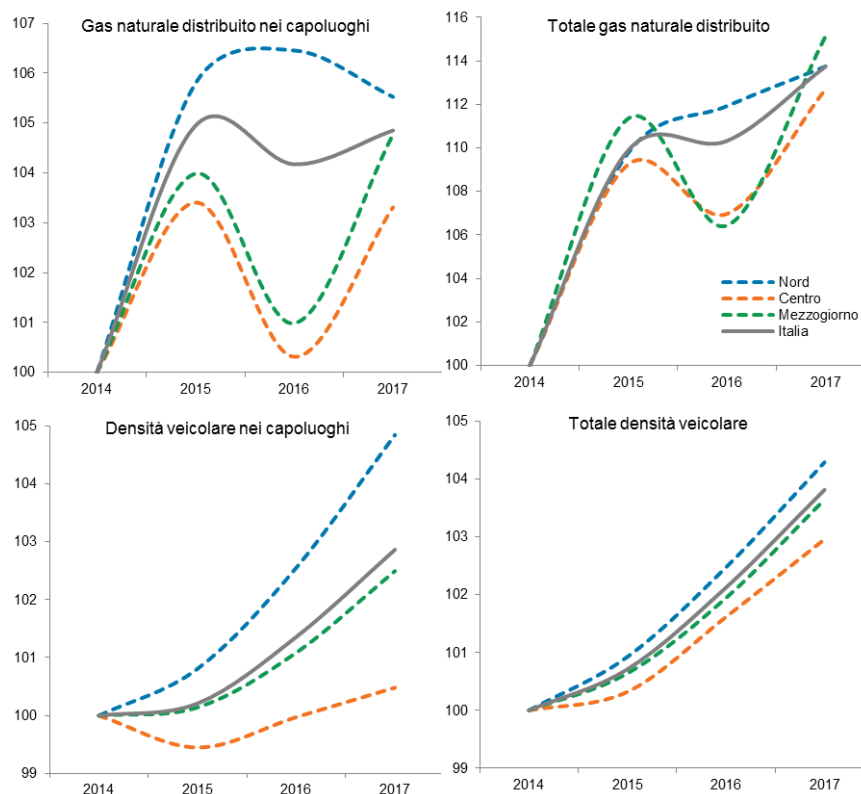


Figura 1M

Fonte: Istat, *Dati ambientali nelle città*; elaborazioni su dati Mise e Aci.

Gradi giorno (1) per ripartizione geografica – Anni 2014-2017 (numeri indice, anno 2014=100)

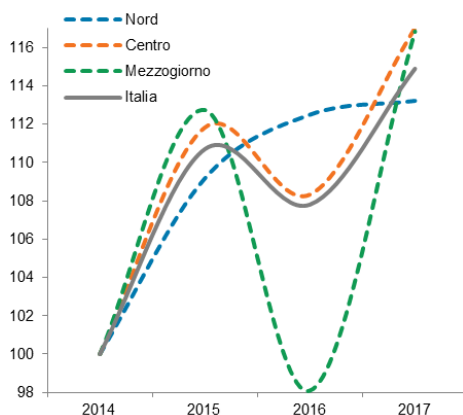


Figura 2M

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat.

(1) *Heating degree days*, per approfondimenti si veda https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_csms.htm.

Contemporaneamente nel quadriennio 2014-2017 l'inquinamento atmosferico nei comuni capoluogo ha avuto in media un andamento non lineare (Figura 3M): nel 2014 il 18% dei parametri degli inquinanti — *particolato (PM₁₀ e PM_{2,5}), biossidi di azoto (NO₂), ozono (O₃) e benzo(a)pirene considerati dalla normativa di maggior rilevanza per la salute umana* — ha superato i limiti di legge (*ai sensi del d.lgs. 155/2010*), tale quota nel 2015 ha avuto una forte impennata arrivando al 33%, per scendere poi al 21,4% nel 2016, e risalire in modo contenuto al 25,7% nel 2017. Tale andamento si differenzia in modo significativo nelle ripartizioni: il Nord e il Centro seguono lo stesso andamento medio ma con una notevole distanza di livello, il Mezzogiorno, invece, a parte un modesto peggioramento nel 2015, prosegue la discesa dei già bassi livelli di inquinamento di inizio periodo.

Inquinamento atmosferico, precipitazioni e temperature per ripartizione geografica – Anni 2014-2017

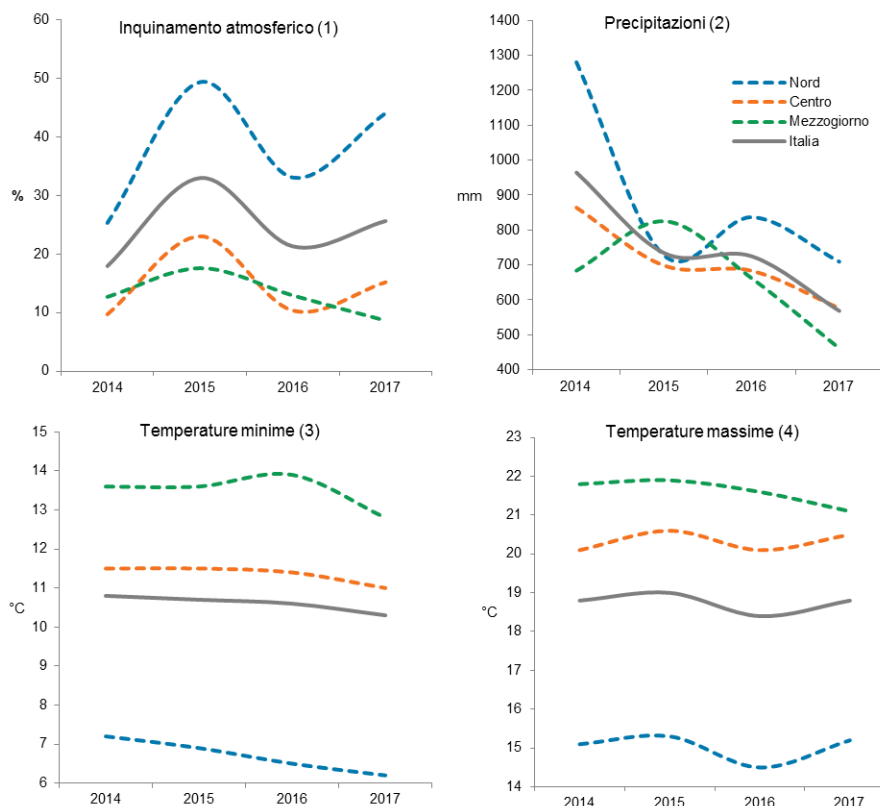


Figura 3M

Fonte: Istat, *Dati ambientali nelle città*; Mipaaf.

(1) Percentuale di parametri oltre i limiti di legge per particolato (PM₁₀ e PM_{2.5}), biossido di azoto (NO₂), ozono troposferico (O₃) e benzo(a)pirene (BaP) nei comuni capoluogo di provincia/città metropolitana.

(2) Valori meteo di precipitazione (*millimetri*).

(3) Valori meteo di temperature minime (*gradi centigradi*).

(4) Valori meteo di temperature massime (*gradi centigradi*).

Queste fluttuazioni dell'inquinamento atmosferico riproducono fedelmente le variazioni di consumo del gas naturale, ma risentono anche della geomorfologia e delle condizioni meteorologiche (precipitazioni, temperature, eliofanìa e venti) (Figura 3M). Maggiori o minori precipitazioni a livello locale e stagionale generano un effetto di mitigazione o di aggravamento. Analogamente temperature invernali più rigide (*aumentando la stagnazione dell'aria*) e temperature estive più calde (*favorendo la formazione degli inquinanti secondari*) influenzano lo stato della qualità dell'aria peggiorandola nel breve periodo. Significative fluttuazioni si sono verificate nelle ripartizioni del Nord e del Centro dove si manifestano maggiormente fenomeni d'inquinamento autunnale e invernale legati alle polveri e pertanto influenzati dalla quantità di precipitazioni nel periodo e dalle temperature minime. Nel Mezzogiorno, invece, il trend decrescente dell'inquinamento va messo in relazione alla costante, anche se graduale, discesa delle temperature massime; questa ripartizione è, infatti, caratterizzata da fenomeni di inquinamento soprattutto nelle stagioni calde. Il valore all'apparenza inspiegabile della concentrazione di alcuni inquinanti trova in realtà giustificazione in variabili meteorologiche non disponibili con il dettaglio territoriale necessario, quali ad esempio le intensità del vento.

Dinamica recente del consumo di combustibili, precipitazioni e qualità dell'aria

Considerando la dinamica recente di consumo di combustibili e precipitazioni provinciali congiuntamente alla presenza/assenza d'inquinamento dell'aria urbana si palesano i legami tra questi fenomeni.

Variatione del consumo di combustibili (1) e delle precipitazioni nelle province, e della qualità dell'aria (2) nei comuni capoluogo di provincia/città metropolitana – Anni 2016-2017

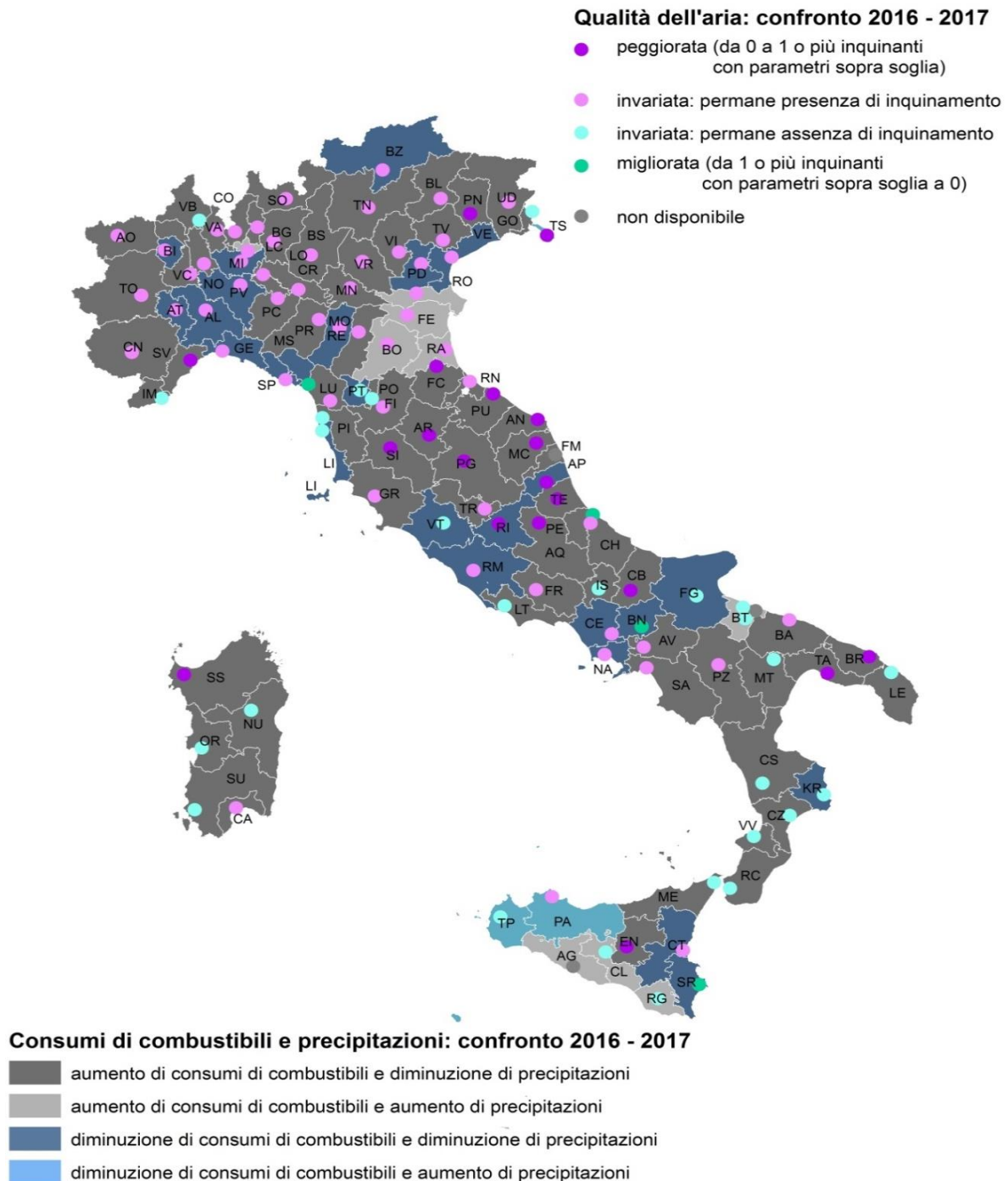


Figura 4M

Fonte: Istat, *Dati ambientali nelle città*; elaborazioni su dati Mise e Mipaaf.

(1) Gas naturale, Gpl, gasolio e benzina.

(2) Presenza/assenza di inquinanti con parametri sopra soglia.

Nella Figura 4M le province sono colorate in grigio in corrispondenza dell'aumento del consumo di combustibili (*più scuro in presenza di riduzione di precipitazioni*) e in azzurro in corrispondenza della diminuzione del consumo di combustibili (*più scuro in presenza di riduzione di precipitazioni*); i capoluoghi sono identificati con simboli diversamente colorati (*come da legenda*) in funzione della presenza/assenza d'inquinamento e della variazione riscontrata (*migliorata/invariata/peggiorata*) in confronto all'anno precedente.

Come si può verificare, rispetto al 2016, il peggioramento della qualità dell'aria (*da 0 a 1 o più inquinanti con parametri sopra soglia*) si riscontra nelle province con aumento dei consumi di combustibile e riduzione delle precipitazioni. La permanenza dell'inquinamento nelle aree urbane, invece, si verifica normalmente dove si presenta almeno una delle due dinamiche (*aumento dei consumi di combustibili e riduzione delle precipitazioni*). I pochi casi di miglioramento della qualità dell'aria (*da 1 o più inquinanti con parametri sopra soglia a 0*), infine, si osservano nelle realtà urbane che insistono su un territorio provinciale dove vi è stata una contrazione dei consumi di combustibili (Figura 4M).

Capoluoghi per livello di inquinamento atmosferico, uso di combustibili e precipitazioni

Le interconnessioni tra consumo di combustibili e stato della qualità dell'aria urbana possono essere adoperate per classificare i capoluoghi per gruppi maggiormente somiglianti (Figura 5M). A tal fine si sono utilizzati: la combustione da gas naturale e da traffico veicolare per valutare le pressioni sull'ambiente urbano, i parametri previsti dalla normativa per monitorare⁷⁰ lo stato dell'inquinamento atmosferico e le precipitazioni annue per tener conto dell'eventuale effetto stagionale di mitigazione a livello locale. Per destagionalizzare i risultati dell'analisi dalle oscillazioni meteo-climatiche precedentemente evidenziate, sono stati considerati congiuntamente i valori del quadriennio 2014-2017.

La figura 5M mostra il raggruppamento dei capoluoghi in cinque classi. Il primo gruppo (*verde*) si caratterizza sia per livelli minimi di combustione e precipitazioni sia per uno stato della qualità dell'aria ottimale, ne fanno parte comuni di Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna più L'Aquila e Isernia. Il secondo gruppo (*giallo*) si differenzia dal precedente per livelli di combustione, inquinamento e precipitazioni appena sopra quelli minimi e include la gran parte dei capoluoghi del Centro. Segue l'insieme dei livelli medi (*arancio*) che raggruppa i capoluoghi di piccola e media dimensione demografica del Nord e della Campania più le città di Bari, Catania e Cagliari. Infine, i due gruppi (*blu e rosso*) con i livelli sempre maggiori di inquinamento e combustione concentrati in pianura Padana insieme alle città più grandi del Centro e del Mezzogiorno.

L'analisi dei gruppi (*cluster analysis*), oltre a confermare l'ovvia associazione tra le variabili considerate, fornisce come valore aggiunto la geo-localizzazione delle realtà urbane che si classificano secondo alcune combinazioni tra i livelli dei fenomeni. Al primo sguardo i capoluoghi si distribuiscono secondo il classico gradiente Nord – Centro – Mezzogiorno. In effetti, la quantità dei combustibili impiegata e le condizioni meteorologiche sono fortemente collegate alla collocazione geografica dei comuni capoluogo, fatto che consente un raggruppamento delle città funzionale alla geomorfologia del territorio italiano.

Scendendo però più in profondità emerge anche la dualità tra grandi aree urbane (con maggiori pressioni ambientali) e altre città, infatti Firenze, Roma, Napoli e Palermo si associano al gruppo dei capoluoghi padani e non vengono più caratterizzate dalla loro collocazione geografica.

⁷⁰ Particolato (PM₁₀ e PM_{2,5}), biossidi di azoto (NO₂), ozono (O₃) e benzo(a)pirene (BaP).

Gruppi di comuni capoluogo di provincia/città metropolitana somiglianti per livelli d'inquinamento atmosferico (1), consumo di combustibili (2) e precipitazioni – Anni 2014-2017

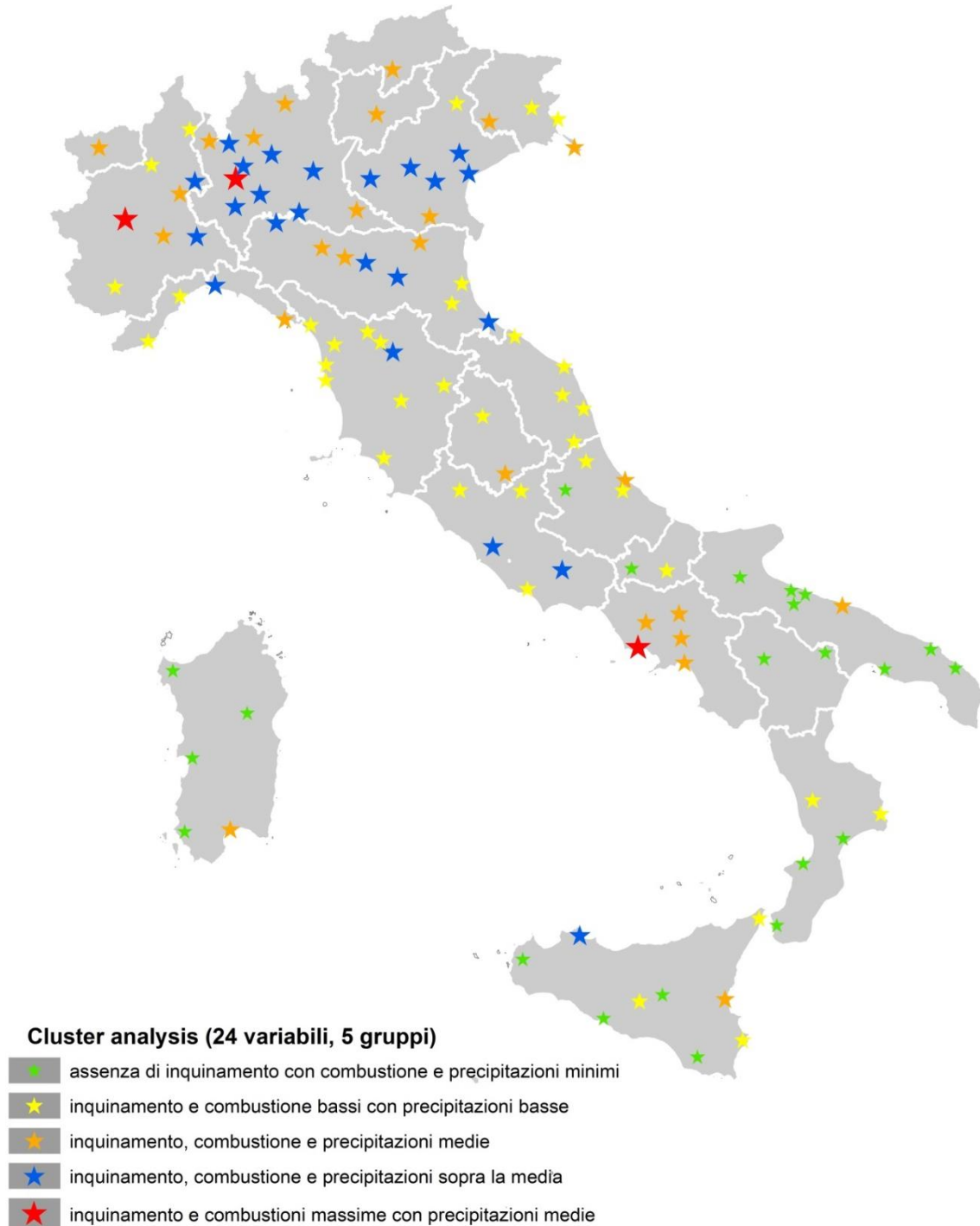


Figura 5M

Fonte: Istat, *Dati ambientali nelle città*, Mipaaf

(1) Percentuale di parametri di inquinanti sopra soglia e concentrazione media annua di PM₁₀ e NO₂.

(2) Densità di gas naturale distribuito per superficie urbanizzata e densità veicolare per superficie comunale.

APPENDICE A

TABELLA BE-1. -Bilancio dell' Energia in Italia
(in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilità e impieghi	2013						2014						2015					
	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale
1 Produzione	0,36	6,34	5,50	31,63		43,82	0,35	5,86	5,77	32,61		44,58	0,39	5,55	5,47	30,69		42,10
2 Importazione	13,49	50,76	77,82	2,30	9,75	154,11	13,46	45,67	71,19	2,22	10,28	142,83	13,00	50,12	80,53	1,99	11,19	156,83
3 Esportazione	0,17	0,19	24,06	0,05	0,48	24,96	0,24	0,19	20,31	0,14	0,67	21,55	0,27	0,18	27,47	0,12	0,98	29,02
4 Variazione scorte	-0,49	-0,49	0,91	0,05		-0,02	-0,12	0,62	-0,63	0,02		-0,11	0,06	0,19	-0,16	-0,01		0,08
5 Totale disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,16	57,39	58,34	33,83	9,27	172,99	13,69	50,71	57,27	34,67	9,62	165,97	13,05	55,30	58,69	32,58	10,20	169,82
6 Consumi e perdite del settore energetico (b)	-0,14	-1,53	-3,82	-0,01	-40,90	-46,41	-0,12	-1,68	-3,55	-0,01	-40,84	-46,20	-0,15	-1,61	-4,07	-0,01	-39,88	-45,71
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,09	-16,88	-2,48	-25,90	56,34		-10,65	-14,65	-2,34	-27,79	55,43		-10,55	-16,89	-2,19	-24,78	54,40	
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,93	38,98	52,05	7,91	24,72	126,59	2,93	34,39	51,38	6,87	24,21	119,77	2,35	36,81	52,44	7,79	24,72	124,11
-industria	2,86	12,13	3,79	0,03	9,37	28,18	2,85	11,87	3,98	0,03	9,20	27,93	2,28	11,47	4,00	0,10	9,17	27,01
-trasporti	-	0,81	34,90	1,19	0,93	37,82	-	0,86	35,33	1,03	0,90	38,12	-	0,90	35,78	1,15	0,93	38,77
-usi civili (c)	0,00	25,46	3,43	6,68	13,94	49,51	0,00	21,02	2,94	5,80	13,65	43,42	0,00	23,73	3,08	6,51	14,14	47,46
-agricoltura		0,13	2,11	0,01	0,49	2,74		0,12	2,13	0,01	0,46	2,72		0,14	2,15	0,02	0,49	2,80
-usi non energetici	0,07	0,45	5,39	0,00	-	5,91	0,08	0,51	4,71	0,00	-	5,30	0,08	0,57	4,82	0,00	-	5,47
-bunkeraggi	-	-	2,43	-	-	2,43	-	-	2,29	-	-	2,29	-	-	2,60	-	-	2,60

Disponibilità e impieghi	2016						2017						2018 (d)					
	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale	solidi	gas (e)	petrolio	rinnovabili (a)	energia elettrica (a)	totale
1 Produzione	0,31	4,74	3,75	30,35		39,15	0,33	4,54	4,14	30,14		39,15	0,25	4,46	4,68	34,02	0,00	43,42
2 Importazione	11,40	53,47	81,59	1,96	9,50	157,93	10,33	57,04	84,75	1,91	9,44	163,46	9,48	55,59	81,49	1,57	10,38	158,51
3 Esportazione	0,27	0,17	28,96	0,23	1,35	30,99	0,27	0,22	31,99	0,33	1,13	33,94	0,25	0,32	29,53	0,27	0,72	31,09
4 Variazione scorte	-0,28	-0,05	-1,22	0,00		-1,55	0,00	-0,19	-0,83	0,03		-1,00	0,24	0,22	-1,92	0,00	0,00	-1,47
5 Totale disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	11,73	58,08	57,59	32,09	8,15	167,63	10,40	61,55	57,73	31,68	8,31	169,67	9,24	59,51	58,57	35,33	9,66	172,31
6 Consumi e perdite del settore energetico (b)	-0,02	-1,67	-3,49	0,00	-38,16	-43,33	-0,19	-2,05	-3,85	0,00	-38,08	-44,17	-0,18	-1,91	-3,72	0,00	-39,16	-44,97
7 Trasformazione in energia elettrica	-8,89	-19,19	-1,90	-24,63	54,61		-8,02	-21,43	-1,80	-23,63	54,88		-6,90	-19,81	-1,68	-26,37	54,75	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,82	37,22	52,20	7,46	24,60	124,30	2,19	38,07	52,08	8,05	25,11	125,50	2,16	37,80	53,18	8,96	25,25	127,34
-industria	2,76	11,91	3,13	0,13	9,21	27,14	2,13	12,51	2,96	0,12	9,40	27,12	2,11	12,64	2,88	0,13	9,48	27,23
-trasporti	-	0,89	36,04	1,05	0,96	38,94	-	0,86	35,97	1,07	0,98	38,89	-	0,86	37,03	1,27	0,99	40,14
-usi civili (c)	0,00	23,64	3,07	6,24	13,95	46,89	0,00	23,91	2,84	6,83	14,22	47,79	0,00	23,55	2,79	7,52	14,25	48,12
-agricoltura		0,13	2,17	0,04	0,48	2,82		0,14	2,28	0,04	0,52	2,96	0,00	0,13	2,31	0,04	0,52	3,00
-usi non energetici	0,06	0,65	4,85	0,00	-	5,56	0,06	0,65	4,95	0,00	-	5,66	0,05	0,62	5,02	0,00	-	5,69
-bunkeraggi	-	-	2,95	-	-	2,95	-	-	3,07	-	-	3,07	-	-	3,15	0,00	-	3,15

Le tabelle sono state tutte riviste rispetto agli anni precedenti in quanto i dati sulla produzione idroelettrica sono al netto dei pompaggi

I combustibili solidi includono espansione di gas compresso, gas di acciaieria ad ossigeno e residui di processi chimici

(a) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica) ed importazioni/esportazioni dall'estero valutate a input termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal per kWh.

(b) In conformità con altre fonti statistiche è stato adottato per l'energia elettrica, nella parte del bilancio riguardante gli impieghi dell'energia, il coefficiente di conversione di 860 kcal per kWh. Pertanto le differenze tra i coefficienti convenzionali adottati per l'energia elettrica primaria o di importazione (2.200 kcal per kWh) e quelli effettivi delle centrali termoelettriche, rispetto al coefficiente assunto di 860 kcal per kWh, sono incluse nella riga "Consumi e perdite del settore energetico" alla colonna totale.

L'utilizzo, anche dal lato degli impieghi del coefficiente di conversione convenzionale di 2.200 kcal per kWh potrebbe peraltro meglio evidenziare, anche a livello di singolo settore di utilizzo, il fabbisogno di fonti energetiche effettivamente impiegate per la trasformazione in energia elettrica.

(c) Comprende i consumi del settore domestico, del commercio, dei servizi, della Pubblica Amministrazione.

(d) valori provvisori

TABELLA BE-2. - Bilancio di copertura dell'energia elettrica richiesta in Italia

(in miliardi di kWh)

	2013	2014	2015	2016
Produzione lorda di energia elettrica (a)				
idroelettrica (a)	52,8	58,5	45,5	42,4
geotermoelettrica	5,7	5,9	6,2	6,3
altre rinnovabili (b)	53,6	56,2	57,2	59,4
termoelettrica tradizionale	175,9	157,4	172,7	179,9
di cui da:				
carbone	45,1	43,4	43,2	35,6
gas naturale	108,9	93,6	110,9	126,2
prodotti petroliferi (c)	5,4	4,8	5,6	4,1
altri combustibili (d)	16,5	15,6	13,0	14,0
1. Totale produzione (a)	287,9	278,1	281,6	288,0
2. Assorbimento per servizi ausiliari di centrale (e)	11,0	10,7	10,6	10,1
3. Perdite per pompaggio	0,6	0,6	0,5	0,6
4. Saldo import-export	42,1	43,7	46,4	37,0
5. Energia elettrica richiesta (1-2-3+4) (f)	318,5	310,6	316,9	314,3

(a) Al netto degli apporti da pompaggio.

(b) Solare, eolico, rifiuti solidi urbani [solo frazione rinnovabile], colture e rifiuti agro-industriali, biogas.

(c) Olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio, orimulsion e gas residui di raffineria.

(d) Gas di cokeria e d'altoforno, gas d'acciaieria, prodotti e calore di recupero, espansione di gas in pressione.

(e) A partire dal 1983 nella voce "assorbimenti per servizi ausiliari di centrale", in conformità alla metodologia internazionale, sono comprese le perdite relative ai trasformatori di centrali, in precedenza comprese nelle perdite di trasmissione e di distribuzione.

(f) L'energia elettrica richiesta sulla rete, pari ai consumi degli utilizzatori ultimi più le perdite di trasmissione e di distribuzione, risponde alla produzione netta disponibile (al netto cioè degli assorbimenti per servizi ausiliari e per pompaggi) e al saldo fra importazioni ed esportazioni dall'estero.

(g) Dati provvisori

TABELLA BE-3.- Importazioni di petrolio greggio per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	16.172	27,7	10.126	18,9	8.919	14,3	8.376	13,8	7.923	11,9	7.239	11,7
Russia	10.391	17,8	8.582	16,0	8.046	12,9	6.420	10,5	6.539	9,9	5.679	9,2
Norvegia	625	1,1	901	1,7	263	0,4	1.005	1,7	1.293	1,9	1.219	2,0
Regno Unito	329	0,6	165	0,3	248	0,4	650	1,1	0	0,0	168	0,3
Grecia	70	0,1	81	0,2	81	0,1	81	0,1	0	0,0	102	0,2
Albania	359	0,6	397	0,7	281	0,4	220	0,4	91	0,1	71	0,1
Ucraina	341	0,6	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Altri Ue	4.057	7,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0	0	0,0
Asia	13.522	23,2	13.590	25,3	16.570	26,5	14.125	23,2	15.940	24,0	14.680	23,7
Azerbaigian	9.925	17,0	9.158	17,1	11.189	17,9	8.880	14,6	12.299	18,5	11.793	19,0
Kazakistan	3.597	6,2	4.432	8,3	5.381	8,6	4.272	7,0	3.476	5,2	2.887	4,7
Turkmenistan	0	0,0	0	0,0	0	0,0	973	1,6	165	0,2	0	0,0
America	649	1,1	3.782	7,0	1.504	2,4	1.798	3,0	2.837	4,3	2.461	4,0
U.S.A.	375	0,6	0	0,0	220	0,4	671	1,1	1.521	2,3	1.548	2,5
Canada	0,0	0,0	1.994	3,7	0	0,0	419	0,7	780	1,2	775	1,2
Venezuela	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	193	0,3	138	0,2
Messico	0,0	0,0	515	1,0	613	1,0	334	0,5	199	0,3	0	0,0
Brasile	0,0	0,0	64	0,1	94	0,2	199	0,3	0	0,0	0	0,0
Colombia	274	0,5	1.209	2,3	577	0,9	175	0,3	144	0,2	0	0,0
Africa	15.867	27,2	13.295	24,8	18.152	29,1	13.328	21,9	11.936	18,0	14.138	22,8
Libia	7.621	13,1	4.197	7,8	3.934	6,3	3.102	5,1	5.139	7,7	6.328	10,2
Nigeria	2.998	5,1	1.382	2,6	1.926	3,1	1.464	2,4	1.663	2,5	2.274	3,7
Algeria	1.712	2,9	1.074	2,0	1.103	1,8	989	1,6	1.089	1,6	1.484	2,4
Egitto	1.278	2,2	1.437	2,7	2.712	4,3	1.462	2,4	989	1,5	1.303	2,1
Angola	762	1,3	1.832	3,4	2.792	4,5	1.479	2,4	931	1,4	956	1,5
Camerun	0	0,0	383	0,7	308	0,5	906	1,5	649	1,0	743	1,2
Tunisia	211	0,4	496	0,9	454	0,7	426	0,7	441	0,7	413	0,7
Guinea Equatoriale	0	0,0	0	0,0	630	1,0	795	1,3	388	0,6	360	0,6
Gabon	342	0,6	451	0,8	1.179	1,9	1.080	1,8	318	0,5	139	0,2
Altri	943	1,6	2.043	3,8	3.114	5,0	1.625	2,7	329	0,5	138	0,2
Mediooriente	12.088	20,7	12.907	24,0	17.310	27,7	23.250	38,2	27.714	41,8	23.534	37,9
Iraq	5.097	8,7	6.371	11,9	11.616	18,6	11.975	19,7	8.655	13,0	9.224	14,9
Arabia Saudita	6.755	11,6	5.879	10,9	5.508	8,8	5.777	9,5	6.055	9,1	7.236	11,7
Iran	0	0,0	446	0,8	0	0,0	2.424	4,0	9.324	14,1	6.033	9,7
Kuwait	79	0,1	211	0,4	186	0,3	3.074	5,0	3.680	5,5	1.041	1,7
Dubay	157											
Totale Generale	58.298	100,0	53.700	100,0	62.455	100,0	60.877	100,0	66.350	100,0	62.052	100,0

TABELLA BE-4. -Importazioni di semilavorati petroliferi per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	7.007	99,1	4.867	98,7	5.955	97,1	5.620	91,4	2.700	73,0	2.661	81,0
Russia	5.949	0,0	4.020	0,0	4.144	58,4	3.884	1,1	1.920	51,9	2.004	61,0
Malta	0	0,0	183	0,6	165	2,3	232	1,6	368	9,9	289	8,8
Regno Unito	0	0,4	0	0,0	0	0,0	8	0,1	0	0,0	67	2,0
Croazia	36	0,3	0	0,0	0	0,0	62	0,9	55	1,5	65	2,0
Svizzera	0	1,1	0	0,0	0	0,0	120	1,8	0	0,0	60	1,8
Norvegia	0	0,4	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	36	1,1
Grecia	85	1,1	60	1,0	35	0,5	0	0,0	30	0,8	33	1,0
Spagna	62	0,8	88	1,5	196	2,8	266	4,0	176	4,8	33	1,0
Francia	35	0,4	127	2,1	188	2,6	124	1,8	51	1,4	29	0,9
Ucraina	229	2,2	125	2,1	98	1,4	0	0,0	0	0,0	28	0,9
Olanda	33	0,4	0	0,0	0	0,0	115	1,7	27	0,7	17	0,5
Svezia	30	1,5	0	0,0	0	0,0	0	0,2	22	0,6	0	0,0
Danimarca	0	1,2	33	0,6	0	0,0	98	0,5	0	0,0	0	0,0
Altri	548	2,8	231	3,9	166	2,3	134	0,3	51	1,4	0	0,0
America	0				8	0,1						
U.S.A.	-				8	0,1						
Asia	944	11,7	970	16,4	1.020	14,4	576	8,6	333	9,0	209	6,4
Georgia	94	1,2	157	2,7	276	3,9	32	0,5	0	0,0	97	3,0
Turkmenistan	596	7,4	496	8,4	288	4,1	174	2,6	131	3,5	66	2,0
Azerbaigian	31	0,4	236	4,0	319	4,5	354	5,3	46	1,2	35	1,1
Kazakistan	223	2,8	81	1,4	79	1,1	16	0,2	121	3,3	11	0,3
Altri	0	0,0	0	0,0	58	0,8	0	0,0	35	0,9	0	0,0
Africa	73	0,9	74	1,3	116	1,9	513	8,3	377	10,2	401	12,2
Libia	0	0,5	1	1,2	45	0,0	175	0,0	49	1,3	211	6,4
Gabon	25	0,0	0	0,0	0	0,1	87	0,9	182	4,9	55	1,7
Tunisia	12	0,0	0	0,0	0	0,0	169	2,5	0	0,0	55	1,7
Egitto	0	0,0	0	0,0	5	0,7	53	2,8	33	0,9	53	1,6
Angola	0	0,2	0	0,0	0	0,0	28	2,7	27	0,7	27	0,8
Altri	36	0,3	73	0,0	66	1,1	1	1,9	86	2,3	0	0,0
Medio Oriente	2	0,0	0	0,0	2	0,0	19	0,3	289	7,8	14	0,4
Israele							19	0,3	92	2,5	14	0,4
Iran									168	4,5		
Iraq	2	0,0							29	0,8		
Varie	35	0,4										
Totale generale	8.061	100,0	5.911	100,0	7.101	100,0	6.728	100,0	3.699	100,0	3.285	100,0

TABELLA BE-5. - Importazioni di greggio, semilavorati e prodotti per Aree di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE	2016		2017		2018	
	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti
Europa	8.376	12.138	7.923	9.892	7.239	9.853
America	1.798	1.007	2.837	979	2.461	809
Asia	14.125	1.812	15.940	1.206	14.680	1.420
Africa	13.328	3.830	11.936	3.263	14.138	3.811
Medio Oriente	23.250	2.026	27.714	3.293	23.534	3.126
Altre		158		0		136
Totale Generale	60.877	20.971	66.350	18.633	62.052	19.155

Nelle importazioni di prodotti è compreso il coke di petrolio

Esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti per Aree di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

AREE	2016		2017		2018	
	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti
Europa	624	16.597	658	17.607	502	17.721
America	0	737	0	1.010	0	2.139
Asia		1.684		2.290		1.075
Africa	0	5.241	0	6.001	0	5.974
Medio Oriente	0	2.897	0	2.844	0	1.367
Oceania	0	1.281	0	956	0	529
Totale Generale	624	28.437	658	30.708	502	28.805

Tabella BE-6.- Importazioni di prodotti petroliferi per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	5.679	47,5	5.272	45,7	5.507	45,5	6.518	45,8	7.192	48,2	7.192	45,3
Spagna	1.449	12,1	946	8,2	995	8,2	1.562	11,0	1.672	11,2	1.483	9,3
Russia	540	4,5	672	5,8	624	5,2	987	6,9	954	6,4	1.296	8,2
Grecia	562	4,7	642	5,6	1.000	8,3	1.104	7,8	1.735	11,6	1.073	6,8
Francia	659	5,5	603	5,2	757	6,3	803	5,6	610	4,1	857	5,4
Slovenia	21	0,2	37	0,3	48	0,4	120	0,8	87	0,6	319	2,0
Austria	23	0,2	38	0,3	181	1,5	208	1,5	236	1,6	301	1,9
Croazia	44	0,4	16	0,1	54	0,4	105	0,7	103	0,7	291	1,8
Olanda	336	2,8	249	2,2	89	0,7	341	2,4	299	2,0	249	1,6
Bulgaria	139	1,2	180	1,6	162	1,3	73	0,5	50	0,3	243	1,5
Belgio	164	1,4	247	2,1	154	1,3	297	2,1	253	1,7	166	1,0
Malta	109	0,9	273	2,4	189	1,6	227	1,6	85	0,6	164	1,0
Regno Unito	145	1,2	86	0,7	52	0,4	46	0,3	84	0,6	163	1,0
Turchia	245	2,1	163	1,4	305	2,5	182	1,3	219	1,5	153	1,0
Svizzera	36	0,3	29	0,3	21	0,2	96	0,7	79	0,5	106	0,7
Ucraina	91	0,8	107	0,9	56	0,5	0	0,0	17	0,1	87	0,5
Altri	1.116	9,3	984	8,5	820	6,8	367	2,6	709	4,7	241	1,5
America	910	7,6	1394	12,1	545	4,5	1007	7,1	979	6,6	809	5,1
U.S.A.	890	7,5	1.319	11,4	543	4,5	884	6,2	817	5,5	807	5,1
Brasile		0,0	5	0,0		0,0	82	0,6	40	0,3	2	0,0
Argentina		0,0	31	0,3		0,0	0	0,0	0	0,0		
Altri	20	0,2	39	0,3	2	0,0	41	0,3	122	0,8		
Asia	975	8,2	877	7,6	596	4,9	1236	8,7	873	5,8	1211	7,6
India	729	6,1	707	6,1	268	2,2	831	5,8	545	3,6	821	5,2
Singapore	3	0,0	39	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	163	1,0
Indonesia	5	0,0	51	0,4	169	1,4	222	1,6	309	2,1	149	0,9
Malaysia	93	0,8	0	0,0	25	0,2	0	0,0	8	0,1	68	0,4
Kazakistan	9	0,1	8	0,1	30	0,2	18	0,1	4	0,0	9	0,1
Georgia	35	0,3	33	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,0
Altri	101	0,8	39	0,3	104	0,9	165	1,2	7	0,0	0	0,0
Africa	3.635	30,4	3.160	27,4	3.172	26,2	3.317	23,3	2.886	19,3	3.410	21,5
Algeria	1.209	10,1	1.442	12,5	1.888	15,6	1.999	14,0	1.725	11,6	1.737	10,9
Egitto	572	4,8	871	7,6	632	5,2	613	4,3	729	4,9	714	4,5
Libia	1.587	13,3	630	5,5	456	3,8	361	2,5	341	2,3	703	4,4
Emirati Arabi	0	-	0	-	52	0,4	67	0,5	0	0,0	193	1,2
Tunisia	188	1,6	159	1,4	105	0,9	238	1,7	91	0,6	63	0,4
Altri	79	0,7	58	0,5	39	0,3	39	0,3	0	0,0	0	0,0
Medio Oriente	665	5,6	830	7,2	2247	18,6	2007	14,1	3004	20,1	3112	19,6
Arabia Saudita	220	1,8	488	4,2	1797	14,9	1514	10,6	2213	14,8	2455	15,5
Qatar	28	0,2	48	0,4	3	0,0	15	0,1	0	0,0	199	1,3
Israele	164	1,4	135	1,2	154	1,3	121	0,8	179	1,2	159	1,0
Abudhabi	119	1,0	101	0,9	64	0,5	151	1,1	384	2,6	155	1,0
Dubay	0	0,0	0	0,0	0	0,0	41	0,3	122	0,8	144	0,9
Altri	134	1,1	58	0,5	229	1,9	165	1,2	106	0,7	0	0,0
Altri non Ue	64	0,5		0,0	27	0,2	158	1,1		0,0	136	0,9
Sconosciuto	18	0,2		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
Totale generale	11.946	100,0	11.533	100,0	12.094	100,0	14.243	100,0	14.934	100,0	15.870	100,0

Nelle importazioni di prodotti è compreso il coke di petrolio, gli additivi/ossigenati ed i biocarburanti

TABELLA BE-7. - Esportazioni di greggio e semilavorati petroliferi per Aree e principali Paesi di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

Semilavorati

Aree e Paesi	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	580	63,9	409	44,3	263	48,3	802	69,0	576	61,7	753	53,5
Gibilterra	0	0,0	25	2,7	49	9,0	14	1,2	72	7,7	256	18,2
Belgio	33	3,6	74	8,0	42	7,7	238	20,5	11	1,2	139	9,9
Germania	54	6,0	54	5,9	58	10,6	78	6,7	80	8,6	71	5,0
Olanda	63	6,9	20	2,2	35	6,4	156	13,4	191	20,4	62	4,4
Spagna	112	12,3	33	3,6	0	0,0	99	8,5	13	1,4	48	3,4
Regno Unito	0	0,0	83	9,0	10	1,8	10	0,9	0	0,0	41	2,9
Malta	66	7,3	0	0,0	0	0,0	15	1,3	0	0,0	40	2,8
Altri	252	27,8	120	13,0	69	12,7	192	16,5	209	22,4	96	6,8
America	195	21,5	365	39,5	173	31,7	150	12,9	113	12,1	396	28,1
U.S.A.	195	21,5	365	39,5	173	31,7	150	12,9	102	10,9	396	28,1
Canada									11			
Asia	50	5,5	19	2,1	67	12,3	54	4,6	184	19,7	134	9,5
Africa	33	3,6		0,0		0,0	34	2,9	5	0,5	33	2,3
Medio Oriente		0,0	66	7,2		0,0	50	4,3	15	1,6	27	1,9
Altri	50	5,5	63	6,8	42	7,7	72	6,2	41	4,4	65	4,6
Totale Generale	907	100,0	923	100,0	545	100,0	1162	100,0	934	100,0	1408	100,0

Greggio

Aree e Paesi	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	471	90,2	358	100,3	650	91,7	624	100,0	658	94,4	502	100,0
Olanda	58	11,1	29,0	8,1	0,0	0,0	30,0	4,8	29,0	4,2	208,0	41,4
Francia	0	0,0	91	25,5	117	16,5	266	42,6	205	29,4	118	23,5
Turchia	265	50,8	148	41,5	298	42,0	31	5,0	114	16,4	87	17,3
Germania	119	22,8	90	25,2	148	20,9	181	29,0	232	33,3	60	12,0
Bulgaria	0	0,0	0,0	0,0	87,0	12,3	87,0	13,9	29,0	4,2	29,0	5,8
Spagna	29	5,6	0	0,0	0	0,0	29	4,6	0	0,0	0	0,0
Grecia	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	22	3,2	0	0,0
Gibilterra	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,0	3,9	0,0	0,0
Africa	0	0,0	0	0,0	59	8,3		0,0		0,0		0,0
Egitto		0,0		0,0	59	8,3		0,0		0,0		0,0
America		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
U.S.A.		0,0		0,0		0,0		0,0	39,0	5,6		0,0
Medio Oriente	51	9,8		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
Iraq	51	9,8		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
Totale Generale	522	100,0	357	100,0	709	100,0	624	100,0	697	100,0	502	100,0

TABELLA BE-8. - Esportazioni di prodotti petroliferi per Aree e Paesi di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	17.616	62,9	13.966	59,8	11.092	55,7	15.795	57,9	17.031	57,2	16.968	61,9
Spagna	1.190	4,2	1.270	5,4	2.032	10,2	3.512	12,9	4.236	14,2	4.146	15,1
Slovenia	1.301	4,6	722	3,1	1.380	6,9	1.488	5,5	1.527	5,1	1.832	6,7
Svizzera	1.988	7,1	1.657	7,1	1.754	8,8	1.514	5,6	1.771	5,9	1.819	6,6
Olanda	424	1,5	481	2,1	1.003	5,0	1.299	4,8	1.581	5,3	1.504	5,5
Francia	1.361	4,9	822	3,5	1.274	6,4	1.562	5,7	1.454	4,9	1.404	5,1
Gibilterra	0	0,0	139	0,6	742	3,7	1.143	4,2	1.005	3,4	1.253	4,6
Turchia	2.093	7,5	1.955	8,4	2.221	11,2	1.625	6,0	1.645	5,5	1.208	4,4
Malta	595	2,1	608	2,6	819	4,1	753	2,8	789	2,6	950	3,5
Croazia	454	1,6	25	0,1	430	2,2	482	1,8	856	2,9	910	3,3
Regno Unito	958	3,4	585	2,5	558	2,8	564	2,1	752	2,5	509	1,9
Austria	370	1,3	332	1,4	291	1,5	567	2,1	512	1,7	490	1,8
Cipro	13	0,0	10	0,0	79	0,4	24	0,1	185	0,6	304	1,1
Ucraina	123	0,4	0	0,0	0	0,0	1	0,0	96	0,3	271	1,0
Albania	317	1,1	183	0,8	503	2,5	444	1,6	314	1,1	204	0,7
Belgio	232	0,8	263	1,1	386	1,9	817	3,0	308	1,0	164	0,6
Germania	102	0,4	77	0,3	65	0,3	79	0,3	118	0,4	109	0,4
Grecia	315	1,1	87	0,4	114	0,6	245	0,9	189	0,6	102	0,4
Altri	975	3,5	272	1,2	464	2,3	339	1,2	343	1,2	239	0,9
America	1.968	7,0	824	3,5	427	2,1	587	2,2	897	3,0	1.743	6,4
U.S.A.	412	1,5	229	1,0	532	2,7	411	1,5	469	1,6	1.302	4,8
Brasile	80	0,3	88	0,4	16	0,1	134	0,5	305	1,0	225	0,8
Altri	325	1,2	108	0,5	204	1,0	42	0,2	123	0,4	216	0,8
Asia	501	1,8	827	3,5	1.033	5,2	1.630	6,0	2.106	7,1	941	3,4
Singapore	333	1,2	665	2,8	795	4,0	934	3,4	1.175	3,9	523	1,9
Indonesia	4	0,0	0	0,0	39	0,2	217	0,8	79	0,3	127	0,5
Cina	54	0,2	3	0,0	17	0,1	83	0,3	83	0,3	121	0,4
Taiwan	3	0,0	1	0,0	1	0,0	7	0,0	93	0,3	85	0,3
India	6	0,0	23	0,1	10	0,1	16	0,1	110	0,4	38	0,1
Corea del Sud	0	0,0	46	0,2	55	0,3	32	0,1	84	0,3	33	0,1
Altri	101	0,4	89	0,4	116	0,6	341	1,3	482	1,6	14	0,1
Africa	5.477	19,6	5.192	22,2	4.741	23,8	5.207	19,1	5.996	20,1	5.941	21,7
Tunisia	905	3,2	998	4,3	1.126	5,7	977	3,6	1.534	5,2	1.763	6,4
Libia	1.899	6,8	1.809	7,7	1.664	8,4	1.494	5,5	1.285	4,3	1.140	4,2
Marocco	332	1,2	203	0,9	399	2,0	494	1,8	832	2,8	890	3,2
Algeria	901	3,2	750	3,2	1.180	5,9	760	2,8	1.033	3,5	841	3,1
Egitto	917	3,3	618	2,6	781	3,9	1.208	4,4	785	2,6	518	1,9
Altri	238	0,8	372	1,6	386	1,9	274	1,0	527	1,8	789	2,9
Medio Oriente	2.357	8,4	2.563	11,0	2.601	13,1	2.847	10,4	2.829	9,5	1.340	4,9
Libano	825	2,9	669	2,9	750	3,8	800	2,9	1.367	4,6	880	3,2
Abudhabi	314	1,1	330	1,4	349	1,8	354	1,3	360	1,2	271	1,0
Israele	251	0,9	113	0,5	175	0,9	232	0,9	335	1,1	159	0,6
Arabia Saudita	1.013	3,6	1.489	6,4	1.899	9,5	1.394	5,1	728	2,4	29	0,1
Altri	161	0,6	0	0,0	0	0,0	67	0,2	39	0,1	1	0,0
Oceania	15	0,1	1	0,0	14	0,1	1	0,0	1	0,0	4	0,0
Varie	1.135	4,1	1.604	6,9	2.139	10,7	1.208	4,4	914	3,1	460	1,7
Totale generale	28.002	100,0	23.373	100,0	19.908	100,0	27.275	100,0	29.774	100,0	27.397	100,0

TABELLA BE-9. - Importazioni di combustibili solidi per Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

CARBONE DA COKE

PAESI	2013	2014	2015	2016	2017	2018
U.E.		7				5
USA	1.414	1.371	1.269	1.419	1.631	1.595
Russia	56	27			15	
Polonia						
Ucraina					11	27
Canada	669	366	266	300	303	210
Australia	744	591	757	711	297	436
Sud Africa						
Venezuela						
Colombia						
Croazia						
Altri						
Totale	2.883	2.362	2.292	2.430	2.257	2.273

CARBONE DA VAPORE

PAESI	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Spagna	474	790	482	208		43
USA	4.303	4.059	1.701	287	1.276	1.926
Russia	4.355	3.974	4.064	4.501	5.540	4.943
Ucraina	21	13			63	171
Kazakistan	36	566	480	632	706	623
Canada	467	357				
Australia					60	
Sud Africa	2.156	1.772	4.144	3.196	1.123	296
Venezuela	92	123	88	74		31
Colombia	1.928	2.333	2.930	4.406	3.336	2.847
Indonesia	3.440	3.569	3.387	1.079	879	859
Altri		10	63	6	39	
Totale	17.272	17.566	17.339	14.389	13.022	11.739

ALTRI E LIGNITE

PAESI	2013	2014	2015	2016	2017	2018
U.E.	5	3	3	2	2	2
USA	0	0	0	0		
Russia	0	0	0	0		
Ucraina	0	0	0	0		
Australia	0	0	0	0		
Sud Africa	0	0	0	0		
Altri	0	0	0	0		
Totale	5	3	3	2	2	2

TOTALE SOLIDI

PAESI	2013	2014	2015	2016	2017	2018
U.E.	479	800	548	210	41	49
USA	5.717	5.430	2.971	1.706	2.908	3.521
Russia	4.411	4.002	4.064	4.501	5.555	4.943
Ucraina	21	13			74	199
Canada	1.136	723	266	300	303	210
Australia	744	591	757	717	357	436
Sud Africa	2.156	1.772	4.144	3.196	1.123	296
Venezuela	92	123	88	74		31
Colombia	1.928	2.333	2.930	4.406	3.336	2.847
Indonesia	3.440	3.569	3.387	1.079	879	859
Altri	36	576	480	632	706	623
Totale	20.160	19.932	19.635	16.821	15.282	14.014

TABELLA BE-10. - Bilancio del gas naturale
(milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (a)
Produzione nazionale	7.735	7.149	6.771	5.785	5.538	5.443
Importazione (1)(*)	61.966	55.757	61.266	65.284	69.651	67.874
Russia (**)	31.262	26.781	31.029	29.352	33.108	32.366
Algeria	12.518	6.777	7.642	19.286	19.511	17.970
Qatar	5.322	4.387	5.745	5.521	6.738	6.535
Libia	5.705	6.513	7.080	4.840	4.641	4.466
Norvegia	2.004	2.666	2.624	975	2.599	3.159
Olanda	2.781	6.530	4.916	2.742	1.212	1.222
Croazia	367	377	364	379	188	105
Nigeria	0	0	20	92	160	89
Danimarca	0	64	52	71	105	140
Regno Unito	51	64	49	71	105	140
Trinidad e Tobago	0	55	0	0	87	
Stati Uniti	0	0	0	67	84	645
Slovenia	0	0	23	2	11	8
Spagna	0	1	3	2	2	1
Francia	0	34	1	1	2	2
Non specificati/Altri	1.956	1.508	1.718	1.883	1.099	1.026
Esportazione	228	237	221	212	273	395
Variazione scorte	-596	757	293	-57	-235	258
TOTALE disponibilità	70.069	61.912	67.523	70.914	75.151	72.664

(a) Valori provvisori

(*) Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

Il gas importato in regime di swap è quindi contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

(**) Sono qui ricompresi anche quantitativi precedentemente rilevati come provenienti da Germania e Austria che erano in realtà meri transiti.

(1) Di cui: Importazione di GNL (milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (a)
Qatar	5.322	4.387	5.745	5.521	6.738	6.535
Algeria	293	127	54	350	818	876
Nigeria	0	0	20	92	160	89
Trinidad e Tobago	0	55	0	0	87	
Stati Uniti	0	0	0	67	84	645
Norvegia	0	0	0	80	107	160
Spagna	0	0	0	0	2	1
Francia	0	0	0	0	2	1
Non specificati/Altri	5	5	0	111	544	435
Totale Importazione di GNL	5.620	4.574	5.819	6.221	8.541	8.742

BE-11. - Importazioni di combustibili solidi fossili per Aree di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE	Carbone da coke		Carbone da vapore		Altri e lignite		Totale carboni	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Europa	26	32	6.309	5.780	2	2	6.337	5.814
America	1.934	1.805	4.612	4.804	0	0	6.546	6.609
Asia			879	859			879	859
Africa	0	0	1.123	296			1.123	296
Oceania	297	436	60	0	0	0	357	436
Altri	0	0	39	0	0	0	39	0
Totale	2.257	2.273	13.022	11.739	2	2	15.281	14.014

TABELLA BE-12. - Il consumo dei principali prodotti petroliferi
(In migliaia di tonnellate)

PRODOTTI	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Benzina	8.025	7.901	7.822	7.599	7.287	7.329
di cui: per autotrazione	7.924	7.652	7.601	7.399	7.148	7.210
Petrolio	7	5	5	4	4	3
Gasolio	25.915	26.106	26.592	26.577	26.294	27.493
di cui: per autotrazione	22.400	22.820	23.249	23.217	23.037	24.109
per riscaldamento	1.385	1.138	1.174	1.148	1.018	1.003
per usi agricoli	1.861	1.868	1.897	1.946	2.050	2.108
per usi industriali	269	280	272	266	255	273
Olio combustibile	1.482	1.377	1.939	964	991	831
Gas di petrolio liquefatti	3.282	3.079	3.250	3.355	3.358	3.266
Carboturbo	3.696	3.775	3.885	4.144	4.385	4.686
Bitume	1.446	1.485	1.501	1.488	1.431	1.439
Lubrificanti	395	387	386	403	404	400
Altri prodotti	2.242	1.993	2.018	1.785	1.565	1.764
Bunkeraggi	2.473	2.331	2.641	3.000	3.147	3.200
Petrolchimica (Carica netta)	4.054	2.718	3.388	3.581	3.309	4.319
Consumi e perdite di raffinazione	6.913	6.207	6.282	6.207	6.090	5.995
Totale consumi	59.930	57.364	59.709	59.107	58.265	60.725

TABELLA BE-13. - Prezzi medi FOB in \$/b del greggio importato in Italia

ANNO	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gennaio	110,68	107,94	49,97	30,47	53,24	68,34
Febbraio	114,37	108,23	54,95	31,25	53,58	66,67
Marzo	111,56	106,83	54,19	36,04	50,47	65,62
Aprile	104,25	106,24	58,08	38,53	51,37	68,99
Maggio	103,97	108,49	62,59	45,34	49,58	74,46
Giugno	102,54	108,84	57,50	47,27	46,33	73,55
Luglio	105,89	108,77	56,61	44,35	47,24	74,49
Agosto	108,43	100,54	48,87	44,76	50,36	72,35
Settembre	112,55	98,12	46,68	44,72	54,01	77,51
Ottobre	109,49	85,56	47,51	48,26	56,53	80,73
Novembre	109,36	79,16	43,94	43,78	60,67	69,39
Dicembre	109,28	68,63	37,60	50,55	63,47	58,26
Media nell'anno	108,46	98,62	52,03	42,33	53,18	70,85

TABELLA BE-14.- Prezzi medi al consumo di alcuni prodotti petroliferi
(Valori in Euro) (1)

ANNI	BENZINA Senza Piombo			GASOLIO AUTOTRAZIONE			GASOLIO RISCALDAMENTO			OLIO COMBUSTIBILE BTZ		
	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale
2016												
Gennaio	432,30	983,75	1.416,05	393,11	839,71	1.232,82	439,96	588,71	1.028,67	202,47	31,39	233,86
Febbraio	401,26	976,93	1.378,18	359,99	832,43	1.192,42	432,49	587,07	1.019,56	201,79	31,39	233,18
Marzo	409,43	978,72	1.388,15	386,78	838,32	1.225,10	458,09	592,69	1.050,78	216,77	31,39	248,16
Aprile	436,30	984,63	1.420,94	397,09	840,59	1.237,68	461,10	593,36	1.054,46	224,62	31,39	256,01
Maggio	462,30	990,36	1.452,65	428,68	847,54	1.276,22	498,66	601,62	1.100,28	255,16	31,39	286,55
Giugno	484,02	995,14	1.479,16	463,76	855,26	1.319,02	523,74	607,14	1.130,88	288,22	31,39	319,61
Luglio	465,48	991,05	1.456,54	453,52	853,00	1.306,53	502,46	602,46	1.104,92	295,97	31,39	327,36
Agosto	446,23	986,82	1.433,05	438,49	849,70	1.288,19	492,66	600,30	1.092,96	281,01	31,39	312,40
Settembre	463,17	990,55	1.453,71	448,54	851,91	1.300,44	508,65	603,82	1.112,46	296,86	31,39	328,25
Ottobre	479,73	994,19	1.473,91	465,38	855,61	1.320,99	538,26	610,33	1.148,59	323,24	31,39	354,63
Novembre	480,97	994,46	1.475,43	470,44	856,72	1.327,16	520,64	606,45	1.127,09	307,38	31,39	338,77
Dicembre	497,82	998,16	1.495,98	490,68	861,18	1.351,85	561,82	615,52	1.177,34	359,56	31,39	390,95
2017												
Gennaio	537,27	1.006,85	1.544,11	528,62	869,53	1.398,15	583,88	620,37	1.204,25	386,90	31,39	418,29
Febbraio	541,95	1.007,88	1.549,83	530,02	869,83	1.399,85	588,43	621,37	1.209,79	373,15	31,39	404,54
Marzo	534,20	1.006,17	1.540,37	525,20	868,77	1.393,97	566,30	616,50	1.182,81	349,50	31,39	380,89
Aprile	543,23	1.008,16	1.551,38	532,87	870,46	1.403,33	557,59	614,58	1.172,17	355,16	31,39	386,55
Maggio	524,47	1.004,03	1.528,50	513,45	866,19	1.379,64	541,02	610,94	1.151,96	346,28	31,39	377,67
Giugno	502,70	999,24	1.501,94	490,80	861,21	1.352,00	508,43	603,77	1.112,20	324,62	31,39	356,01
Luglio	493,42	997,20	1.490,63	479,55	858,73	1.338,28	517,98	605,87	1.123,85	320,91	31,39	352,30
Agosto	501,05	998,88	1.499,93	492,69	861,62	1.354,31	520,84	606,50	1.127,34	321,39	31,39	352,78
Settembre	519,37	1.002,91	1.522,28	508,17	865,02	1.373,19	545,58	611,94	1.157,52	336,13	31,39	367,52
Ottobre	521,65	1.003,41	1.525,06	519,86	867,60	1.387,45	551,78	613,31	1.165,09	350,46	31,39	381,85
Novembre	536,92	1.006,77	1.543,70	540,86	872,22	1.413,08	580,42	619,61	1.200,03	373,47	31,39	404,86
Dicembre	542,12	1.007,92	1.550,04	547,46	873,67	1.421,13	590,40	621,80	1.212,21	368,56	31,39	399,95
2018												
Gennaio	557,34	1.011,26	1.568,60	565,60	877,66	1.443,27	609,98	626,11	1.236,09	384,74	31,39	416,13
Febbraio	548,85	1.009,40	1.558,25	555,59	875,46	1.431,05	582,03	619,97	1.202,00	359,91	31,39	391,30
Marzo	540,43	1.007,54	1.547,96	549,47	874,11	1.423,58	588,08	621,30	1.209,37	354,88	31,39	386,27
Aprile	558,23	1.011,46	1.569,69	568,25	878,24	1.446,49	619,51	628,21	1.247,72	380,94	31,39	412,33
Maggio	600,31	1.020,72	1.621,03	611,57	887,78	1.499,35	654,34	635,87	1.290,20	428,78	31,39	460,17
Giugno	617,22	1.024,44	1.641,66	629,59	891,74	1.521,33	654,51	635,91	1.290,42	434,49	31,39	465,88
Luglio	608,04	1.022,42	1.630,46	619,27	889,47	1.508,74	649,32	634,76	1.284,08	436,95	31,39	468,34
Agosto	607,27	1.022,25	1.629,52	617,97	889,18	1.507,16	654,39	635,88	1.290,27	431,96	31,39	463,35
Settembre	617,67	1.024,53	1.642,20	632,57	892,39	1.524,96	669,32	639,17	1.308,49	440,69	31,39	472,08
Ottobre	631,32	1.027,54	1.658,86	662,64	899,01	1.561,65	691,88	644,13	1.336,01	475,24	31,39	506,63
Novembre	593,65	1.019,25	1.612,90	642,97	894,68	1.537,65	654,90	635,99	1.290,89	426,69	31,39	458,08
Dicembre	508,98	1.000,62	1.509,60	572,06	879,08	1.451,15	625,79	629,59	1.255,38	392,30	31,39	423,69

(1) Euro per 1000 litri di benzina e gasoli, per 1000 kg di olio combustibile

TABELLA BE-15. - Potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia (MW)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018(*)
Idraulica	18.366	18.418	18.543	18.641	18.863	18.966
Eolica	8.561	8.703	9.162	9.410	9.766	10.308
Solare	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108
Geotermica	773	821	821	815	813	813
Bioenergie(**)	4.033	4.044	4.057	4.124	4.135	4.209
TOTALE	49.919	50.580	51.484	52.273	53.259	54.403

Fonte: GSE

(*) Stime su dati TERNA/GSE

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

- Produzione lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia (GWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018(*)
Idraulica	52.773	58.545	45.537	42.432	36.199	49.280
Eolica	14.897	15.178	14.844	17.689	17.742	17.492
Solare	21.589	22.306	22.942	22.104	24.378	22.653
Geotermica	5.659	5.916	6.185	6.289	6.201	6.080
Bioenergie(**)	17.090	18.732	19.396	19.509	19.378	19.219
TOTALE	112.008	120.679	108.904	108.022	103.898	114.724

Fonte: GSE

* Stime su dati TERNA e GSE

** Bioenergie: biomasse solide (compresa la frazione biodegradabile dei rifiuti), biogas, bioliquidi

APPENDICE B

Confronto tra produzione statistica ordinaria e monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica

Le rilevazioni statistiche sulle produzioni e gli impieghi di energia perseguono due finalità generali:

- la produzione statistica ordinaria, basata su un sistema di definizioni e classificazioni – a iniziare dai bilanci energetici - consolidato e armonizzato tra i diversi Paesi UE. Il principale riferimento normativo, in particolare, è il Regolamento CE n. 1099/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulle statistiche energetiche, emendato da diversi successivi Regolamenti UE;
- il monitoraggio annuale del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 e al 2030 in materia di efficienza energetica e di consumo di energia da fonti rinnovabili. Più in dettaglio:
 - gli obiettivi al 2020 sono assegnati all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE (i criteri di calcolo qui definiti sono peraltro applicati anche per il monitoraggio degli obiettivi regionali fissati dal Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico “burden sharing”) e dal recepimento della Direttiva 2012/27/CE;
 - gli obiettivi al 2030, conseguenti all'implementazione del *Clean Energy for all Europeans Package*, sono tracciati nella bozza di Piano Energia e Clima, presentata dall'Italia alla Commissione Europea a fine 2018.

A queste finalità corrispondono definizioni, convenzioni e criteri di calcolo lievemente differenti.

Per quanto riguarda il **monitoraggio dei target nazionali sull'efficienza energetica**, sino all'anno di riferimento 2016 il calcolo era sviluppato sulla base di grandezze standard previste dalle statistiche ordinarie (*Gross inland consumption, Primary energy consumption, Final energy consumption*). L'aggiornamento della metodologia di redazione dei bilanci energetici nazionali da parte di Eurostat, in vigore dal 2017, ha invece generato alcune differenze rispetto al monitoraggio dei target, associate alle seguenti tre modifiche:

- viene introdotto un nuovo indicatore, denominato *Total energy supply* (Energia complessiva fornita), che diventa la grandezza di riferimento utilizzata per rappresentare il consumo complessivo di un Paese. Tale grandezza si ottiene scorporando dal *Gross inland consumption* nazionale (Consumo Interno Lordo) i consumi attribuiti all'aviazione internazionale, coerentemente con quanto già avveniva per la navigazione internazionale. Di conseguenza le altre grandezze rilevanti del bilancio energetico che derivano dalla *Total energy supply*, tra cui il *Final energy consumption* (Consumo Finale di energia), non comprendono l'aviazione internazionale;
- l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore viene inclusa nel *Total energy supply* nazionale (e quindi anche nel *Final energy consumption*);
- i consumi degli altoforni vengono attribuiti interamente al settore della trasformazione, escludendoli quindi dal *Final energy consumption*.

Mentre dunque le statistiche ordinarie, a partire dall'anno di rilevazione 2017, sono prodotte utilizzando queste nuove convenzioni, il monitoraggio dei target sull'efficienza energetica - sia con orizzonte al 2020 sia con orizzonte al 2030 - si basa su tre grandezze calcolate con le regole contabili in vigore prima del 2017; tale scelta è motivata dall'esigenza di garantire coerenza con i criteri applicati per l'elaborazione degli scenari utilizzati come riferimento per individuare i target stessi e monitorarne il grado di raggiungimento. Si tratta, in particolare, delle seguenti grandezze, opportunamente rinominate:

- *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)*
- *Primary energy consumption (Europe 2020-2030)*
- *Final energy consumption (Europe 2020-2030)*

Nel 2017, ad esempio, la *Total energy supply* rilevata con le nuove convenzioni è pari a 156,1 Mtep, mentre il *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)* è pari a 156,9 Mtep. Maggiore è invece la differenza tra *Final energy consumption* (113,6 Mtep), e *Final energy consumption (Europe 2020-2030)* (115,2 Mtep).

Schematicamente, gli indicatori sono così costruiti:

- *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)*: *Total energy supply* + aviazione internazionale - energia rinnovabile fornita da pompe di calore
- *Primary energy consumption (Europe 2020-2030)*: *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)* – usi non energetici
- *Final energy consumption (Europe 2020-2030)*: *Final energy consumption* + aviazione internazionale - energia rinnovabile fornita da pompe di calore + quota dei consumi degli altoforni fino al 2016 attribuita ai consumi finali.

Con riferimento **al monitoraggio degli obiettivi sui consumi da fonti rinnovabili**, invece, la grandezza di riferimento oggetto dell'attività di monitoraggio, ovvero la quota dei Consumi Finali Lordi di energia (CFL) coperta da fonti rinnovabili (*target complessivo*), è introdotta ex novo dalla Direttiva 28 e si calcola a partire dai dati statistici ordinari prodotti secondo le convenzioni precedenti al 2017 (indicatore *Final energy consumption (Europe 2020-2030)*), differenziandosene per i seguenti punti:

- al numeratore (energia da fonti rinnovabili):
 - l'energia da fonte eolica e da fonte idraulica viene calcolata applicando una specifica procedura contabile di normalizzazione dei dati effettivi, al fine di attenuare gli effetti delle variazioni climatiche;
 - non sono considerati i bioliquidi e i biocarburanti che non rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'art. 17 della direttiva 2009/28/CE;
 - viene contabilizzata l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore con prestazioni superiori alla soglia determinata dalla Commission Decision 2013/114/EU;
- al denominatore (CFL):
 - sono incluse le perdite di distribuzione dell'energia elettrica e del calore e gli usi propri degli impianti di generazione elettrica e calore derivato;
 - viene contabilizzata l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore con prestazioni superiori alla soglia determinata dalla Commission Decision 2013/114/EU.
 - unicamente per il monitoraggio dei target al 2030 si includeranno i consumi di energia elettrica e calore derivati degli impianti di produzione di carburanti per trasporto.

Nel 2017, ad esempio, per l'Italia i CFL risultano pari a 120,4 Mtep, oltre 5 Mtep in più rispetto ai Consumi Finali (*Final energy consumption (Europe 2020-2030)*) rilevati dalle statistiche ordinarie (115,2 Mtep).

Con riferimento al solo settore elettrico, infine, le procedure per il monitoraggio della direttiva 2009/28/CE prevedono il calcolo di un indicatore della quota di rinnovabili rispetto ai consumi complessivi di energia elettrica (*target settoriale*), così costruito:

- al numeratore viene conteggiata la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili. Come per il target complessivo, le produzioni da fonte eolica e idraulica sono normalizzate, e si conteggia solo quella da bioliquidi sostenibili;
- al denominatore si considera il Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL), calcolato come somma della produzione nazionale lorda (al netto dei pompaggi) e del saldo con l'estero.

Per il 2017 l'applicazione dei criteri della Direttiva 28 – e in particolare la procedura di normalizzazione delle produzioni eolica e idraulica – incrementa la produzione elettrica rinnovabile di oltre 9 TWh (da 103,9 TWh a 113,1 TWh circa); l'incidenza delle FER sul CIL è pertanto pari al 31,3% se si considerano le produzioni effettive, mentre sale al 34,1% se si considerano i criteri della Direttiva.

APPENDICE C

NUOVA TEMPISTICA DI AGGIORNAMENTO DEL CAMPIONE DI RILEVAZIONE DEI CONSUMI DEL PETROLIO DEL MISE

Nel 2018 il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato una modifica metodologica importante in relazione alle rilevazioni statistiche ufficiali nazionali del mercato petrolifero italiano.

A partire dall'inizio dell'anno ha infatti ampliato il perimetro dei denunciati, chiamati a compilare la modulistica del Questionario del Petrolio, in conseguenza delle molteplicità di nuovi operatori presenti nel mercato petrolifero che, rimanendovi solo per brevi periodi (in genere 12-18 mesi), non entravano a far parte del campione rilevato data la loro transitorietà.

La modifica metodologica ha consentito di raccogliere anche i volumi di prodotto immessi nel mercato che prima sfuggivano alle maglie della rilevazione, strutturata per un mercato petrolifero meno polverizzato e dinamico rispetto al passato quando risultava essere più stabile. L'allargamento del perimetro dei soggetti rilevati è avvenuto in due fasi (ad inizio anno e ad aprile 2018) ed ora comprende anche operatori titolari di depositi che immettono in consumi prodotti intra-comunitari destinati a non denunciati, che fino al 2017 venivano inglobati con un anno di ritardo, e che sono stati invece ricompresi fin da subito insieme ad altri operatori minori.

L'individuazione dei nuovi operatori è stata resa fattibile grazie all'incrocio dei dati dei depositi fiscali che il Ministero riceve ed utilizza per il calcolo delle scorte ed il conseguente aggiornamento dei soggetti destinatari della rilevazione statistica nel 2018 è avvenuto in tempo reale e non più con una tempistica ritardata di un anno, come nel passato. Per salvaguardare e rafforzare la rappresentatività statistica della rilevazione dei consumi petroliferi si è, quindi, reso necessario aggiornare l'elenco dei rispondenti in tempo reale ed ad anno in corso. Pur con qualche problema operativo per i rispondenti, questo ha portato ad un aumento dei quantitativi rilevati, migliorando la trasparenza dei flussi dei prodotti petroliferi che vengono immessi al mercato.

Le molteplici normative che nel corso del 2018 sono entrate a regime per il contrasto alla illegalità, dovrebbero aiutare questo processo, riducendo l'impatto di quelle società che, essendo attive solo per un breve periodo, quando entravano nel campione della rilevazione avevano già cessato l'operatività o la cessavano in quel periodo.

Conseguentemente, il confronto fra i dati dei consumi di gasolio e benzina del 2018, in cui il campione è stato ampliato, con i dati del 2017 riferiti ad un campione più ristretto, possono determinare variazioni anomale.

In particolare l'aumento dei consumi petroliferi registrato tra il 2018 ed il 2017 risente di tale fenomeno ed una stima di impatto valorizza l'emersione statistica pari poco meno di un milione di tonnellate, la gran parte gasolio autotrazione.