



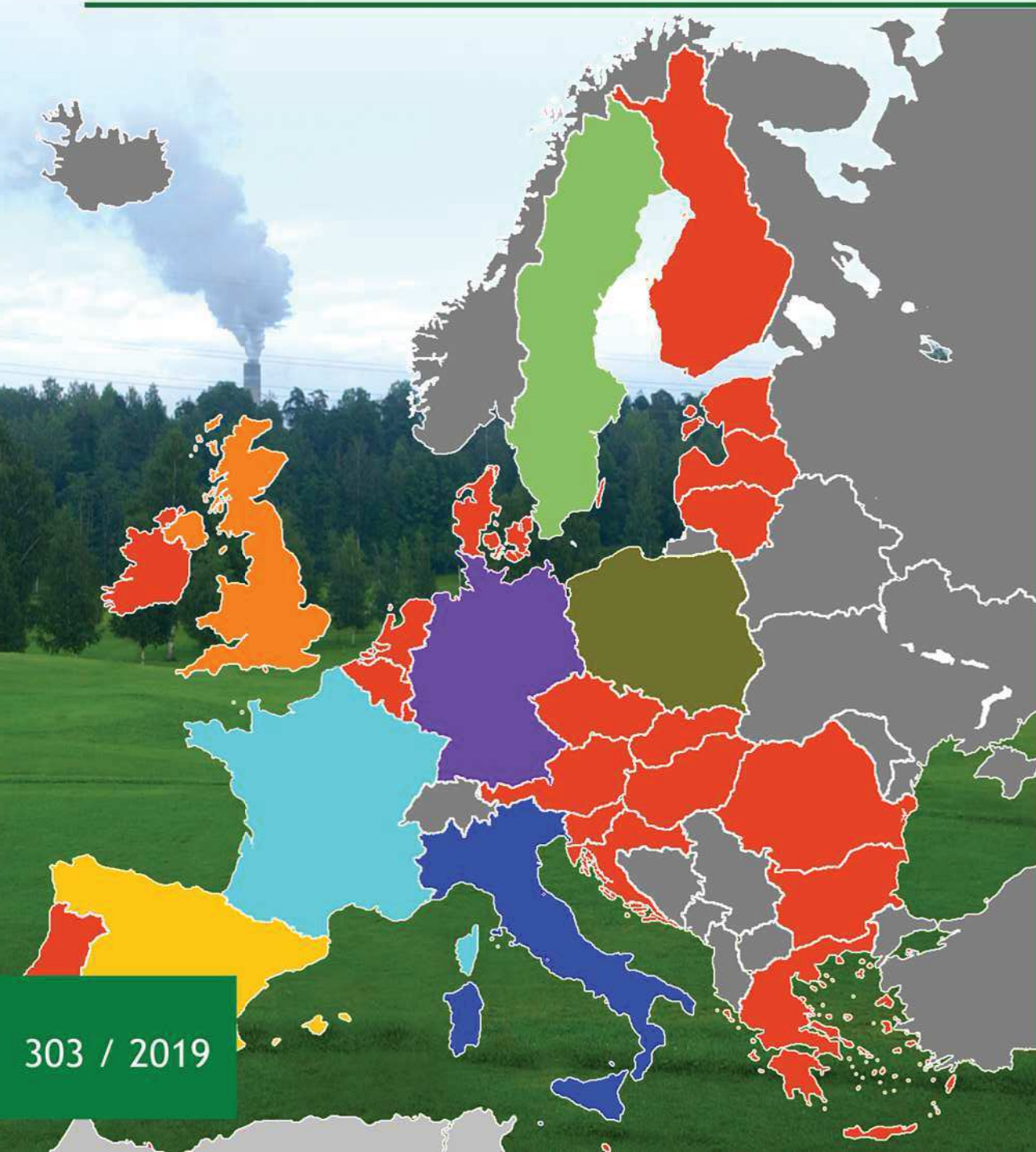
ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei





ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), insieme alle 21 Agenzie Regionali (ARPA) e Provinciali (APPA) per la protezione dell'ambiente, a partire dal 14 gennaio 2017 fa parte del Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), istituito con la Legge 28 giugno 2016, n.132.

Le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

ISPRA, Rapporti 303/2019
ISBN 978-88-448-0945-4

Riproduzione autorizzata citando la fonte

A cura dell'Area Comunicazione dell'ISPRA:

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina: Franco Iozzoli e Paolo Orlandi

Coordinamento pubblicazione on line

Daria Mazzella

12 marzo 2019

Autori

Antonio Caputo (ISPRA)

Contatti: Antonio Caputo
Tel. 0650072540
e-mail antonio.caputo@isprambiente.it

ISPRA- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Dipartimento Stato dell'Ambiente e Metrologia Ambientale
Monitoraggio e prevenzione degli impatti sull'atmosfera
Via V. Brancati, 48
00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

*“Guardate: arriva il messaggero mostruoso.
Senza pietà lacera fuggendo
canne e cespugli...
O elettrica aurora,
trionfo di tubi e di cinghie,
la febbre dell'acciaio ha ormai aggredito
il cuore vegetale delle isbe.”*

Sergej A. Esenin, Da *Sorokust*, 1920

INDICE

RIASSUNTO / ABSTRACT	6
INTRODUZIONE	7
1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	9
1.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile	9
1.1.1 <i>Potenza installata e produzione di energia elettrica e calore</i>	18
1.1.2 <i>Efficienza del parco termoelettrico</i>	23
2 FATTORI DI EMISSIONE DEI COMBUSTIBILI	26
2.1 Emissioni di CO ₂ dal settore termoelettrico	27
2.1.1 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica</i>	29
2.1.2 <i>Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto</i>	33
2.1.3 <i>Emissioni di CO₂ evitate</i>	36
2.1.4 <i>Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri contaminanti</i>	37
3 ANALISI DELLA DECOMPOSIZIONE	40
3.1 Structural Decomposition Analysis (SDA)	40
3.2 Index Decomposition Analysis (IDA)	42
3.3 Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche	42
3.3.1 <i>Risultati dell'analisi della decomposizione</i>	43
3.4 Energia elettrica e PIL	45
3.5 Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici	48
4 IL SETTORE ELETTRICO IN EUROPA	55
4.1 Note metodologiche	55
4.2 Struttura del settore elettrico	58
4.2.1 <i>Potenza installata</i>	58
4.2.2 <i>Produzione di energia elettrica</i>	61
4.2.3 <i>Consumi di energia elettrica</i>	64
4.2.4 <i>Efficienza dei parchi termoelettrici</i>	66
4.3 Emissioni di gas a effetto serra dal settore elettrico	70
4.3.1 <i>Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica e calore</i>	74
CONCLUSIONI	81
BIBLIOGRAFIA	83
APPENDICE	85

RIASSUNTO / ABSTRACT

Il rapporto esamina l'andamento della produzione elettrica dalle diverse fonti. Sono stati elaborati i fattori di emissione di gas a effetto serra e altri contaminanti atmosferici per il settore elettrico. I fattori di emissione sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di misure di riduzione delle emissioni, in relazione alle strategie di sviluppo del settore elettrico e alle misure di risparmio energetico a livello di usi finali. Le emissioni di CO₂ sono state analizzate attraverso la decomposizione dei fattori determinanti. E' stata inoltre condotta l'analisi delle caratteristiche dei sistemi elettrici nei principali Paesi Europei in relazione al mix di fonti utilizzate, all'efficienza di trasformazione e ai fattori di emissione di gas a effetto serra.

La produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili è passata da 34,9 TWh nel 1990 a 103,9 TWh nel 2017 con un incremento sostenuto dal 2008 fino al 2014 e una riduzione negli ultimi anni. L'energia fotovoltaica ed eolica mostrano l'incremento più significativo. Le emissioni di CO₂ da produzione elettrica sono diminuite da 126,2 Mt nel 1990 a 93 Mt nel 2017, mentre la produzione elettrica lorda è passata da 216,6 TWh a 295,8 TWh nello stesso periodo; pertanto i fattori di emissione di CO₂ mostrano una rapida diminuzione nel periodo 1990-2017. L'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il conseguente impiego di combustibili a minore contenuto di carbonio hanno avuto un ruolo determinante nella diminuzione delle emissioni di CO₂ ma a partire dal 2007 la quota delle fonti rinnovabili assume una dimensione rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti. Per i consumi elettrici l'analisi della decomposizione mostra che l'efficienza contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche solo nel settore industriale che rivela una struttura piuttosto eterogenea per i diversi comparti, mentre nel settore terziario la diminuzione dei fattori di emissione per la produzione elettrica è compensata dall'incremento dei consumi elettrici. Nel settore domestico si ha un forte disaccoppiamento tra consumi elettrici e corrispondenti emissioni atmosferiche. Il confronto dei fattori di emissione di gas serra dei parchi termoelettrici mostra che il fattore di emissione nazionale è tra i più bassi nei principali Paesi europei.

The report shows electricity generation trends paying attention to the different fuel sources. GHGs and other atmospheric pollutants emission factors for power sector have been calculated. Emission factors are useful tools for planning and monitoring projects that aim GHGs emissions reduction either as concerns strategies of electricity production or energy saving measures at user level. CO₂ emissions from power sector have been analyzed through decomposition analysis. Moreover the power sector performances of main Countries in European Union have been compared for fuel mixes, transformation efficiencies, and GHGs emission factors.

Electricity generation from renewable sources has increased from 34.9 TWh in 1990 to 103.9 TWh in 2017 with a steeper increase between 2008 and 2014 and a sensible reduction in the last years. Photovoltaic and wind sources show the higher increase rate. CO₂ emissions by electricity generation has decreased from 126.2 Mt in 1990 to 93 Mt in 2017, while gross electricity generation has increased in the same period from 216.9 TWh to 295.8 TWh; so the emission factors for electricity generation has decreased sharply in the period 1990-2017. Decomposition analysis shows that historical improvement of technological efficiency in power sector and consequential fuel switch played dominant role in decreasing CO₂ emissions, but from 2007 the renewable sources grow significantly and their role in emissions reduction became higher than other factors. As for electricity consumption the decomposition analysis shows that efficiency increase contributes to emissions reduction only in industry sector which is characterized by rather heterogeneous subsectors, while in the tertiary sector the decrease of emission factors is offset by increase of electricity consumption. A strong decoupling between emissions and electricity consumption is evident in the household sector. The emission factors for thermoelectric generation in Italy is among the lowest in the main Member States of UE28.

INTRODUZIONE

Molte attività produttive sono responsabili dell'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti. Al cuore di quasi tutte le attività economiche vi è l'energia: la produzione, la trasformazione e l'utilizzo di energia. Il settore energetico è costituito da tutte le attività che comportano conversione di energia. In tale contesto assumono particolare rilievo le emissioni di gas a effetto serra dovute alla combustione di fonti fossili. Il settore energetico è il settore più importante negli inventari nazionali poiché è responsabile della quota emissiva prevalente, circa 80% delle emissioni totali.

Il settore elettrico costituisce a sua volta una quota rilevante del settore energetico, rappresentando in termini emissivi circa il 30% delle emissioni nazionali di origine energetica. In Italia la maggior parte dell'energia elettrica è stata prodotta fino a qualche anno fa da combustibili fossili. Nell'ultimo decennio, sotto l'impulso della normativa europea per la riduzione delle emissioni di gas serra al fine di contrastare il riscaldamento globale, sono diventate prioritarie le iniziative di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Da questo punto di vista il settore elettrico è particolarmente interessante poiché è responsabile una quota rilevante delle emissioni nazionali di gas serra. La domanda elettrica mostra un andamento di lungo termine in crescita e il settore è caratterizzato da sorgenti emissive puntuali. Tali caratteristiche rendono il settore elettrico particolarmente importante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni atmosferiche di gas serra. A livello europeo la recente strategia a lungo termine esamina gli scenari di sviluppo fino al 2050 e mette in evidenza che l'elettricità diventerà il principale vettore energetico, dal 22% dei consumi di energia finale nel 2015 al 41%-53% nel 2050 a seconda dei diversi scenari (EC, 2018a,b). La strategia europea mostra il ruolo determinante che avranno le energie rinnovabili al fine di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra.

L'Italia ha mostrato negli ultimi anni uno sviluppo notevole delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Secondo i dati TERNA le fonti rinnovabili hanno coperto il 43,1% della produzione lorda nazionale nel 2014, mentre negli anni successivi si è avuta una sensibile contrazione della quota rinnovabile, scesa fino a 35,1% nel 2017. La stima delle emissioni provenienti dal parco termoelettrico per i singoli combustibili fossili, insieme alla valutazione della produzione elettrica "carbon free", rappresentano elementi di conoscenza fondamentali per valutare gli effetti ambientali delle strategie di riduzione delle emissioni e di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico.

La lotta al cambiamento climatico è una delle priorità dell'Unione Europea. Dopo gli obiettivi previsti per il 2020 dal "Pacchetto Clima e Energia", la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030 (*Clean Energy Package*) che fanno seguito all'accordo raggiunto a Parigi in occasione della COP21 ed ha avviato la discussione sugli scenari di sviluppo al 2050 con la citata strategia a lungo termine. Gli obiettivi per il 2030 prevedono la riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto ai livelli del 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 32% del consumo finale lordo e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 da conseguire attraverso l'aumento dell'efficienza energetica. Un altro obiettivo che riguarda direttamente il sistema elettrico è il raggiungimento del 15% per le interconnessioni elettriche nel 2030.

La concentrazione atmosferica dei gas a effetto serra (GHG) rappresenta il principale fattore determinante del riscaldamento globale (IPCC, 2013). Tra i principali gas serra l'anidride carbonica (CO₂) copre un ruolo prevalente in termini emissivi e in termini di forzante radiativo, il parametro che esprime la variazione dei flussi di energia della Terra dovuta ai gas serra. Nel 2011 le emissioni globali di CO₂ di origine fossile hanno rappresentato il 56% del forzante radiativo (IPCC, 2013). La riduzione delle emissioni di CO₂ è pertanto la principale strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici. Oltre all'utilizzo delle fonti rinnovabili la riduzione delle emissioni può essere raggiunta anche attraverso l'incremento dell'efficienza e l'utilizzo di combustibili a basso contenuto di carbonio (EC, 2011). La stima dell'impatto delle diverse misure mitigative è pertanto un elemento essenziale nella valutazione delle politiche ambientali. A tal proposito l'analisi della decomposizione è utile per quantificare l'impatto dei differenti fattori che determinano la variazione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ sia per quanto riguarda la produzione elettrica sia per quanto riguarda i consumi finali.

La strategia a lungo termine per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni del 80-95% al 2050 a livello europeo e il crescente ruolo del settore elettrico richiedono una disamina dei sistemi di generazione elettrica negli Stati Membri dell'Unione. È stata pertanto condotta l'analisi delle caratteristiche dei sistemi elettrici nei principali Paesi Europei in relazione al mix di fonti utilizzate, all'efficienza di trasformazione e ai fattori di emissione di gas a effetto serra. Gli impianti

deputati alla generazione elettrica con potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW fanno parte del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS UE, *Emissions Trading Scheme*) istituito nel 2005. L'ETS è una delle pietre angolari della politica europea per contrastare i cambiamenti climatici ed è uno strumento di mercato finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Il sistema ETS opera secondo il principio della limitazione e dello scambio delle quote di emissioni per conseguire la riduzione delle stesse in maniera economicamente efficiente. A partire dal 2013 (III fase) è stato fissato un tetto a livello europeo per la quantità totale di gas serra che possono essere emessi dagli impianti che rientrano nel sistema con un tasso di riduzione annuale del tetto. Nel 2020 le emissioni dei settori disciplinati dal sistema saranno inferiori del 21% rispetto al 2005 con un tasso di riduzione annuale delle quote disponibili del 1,74% rispetto alla media delle quote assegnate nel periodo dal 2008 al 2012. Nel 2030, nel quadro del sistema modificato (IV fase), le emissioni complessive saranno inferiori del 43% rispetto al 2005 e a partire dal 2021 la quantità totale di quote di emissione diminuirà con un tasso annuo del 2,2% rispetto all'attuale 1,74%. Secondo la strategia europea di lungo termine le emissioni dovranno ridursi del 90% circa nel 2050 rispetto al 2005. L'impegno di riduzione delle emissioni innescato dall'abbassamento del tetto emissivo si riflette nell'impegno economico indirizzato agli investimenti e all'acquisto di quote disponibili sul mercato per compensare la riduzione delle emissioni eventualmente non conseguita. Poiché il settore elettrico rappresenta un settore eminente del sistema ETS appare utile l'analisi a livello europeo delle caratteristiche dei diversi parchi termoelettrici al fine di valutare le condizioni attuali e le potenzialità di riduzione delle emissioni. Il settore elettrico è inoltre direttamente coinvolto. E' chiaro che nell'ottica di una progressiva riduzione delle emissioni del settore elettrico le strade perseguibili in merito all'offerta di energia elettrica sono la sostituzione delle fonti fossili a maggiore contenuto di carbonio con fonti a minore contenuto di carbonio, l'aumento dell'efficienza di generazione elettrica e la sostituzione delle fonti fossili con le fonti rinnovabili. E' in questo quadro che sono state valutate le caratteristiche dei sistemi di generazione elettrica dei principali Paesi europei in merito al mix di fonti utilizzate, all'efficienza di conversione dei combustibili nel settore termoelettrico e alle emissioni di gas ad effetto serra.

1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

1.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile

I dati relativi al sistema elettrico (produzione di energia elettrica e calore, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Di seguito sono illustrati i dati consuntivi fino al 2017 e le stime preliminari per il 2018 elaborate da ISPRA in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2019 con dati aggiornati fino a dicembre 2018. Le stime preliminari delle emissioni e dei relativi fattori sono soggette a notevole incertezza in ragione della variabilità del mix di combustibili fossili e dell'efficienza di conversione.

Gli impianti per la produzione elettrica con potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW fanno parte del sistema ETS, tranne gli impianti per l'incenerimento di rifiuti pericolosi o urbani, come previsto dalla Direttiva 2003/87/CE e successive modifiche che istituisce il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. Le seguenti elaborazioni riguardano l'intero settore elettrico senza distinzione alcuna tra impianti che fanno parte del sistema ETS e impianti che ne sono esclusi.

I combustibili utilizzati a partire dal 1990 per la produzione termoelettrica sono raggruppati in 5 macrocategorie secondo la classificazione adottata da EUROSTAT in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, altri combustibili. In Tabella 1.1 sono illustrati i combustibili secondo le classificazioni adottate da EUROSTAT e TERNA. La classificazione dei combustibili EUROSTAT rende possibile l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche per l'intera serie storica a partire dal 1990 e garantisce la coerenza con la serie storica pubblicata da EUROSTAT. La principale differenza rispetto alla classificazione dei combustibili adottata da TERNA è relativa ai gas di sintesi da processi di gassificazione e gas residui da processi chimici che TERNA considera tra gli "altri combustibili", mentre EUROSTAT considera tra i "prodotti petroliferi". Inoltre gli "altri combustibili" nella classificazione EUROSTAT sono esclusivamente costituiti dalle diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e rifiuti (CDR, rifiuti solidi urbani e industriali). D'altra parte TERNA presenta le voci "altri combustibili solidi" e "altri combustibili liquidi", dove insieme alle bioenergie sono considerati anche diversi combustibili fossili (TERNA, comunicazione personale). Nel presente documento ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili sono utilizzate le categorie EUROSTAT salvo dove diversamente indicato.

La produzione lorda nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2017 è passata da 216,6 TWh a 295,8 TWh con un incremento del 36,6%. I consumi elettrici sono passati da 218,8 TWh a 301,9 TWh nello stesso periodo con un incremento del 38%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014 dovuta agli effetti della crisi economica, e una ripresa negli ultimi anni. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e oscillazioni più ampie negli ultimi anni. I dati preliminari del 2018 mostrano una lieve ripresa del saldo import/export da 37,8 TWh nel 2017 a 43,9 TWh nel 2018.

Tabella 1.1 – Raggruppamento dei combustibili secondo le categorie utilizzate da TERNA e da EUROSTAT. Nelle successive tabelle e grafici sono utilizzate le categorie EUROSTAT se non diversamente indicato.

TERNA		EUROSTAT	
Solidi	Carbone	Solidi	Carbone
	Carbone sub-bituminoso		Carbone sub-bituminoso
	Lignite		Lignite
Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno	Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno
	Gas da estrazione		Gas d'altoforno
	Gas d'altoforno		Gas di cokeria
	Gas di cokeria		
Petroliferi	Cherosene	Petroliferi	Altri combustibili gassosi
	Coke di petrolio		Altri combustibili solidi
	Distillati leggeri		Cherosene
	Gas di petrolio liquefatto		Coke di petrolio
	Gas di raffineria		Distillati leggeri
	Gasolio		Gas da estrazione
	Nafta		Gas di petrolio liquefatto
	Olio combustibile		Gas di raffineria
	Orimulsion		Gas di sintesi da processi di gassificazione
	Petrolio grezzo		Gas residui di processi chimici
Altri combustibili (solidi)	Altri bioliquidi	Altri combustibili	Gasolio
	Altri combustibili solidi		Idrogeno
	Biodiesel		Nafta
	Biomasse da rifiuti biodegradabili		Olio combustibile
	CDR		Orimulsion
	Colture e rifiuti agro industriali		Petrolio grezzo
	Gas di sintesi da processi di gassificazione		Altri bioliquidi
	Gas residui di processi chimici		Biodiesel
	Oli vegetali grezzi		Biogas da attività agricole e forestali
	Rifiuti generici CER non altrove classificati		Biogas da deiezioni animali
	Rifiuti industriali non biodegradabili		Biogas da fanghi di depurazione
	Rifiuti liquidi biodegradabili		Biogas da FORSU
RSU/RSAU	Biogas da rifiuti non RSU		
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	Altri combustibili	Biogas da RSU smaltiti in discarica
	Biogas da attività agricole e forestali		Biomasse da rifiuti biodegradabili
	Biogas da deiezioni animali		CDR
	Biogas da fanghi di depurazione		Colture e rifiuti agro industriali
	Biogas da FORSU		Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti
	Biogas da rifiuti non RSU		Oli vegetali grezzi
	Biogas da rsu smaltiti in discarica		Rifiuti generici CER non altrove classificati
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti		Rifiuti industriali non biodegradabili
Idrogeno	Rifiuti liquidi biodegradabili		
	RSU/RSAU		

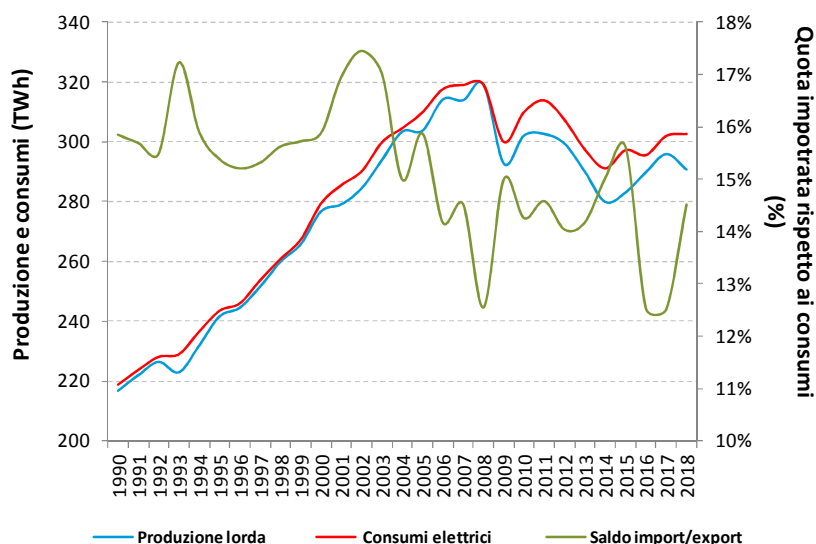


Figura 1.1 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. E' riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi. (Per il 2018 stime ISPRA su dati preliminari TERNA)

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica.

Tabella 1.2 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018*
Produzione lorda di energia elettrica	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	290,7
apporti da pompaggio	3,5	4,1	6,7	6,9	3,3	1,4	1,8	1,8	1,7
Calore utile	-	-	-	53,6	56,3	59,3	61,0	61,1	60,0
Energia destinata a servizi ausiliari	11,5	12,3	13,3	13,1	11,3	10,6	10,1	10,6	10,4
Produzione netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3	280,2
Energia destinata ai pompaggi	4,8	5,6	9,1	9,3	4,5	1,9	2,5	2,5	2,2
Produzione destinata al consumo	200,3	223,6	254,2	281,3	286,3	270,5	277,2	282,9	278,0
Saldo import/export	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8	43,9
Energia elettrica richiesta	234,9	261,0	298,5	330,5	330,5	316,9	314,3	320,5	321,9
Perdite di rete	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7	19,3
Consumi elettrici	218,8	243,5	279,3	309,8	309,9	297,2	295,5	301,9	302,6

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Per quanto riguarda le stime del 2018 si osserva un decremento della produzione elettrica nazionale (-1,7%) e un lieve incremento dei consumi elettrici (+0,2%) rispetto all'anno precedente.

Gli andamenti di lungo termine mostrano un incremento dell'efficienza del sistema elettrico in termini di riduzione della quota di energia destinata ai consumi ausiliari delle centrali. Inoltre, si osserva una diminuzione delle perdite di rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,3% del 1990 a 3,6% del 2017, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 6,9% a 5,8% nello stesso periodo (Figura 1.2).

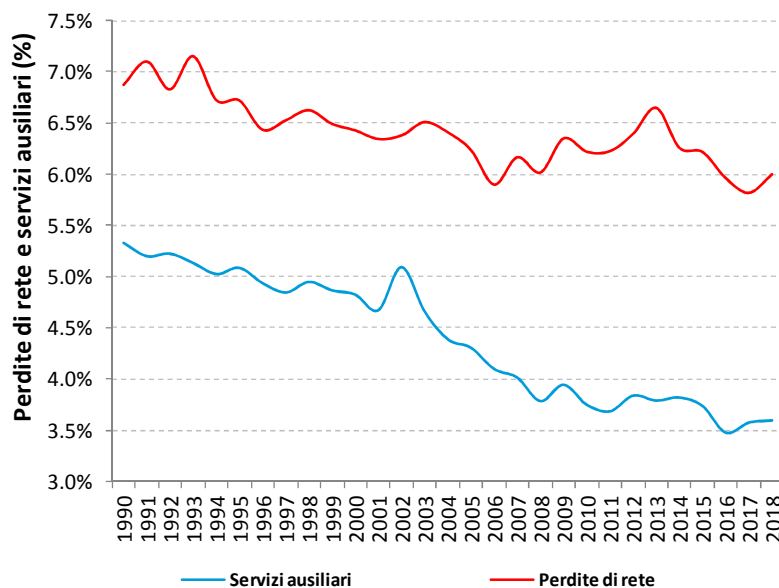


Figura 1.2 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all’energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica. (Per il 2018 stime ISPRA su dati preliminari TERNA)

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti.

Tabella 1.3 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990 (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018*
Idroelettrica	35,1	41,9	50,9	42,9	54,4	47,0	44,3	38,0	49,1
Termoelettrica	178,3	196,1	220,5	253,1	231,2	192,1	199,4	209,5	194,7
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2	6,1
Eolica e fotovoltaica	0,0	0,0	0,6	2,4	11,0	37,8	39,8	42,1	40,7
TOTALE	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8	290,7

* Dati preliminari TERNA e stime ISPRA

Dal 1990 l’energia elettrica di origine termica rappresenta la quota prevalente della produzione elettrica nazionale ma a partire dal 2007 si osserva un costante declino dell’apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione termoelettrica lorda dal 1990 al 2017 è pari al 77,5% della produzione nazionale con un andamento piuttosto variabile e in crescita fino al 2007, quando la produzione elettrica di origine termica ha raggiunto l’84,7%. Successivamente al 2007 si registra un rapido declino della quota termoelettrica fino al 63% nel 2014. Negli ultimi anni si osserva una ripresa che nel 2017 raggiunge il 70,8%. I dati preliminari per il 2018 mostrano una contrazione della quota termoelettrica al 67%. Un andamento analogo si osserva per la quota di energia elettrica di origine fossile che dopo un picco del 82,6% nel 2007 mostra un declino fino al minimo del 56% nel 2014 e una ripresa negli ultimi anni (64% nel 2017) e un declino previsto nel 2018 al 60,1%.

Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,3% dal 1990 al 2017. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 1.3) che negli ultimi anni mostra un arresto se non una sensibile riduzione, come per il fotovoltaico. Il contributo complessivo di tali fonti al 2017 è pari al 20,8% e aumenta lievemente rispetto all’anno precedente grazie all’incremento del contributo della fonte fotovoltaica. La produzione di origine geotermica mostra un andamento in lieve crescita nel lungo termine e una riduzione nell’ultimo anno (da 1,5% nel 1990 a 2,1% nel 2017). La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale, coprendo complessivamente il 14,2% della produzione nazionale del 2017 (6,0% da eolico e 8,2% da fotovoltaico). L’energia elettrica prodotta da bioenergie (biogas, bioliquidi, biomasse e quota rinnovabile dei rifiuti) mostra un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla

prima metà degli anni '90 con una accelerazione che dal 2008 è particolarmente sostenuta e nel 2015 raggiunge il 6,9% della produzione elettrica nazionale e il 10,1% della produzione termoelettrica tradizionale. Nel 2017 si osserva una riduzione della produzione elettrica da bioenergie rispetto all'anno precedente e la quota rispetto alla produzione nazionale e alla produzione termoelettrica mostra una analoga flessione, 6,6% e 9,3% rispettivamente. Le stime per il 2018 mostrano una significativa ripresa delle fonti rinnovabili dovuta all'incremento della produzione idroelettrica.

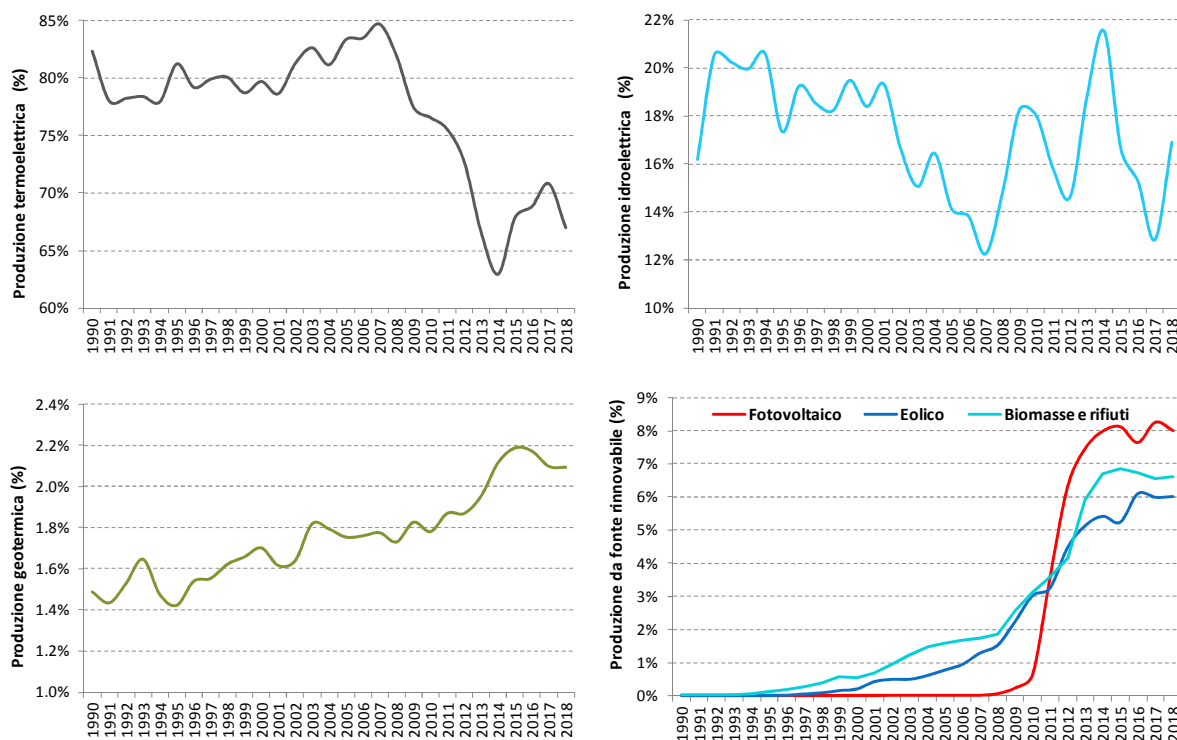


Figura 1.3 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti. Per il 2018 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Nella tabella seguente è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili.

Tabella 1.4 – Produzione elettrica lorda per combustibile (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017
Solidi	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	43,2	32,6
Gas naturale	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	110,9	140,3
Gas derivati	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	2,2	2,5
Prodotti petroliferi	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	13,4	11,5
Altri combustibili	0,1	0,4	1,9	6,2	11,6	21,8	21,9
Totale da combustibili	178,3	195,8	219,7	252,0	230,5	191,5	208,8

Gli 'altri combustibili' rappresentano un gruppo eterogeneo di combustibili composto essenzialmente dalle diverse tipologie di bioenergie (biomasse solide, biogas e bioliquidi di diversa origine) e da rifiuti (CDR e rifiuti solidi urbani e industriali). E' evidente il crescente contributo di tali combustibili che passano da un marginale 0,05% nel 1990 al 7,4% nel 2017 della produzione elettrica nazionale.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, in particolare l'olio combustibile, rivestivano un ruolo prevalente nella generazione elettrica contribuendo alla produzione di circa il 50% dell'energia elettrica di origine termica. Dalla seconda metà degli anni '90, in seguito all'effetto combinato di politiche ambientali mirate alla riduzione delle emissioni inquinanti, l'aumento del prezzo del petrolio e la maggiore efficienza dei cicli combinati rispetto alle caldaie tradizionali, si assiste a una progressiva diminuzione dell'impiego di prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e a

un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone con un contributo medio del 12,3% alla produzione elettrica nel periodo dal 1990 al 2017. In particolare, si osserva un andamento crescente della quota di carbone fin dalla seconda metà degli anni '90 con diverse oscillazioni e un picco del 16,4% raggiunto nel 2012 (22,7% dell'energia elettrica di origine termica) e un successivo declino fino alla quota del 11% nel 2017 (15,6% dell'energia elettrica di origine termica). Il gas naturale rappresenta la risorsa fossile prevalente per la generazione termoelettrica. In figura 1.4 è evidente come al rapido declino dei prodotti petroliferi corrisponda un incremento del gas naturale la cui quota sulla produzione elettrica totale cresce costantemente passando da meno del 20% nel 1990 fino a raggiungere il picco del 55,0% nel 2007. Successivamente si osserva una inversione di tendenza in corrispondenza del crescente contributo delle fonti rinnovabili. Negli ultimi anni si registra una ripresa del gas naturale che nel 2017 raggiunge la quota del 47,4% sulla produzione elettrica totale (67% dell'energia elettrica di origine termica).

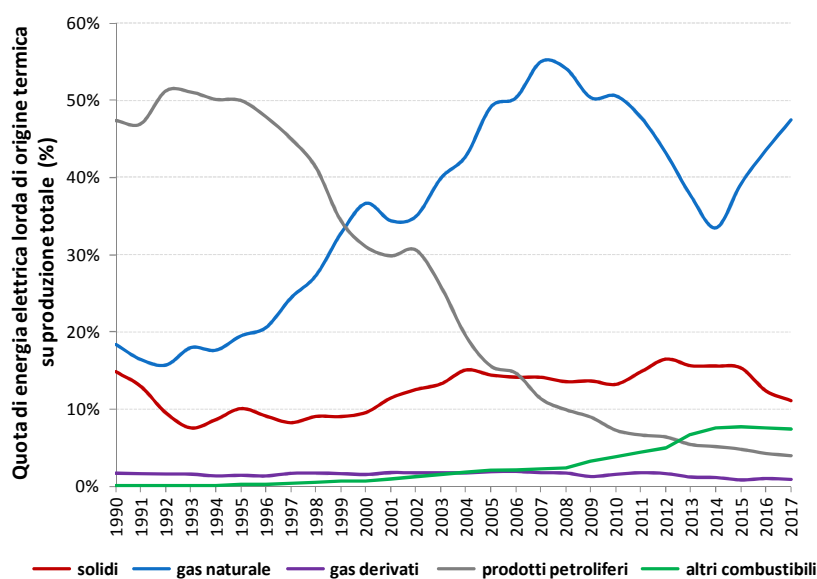


Figura 1.4 – Andamento della quota di energia termoelettrica prodotta per tipologia di combustibile.

I combustibili utilizzati nel settore elettrico sono caratterizzati da diverse potenzialità di conversione elettrica (Tabella 1.5). L'efficienza di conversione di ciascun combustibile dipende sia dalle proprietà del combustibile, principalmente il potere calorifico, sia dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica. Il gas naturale è il combustibile con il più elevato rendimento in termini di rapporto tra energia elettrica lorda prodotta e contenuto energetico.

Tabella 1.5 – Rendimento elettrico lordo per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile). E' riportato inoltre il consumo specifico medio di combustibili per la produzione elettrica lorda.

Combustibile	2000	2005	2010	2011	2015	2016	2017
Solidi	0,390	0,369	0,379	0,385	0,379	0,382	0,388
Gas naturale	0,417	0,508	0,533	0,538	0,565	0,565	0,563
Gas derivati	0,437	0,393	0,398	0,402	0,414	0,421	0,424
Prodotti petroliferi	0,390	0,420	0,417	0,461	0,498	0,516	0,515
Altri combustibili	0,375	0,268	0,309	0,292	0,367	0,365	0,371
Totale	0,402	0,448	0,468	0,468	0,476	0,488	0,497
Consumo specifico medio (MJ/kWh)	8,72	8,03	7,69	7,69	7,56	7,37	7,25

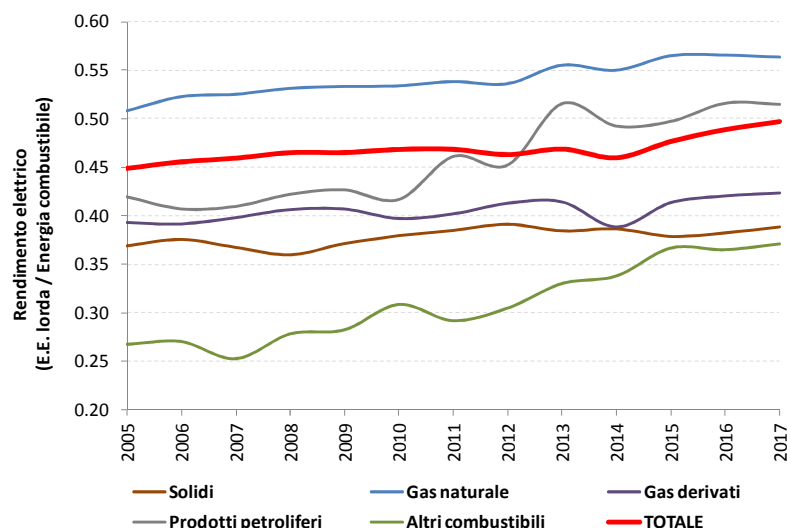


Figura 1.5 – *Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.*

La figura 1.5 mostra come i combustibili presentino rendimenti crescenti dal 2005. Il gas naturale raggiunge nel 2017 il rendimento di 0,563. Gli ‘altri combustibili’, costituiti da bioenergie e rifiuti, mostrano l’incremento più rilevante dell’efficienza di conversione elettrica, passando da 0,268 nel 2005 a 0,371 nel 2017. Tale incremento è dovuto al miglioramento tecnologico e all’aumento della quota di biogas e bioliquidi rispetto a rifiuti e biomasse solide, caratterizzati da minore efficienza di conversione elettrica.

L’incremento dell’efficienza media di tutti i combustibili è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato e alla diffusione di impianti a cogenerazione con produzione di energia elettrica e calore. Per la stessa ragione i prodotti petroliferi mostrano un rilevante incremento dell’efficienza dovuto essenzialmente alla rapida diminuzione della quota di olio combustibile con bassa efficienza di conversione elettrica (0,358 nel 2017) e al corrispondente incremento dei gas di sintesi da processi di gassificazione e gas di raffineria con elevata efficienza di conversione (0,587 e 0,588 rispettivamente nel 2017), utilizzati nei cicli combinati.

La quota di produzione elettrica lorda da impianti cogenerativi rispetto alla produzione termoelettrica totale è cresciuta dal 27,4% nel 2000 fino al 52,7% nel 2017. Nel seguente grafico è possibile osservare che l’incremento di produzione elettrica nazionale è stato sostanzialmente soddisfatto da impianti cogenerativi. Gli impianti che producono solo energia elettrica mostrano infatti un andamento della produzione elettrica pressoché costante dal 1997 al 2008. Dopo il 2008, in seguito alla forte flessione dei consumi elettrici si osserva una corrispondente flessione della produzione da impianti non cogenerativi. D’altra parte gli impianti cogenerativi mostrano un considerevole incremento della produzione fino al 2007, seguito da un periodo di oscillazione intorno al valore medio di circa 99 TWh. Dal 2014 si osserva una crescita della produzione di tali impianti che supera la produzione elettrica da impianti non cogenerativi (Figura 1.6).

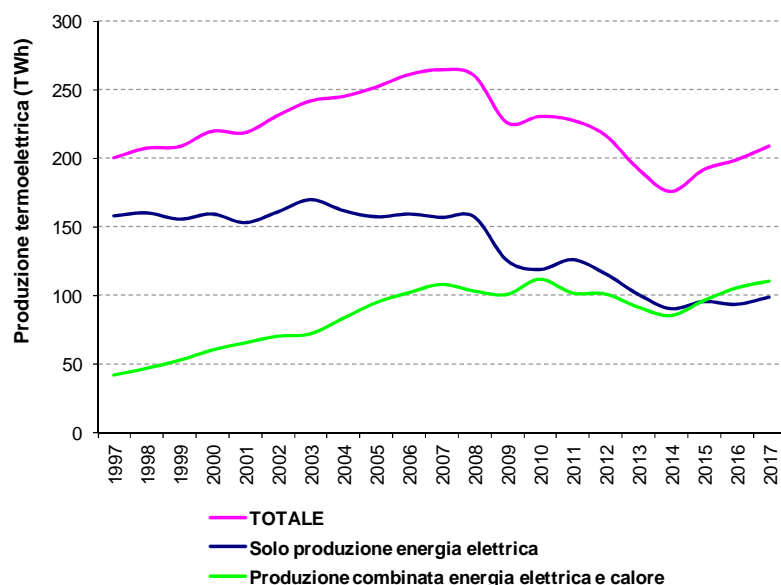


Figura 1.6 – Produzione lorda di energia termoelettrica per impianti che producono solo energia elettrica e per impianti cogenerativi di energia elettrica e calore.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 35,1% della produzione nazionale nel 2017, in diminuzione rispetto all'anno precedente (Tabella 1.6).

Tabella 1.6 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh).

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	2018*
Idroelettrica	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	58,5	45,5	42,4	36,2	47,5
0 - 1 MW	-	1,4	1,6	1,5	2,2	3,1	2,6	2,7	2,3	-
1 - 10 MW	-	6,0	6,6	6,1	8,7	11,0	8,3	8,2	7,0	-
> 10 MW	-	30,3	36,1	28,5	40,2	44,4	34,7	31,6	26,9	-
Eolica	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	15,2	14,8	17,7	17,7	17,5
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	22,3	22,9	22,1	24,4	23,2
Geotermica	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1
Bioenergie	0,1	0,3	1,5	4,8	9,4	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2
Solidi	-	0,2	0,9	3,6	4,3	6,2	6,3	6,5	6,6	-
Biogas	-	0,1	0,6	1,2	2,1	8,2	8,2	8,3	8,3	-
Bioliquidi	-	0,0	0,0	0,0	3,1	4,3	4,9	4,7	4,5	-
TOTALE	34,9	41,5	51,0	48,6	77,0	120,7	108,9	108,0	103,9	113,5

* Stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Negli ultimi anni la produzione elettrica da fonte eolica e da bioenergie mostra una stasi dopo un periodo di rapida crescita. Il fotovoltaico mostra una crescita esponenziale fino al 2013 che nei successivi anni si stabilizza. Nel 2017 mostra un balzo della produzione rispetto all'anno precedente.

Complessivamente la produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2017 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta sia alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie sia soprattutto alla sensibile contrazione di energia idroelettrica. La produzione idroelettrica, tradizionalmente prevalente nel settore delle fonti rinnovabili, rappresenta nel 2017 il 34,8% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della produzione idroelettrica nel 2018 mostrano un significativo incremento che porta la produzione totale da fonti rinnovabili a 113,5 TWh nonostante la contrazione delle altre fonti.

In Figura 1.7 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti. Dal 1990 risulta evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Inoltre, dal 2007 si nota la crescente quota delle fonti rinnovabili che negli ultimi anni mostra una contrazione.

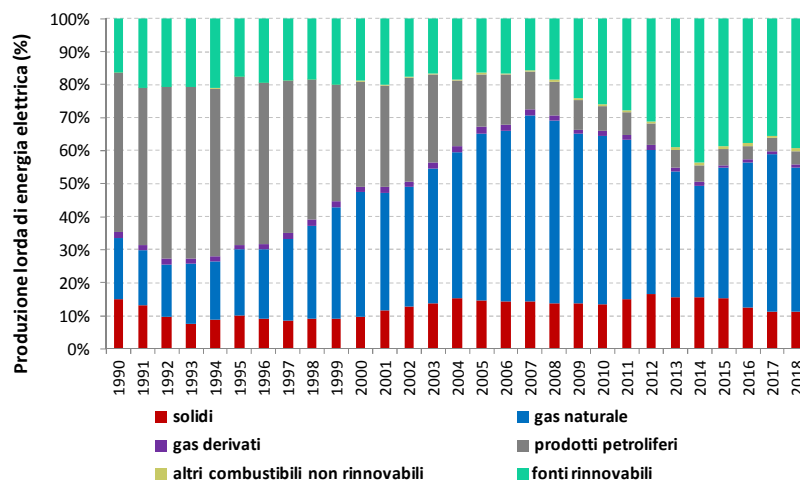


Figura 1.7 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte. Per il 2018 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

Considerando in dettaglio la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale è evidente come ad un incremento piuttosto sostenuto dal 2005 fino al 2014 sia seguita, per tre anni di seguito, una repentina riduzione della quota rinnovabile. Il grafico mostra inoltre la variabilità dell’apporto idroelettrico e il fondamentale ruolo che tale fonte riveste nella quota complessiva di energia elettrica di origine rinnovabile. Nel 2005 l’energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione nazionale rappresentava appena il 16% della produzione elettrica nazionale. Nel 2014 la quota ha raggiunto il massimo storico con il 43,1% e nei tre anni successivi è scesa fino al 35,1% nel 2017. Le stime preliminari per il 2018 mostrano una ripresa della quota in seguito al maggiore apporto di idroelettrico.

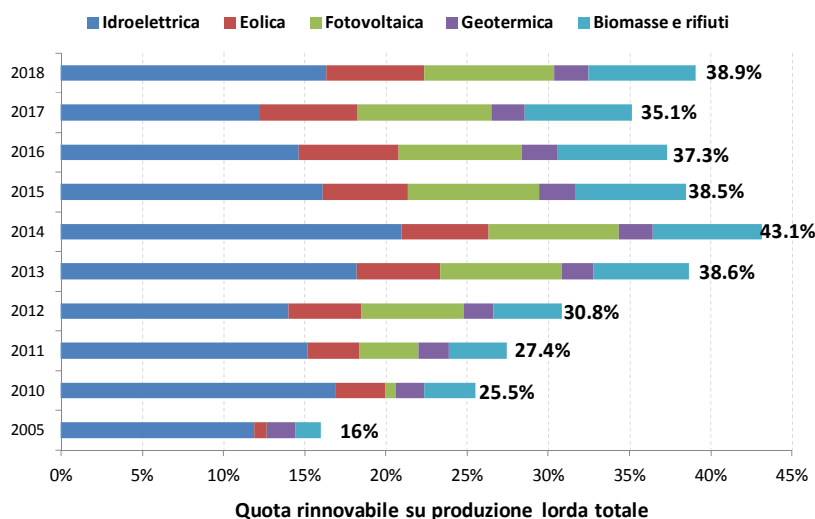


Figura 1.8 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto alla produzione lorda nazionale. Per il 2018 stime ISPRA su dati preliminari TERNA.

La quota di energia rinnovabile nel settore elettrico, pubblicata periodicamente dal GSE e calcolata secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE, mostra un rapido incremento dal 2005 fino al 2014. Successivamente il tasso di incremento diminuisce rapidamente. Il dato per il 2017 mostra un incremento rispetto all’anno precedente attestandosi al 34,1% (GSE, 2018).

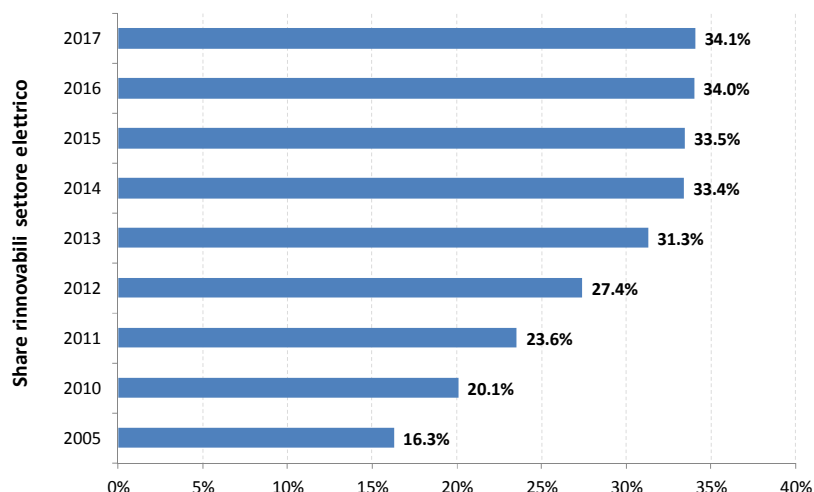


Figura 1.9 – Quota di produzione elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo di elettricità.

Si ricorda che l’obiettivo indicativo per il settore elettrico al 2020 stabilito dal Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (2010), calcolato come rapporto tra la produzione elettrica normalizzata da fonti rinnovabili e consumo interno lordo, è pari al 26,4% e che dal 2012 fino al 2017 tale obiettivo è ampiamente superato.

1.1.1 Potenza installata e produzione di energia elettrica e calore

L’andamento della produzione di energia elettrica rispetto alla potenza installata fornisce indicazioni sull’effettiva attività di generazione elettrica dalle diverse tipologie di impianti. E’ necessario sottolineare che la produzione elettrica non è direttamente correlata alla potenza efficiente, poiché la produzione è influenzata anche da fattori di mercato e dalla competizione tra le risorse che rendono la produzione e la potenza parzialmente indipendenti. Inoltre per quanto riguarda alcune fonti rinnovabili la produzione elettrica è intrinsecamente aleatoria poiché dipende dalla disponibilità delle rispettive risorse: vento, sole, pioggia. Ad ogni modo il rapporto tra produzione lorda e potenza efficiente installata fornisce una indicazione delle ore di funzionamento di una certa tipologia di impianti.

Nelle tabelle 1.7 e 1.8 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000. La rappresentazione grafica della potenza e della produzione, distinta per impianti cogenerativi e non cogenerativi, mostra che a fronte di un generale incremento della potenza installata fino al 2012 la produzione degli impianti che producono solo energia elettrica subisce un drastico calo a partire dal 2008. Dopo il 2012 si osserva una diminuzione della potenza efficiente corrispondentemente alla diminuzione della produzione elettrica. Anche gli impianti cogenerativi mostrano un andamento decrescente della produzione di energia elettrica ma con una potenza installata piuttosto stabile nel periodo 2010-2014 e una crescita significativa della potenza nel 2015. (Figura 1.10-1.11).

Gli impianti a ciclo combinato, indipendentemente dalla produzione cogenerativa o non cogenerativa, mostrano un notevole incremento della potenza efficiente lorda, da 7,9 GW nel 2000 fino al massimo di 43,4 GW nel biennio 2011-2012. Successivamente tali impianti mostrano una costante riduzione della potenza efficiente fino a 40,7 GW nel 2017. La quota della potenza di tali impianti rispetto alla potenza efficiente totale è in costante aumento dal 2000 e nel 2017 rappresenta il 63,6% del settore termoelettrico. La produzione elettrica da impianti a ciclo combinato passa da 43,8 TWh nel 2000 a 136 TWh nel 2017. Il contributo relativo dei cicli combinati alla produzione termoelettrica è cresciuto notevolmente dal 2000, quando era del 20%, raggiungendo un picco del 68% nel 2010. La quota diminuisce negli anni successivi per arrivare al 52,6% nel 2014. Negli anni successivi la quota di energia elettrica da cicli combinati torna a crescere per raggiungere il 65,1% nel 2017.

Tabella 1.7 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto (GW).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti non cogenerativi	44,1	46,3	54,0	55,9	57,1	55,3	51,5	42,0	38,7	37,9
<i>a combustione interna (CI)</i>	0,4	0,5	0,9	1,1	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2
<i>a turbine a gas (TG)</i>	4,5	3,0	2,5	2,5	2,5	2,1	1,5	2,1	2,7	2,7
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	37,5	24,1	21,8	21,6	21,6	20,9	17,9	13,5	12,6	11,7
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	1,6	12,8	23,1	25,1	25,9	25,2	25,1	22,6	21,8	21,8
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	5,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	2,2	0,0	0,0
<i>turbo espansione (TE)</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>altro genere (V)</i>	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Impianti cogenerativi	12,2	18,3	24,4	23,8	23,5	23,2	23,5	26,6	26,2	26,2
<i>a combustione interna (CIC)</i>	0,4	0,6	1,4	1,8	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3	3,4
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	6,3	12,6	18,9	18,3	17,5	16,9	16,9	19,2	19,0	18,9
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	2,0	1,9	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,7	0,7
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	2,5	2,2	1,8	1,5	1,5	1,7	1,7	2,2	2,2	2,2
TOTALE	56,3	64,6	78,3	79,7	80,6	78,5	75,0	68,6	64,9	64,0

Tabella 1.8 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto (TWh).

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Impianti non cogenerativi	159,6	157,5	119,0	126,2	116,0	100,9	90,4	95,6	93,6	98,7
<i>a combustione interna (CI)</i>	1,2	1,6	3,0	3,7	4,0	5,5	5,5	5,0	4,9	4,8
<i>a turbine a gas (TG)</i>	12,4	0,9	0,4	0,3	0,2	2,4	2,5	3,6	0,4	0,6
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	139,1	78,3	52,1	55,9	59,2	54,2	52,5	51,0	42,0	39,0
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	6,9	58,7	62,6	66,0	52,2	38,8	29,8	36,1	46,2	54,4
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	18,1	0,9	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Impianti cogenerativi	60,1	94,4	111,5	101,5	100,8	91,3	85,2	95,9	105,1	110,1
<i>a combustione interna (CIC)</i>	1,4	2,3	5,6	7,0	8,2	10,6	12,4	14,4	15,2	16,3
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	5,0	6,1	3,8	4,2	3,9	3,8	4,2	4,7	4,9	5,0
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	37,0	72,7	94,3	82,9	82,4	70,9	62,5	69,4	77,9	81,6
<i>a vapore a contropressione (CPC)</i>	6,1	5,3	2,4	2,2	2,0	1,8	1,6	1,6	1,5	1,5
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	10,7	8,1	5,4	5,2	4,3	4,3	4,5	5,9	5,7	5,8
TOTALE	219,7	252,0	230,5	227,7	216,8	192,2	175,5	191,5	198,7	208,8

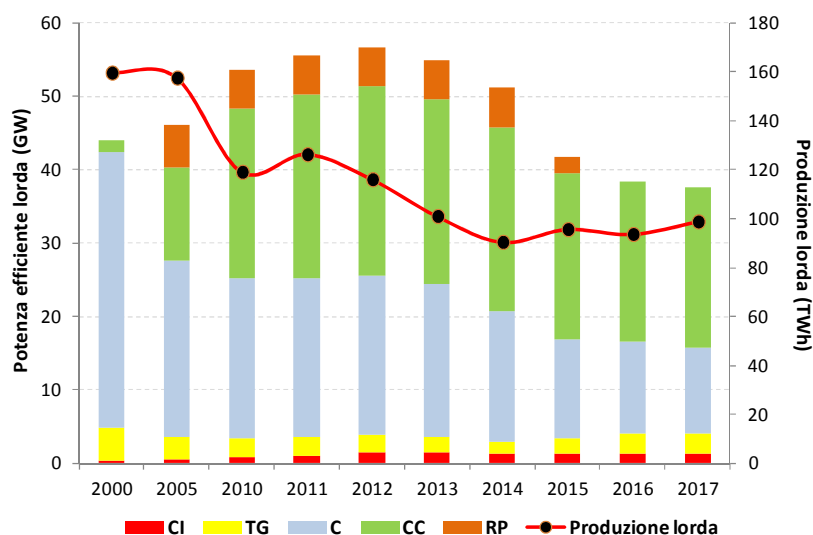


Figura 1.10 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

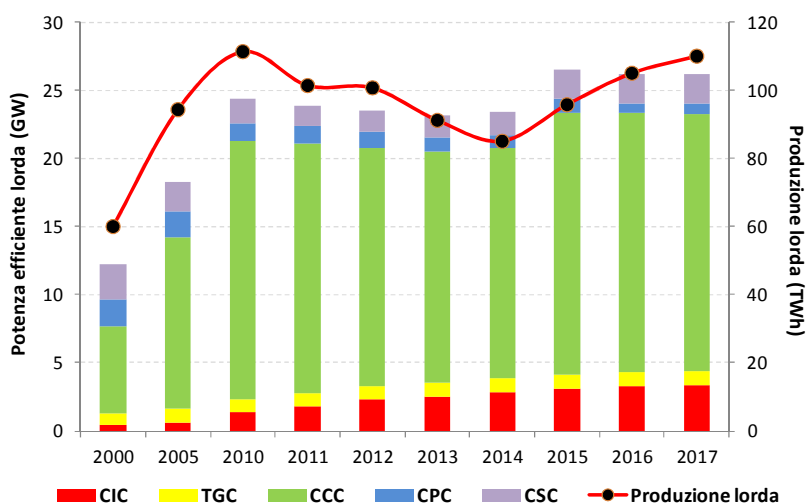


Figura 1.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a contropressione; CSC = a vapore a condensazione con spillamento.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le quantità di calore prodotto per tipologia di impianto (Tabella 1.9). Per l'anno 2017 è riportata la produzione di calore per tipologia di impianto e di combustibile, secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA (Tabella 1.10).

Tabella 1.9 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo (ktep).

Tipologia di impianto	2005	2010	2015	2016	2017
a combustione interna (CIC)	156,2	412,7	928,7	981,5	1.058,0
a turbine a gas (TGC)	655,1	481,7	578,7	587,2	589,6
a ciclo combinato (CCC)	1.467,9	2.465,7	2.379,7	2.495,6	2.456,4
a vapore a contropressione (CPC)	1.405,1	640,3	426,5	415,4	381,5
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)	927,1	836,3	782,8	769,6	766,5
TOTALE	4,611.4	4,836.7	5,096.4	5,249.3	5,252.0

I dati mostrano un costante incremento della produzione di calore da parte degli impianti cogenerativi a partire dal 2005 prevalentemente a carico degli impianti a ciclo combinato.

Tabella 1.10 – Produzione di calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile per l'anno 2017.

	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
	ktep						
<i>a combustione interna (CIC)</i>	-	622,6	8,0	2,5	202,0	222,9	1.058,0
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	-	513,7	-	70,1	5,4	0,4	589,6
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	36,9	1.940,9	75,6	217,6	184	1,4	2.456,4
<i>a vapore a controcompressione (CPC)</i>	9,1	191,9	-	74,1	106,4	0,0	381,5
<i>a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)</i>	-	70,8	19,5	90,1	584,7	1,4	766,5
Totale	46,0	3.339,9	103,1	454,4	1.082,5	226,1	5.252,0

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonti rinnovabili si osserva la notevole crescita del settore. Dal 2000 si registra il significativo incremento della capacità installata (Tabella 1.11). Nel 2017 la potenza efficiente lorda è stata di 53,3 GW. Il tasso di incremento annuale più elevato è stato nel 2011 quando la nuova potenza rispetto all'anno precedente è stata di 11,3 GW, di cui 9,5 GW da fonte fotovoltaica e 1,1 GW da fonte eolica. Negli anni successivi gli incrementi annuali sono diminuiti e nel 2017 si ha 1 GW di nuova potenza (0,4 GW da fonte fotovoltaica, 0,4 GW da fonte eolica e 0,2 GW da fonte idrica).

Tabella 1.11 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile (MW).

Fonte energetica	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Idroelettrica*	16.641	17.326	17.876	18.092	18.232	18.366	18.418	18.543	18.641	18.863
0 - 1 MW	373	419	523	568	591	645	678	723	774	841
1 - 10 MW	1.824	1.986	2.210	2.328	2.396	2.476	2.494	2.575	2.621	2.641
> 10 MW	14.444	14.920	15.142	15.196	15.245	15.245	15.245	15.245	15.246	15.381
Eolica	363	1.639	5.814	6.936	8.119	8.561	8.703	9.162	9.410	9.766
Fotovoltaica	19	34	3.592	13.131	16.758	18.185	18.594	18.892	19.283	19.682
Geotermica	627	711	772	772	772	773	821	821	815	813
Bioenergie	685	1.195	2.352	2.825	3.802	4.033	4.044	4.057	4.124	4.135
Solo prod. en. elettrica	286	576	1.427	1.661	2.048	2.097	2.038	2.017	2.021	2.007
Solidi	133	352	678	741	781	831	807	808	826	812
Biogas	153	224	342	418	636	635	610	575	572	573
Bioliquidi	-	-	407	502	631	632	620	634	623	622
Prod. comb. en. elettrica e calore	399	619	924	1.164	1.753	1.936	2.006	2.040	2.103	2.128
Solidi	372	559	565	547	651	773	803	804	845	856
Biogas	27	60	166	355	706	754	796	831	851	871
Bioliquidi	-	-	194	261	396	410	407	404	406	401
TOTALE	18.335	20.905	30.406	41.756	47.683	49.919	50.580	51.475	52.273	53.259

* La potenza idroelettrica è al netto degli impianti da pompaggio puro

In merito agli impianti alimentati da bioenergie è da sottolineare il rapido incremento dal 2008 al 2013 e la successiva stabilizzazione della potenza efficiente lorda con una ripresa di nuove installazioni negli ultimi anni. In particolare gli impianti alimentati a biogas passano da 0,37 GW nel 2008 a 1,44 GW nel 2017. La crescita degli impianti alimentati da bioliquidi nel periodo 2008-2013 appare particolarmente rapida, da 0,12 GW a 1,04 GW, successivamente si riduce a 1,02 GW nel 2017. Tali andamenti sono spiegabili con la diminuzione degli incentivi per questo tipo di impianti il cui sviluppo in futuro non sembra indipendente dalla presenza di forme di incentivazione.

Nella figura 1.12 è evidente come la produzione elettrica mostri per un certo periodo un andamento correlato alla potenza installata, mentre negli ultimi anni tale correlazione non è più evidente.

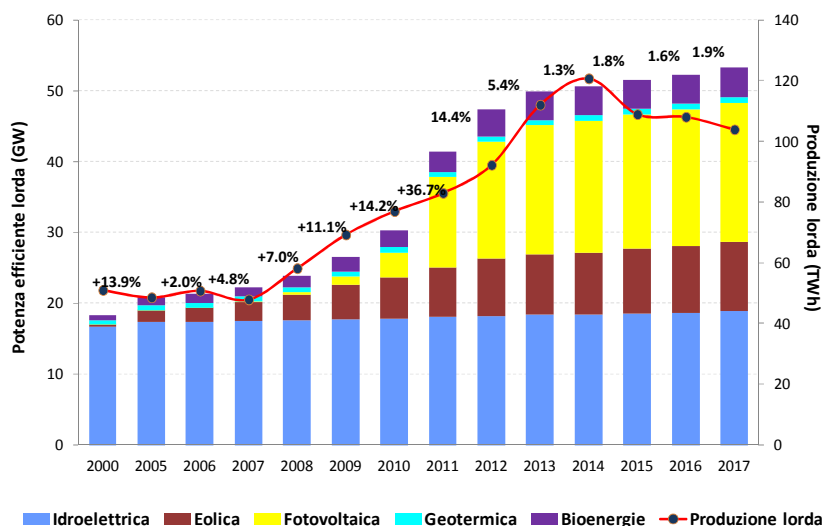


Figura 1.12 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. E' inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

Di particolare rilievo appare l'incremento del numero medio di ore di utilizzazione equivalenti degli impianti fotovoltaici dal 2010 (Figura 1.13). Le ore di utilizzazione equivalenti sono il numero di ore annue durante le quali un impianto genera elettricità e sono pari al rapporto tra la produzione lorda generata in un anno e la potenza efficiente lorda installata. A fine 2017 le ore equivalenti per gli impianti fotovoltaici sono state 1.239 delle 8.760 disponibili nell'arco dell'anno (fattore di capacità 14,1%), in aumento rispetto all'anno precedente (fattore di capacità 13,1%), mentre gli impianti eolici hanno fatto registrare 1.817 ore equivalenti (fattore di capacità 20,7%), in diminuzione rispetto al 2016 (fattore di capacità 21,5%). Complessivamente le ore equivalenti degli impianti a fonti rinnovabili sono state 1.951 (23,6%), in costante calo dal 2014 (-18,2%) in seguito alla drastica caduta delle ore di funzionamento della fonte idroelettrica (-39,6%).

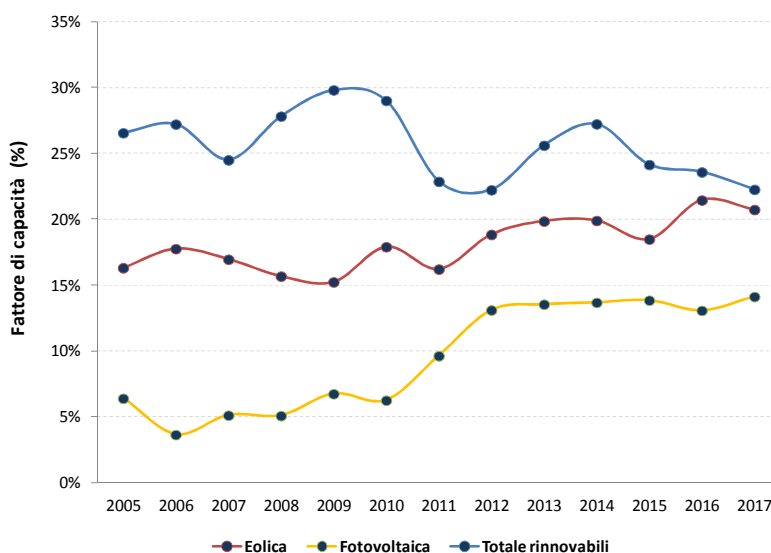


Figura 1.13 – Coefficiente di utilizzazione degli impianti fotovoltaici e eolici.

1.1.2 Efficienza del parco termoelettrico

I dati pubblicati da TERNA relativi ai consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di calcolare l'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

La quantità di combustibile destinato alla generazione di energia elettrica nelle centrali cogenerative è quella risultante dopo lo scorporo della quota destinata alla generazione di calore. Lo scorporo dei combustibili è elaborato da TERNA considerando il consumo di una caldaia equivalente che genera calore in modo separato con una efficienza media variabile di anno in anno. Per il parco termoelettrico e per gli impianti cogenerativi è pertanto calcolato il rendimento totale, il rendimento elettrico e il rendimento elettrico equivalente secondo le seguenti equazioni.

Il rendimento totale (ϵ_t) e il rendimento elettrico (ϵ_{el}) del parco termoelettrico e del parco cogenerativo sono calcolati con le equazioni:

$$\epsilon_t = (H + E) / F$$

$$\epsilon_{el} = E / F$$

dove H è il calore prodotto, E è l'energia elettrica prodotta ed F è il contenuto energetico del combustibile utilizzato.

Il rendimento elettrico equivalente, ϵ'_{el} , è dato dall'equazione:

$$\epsilon'_{el} = E / Fe$$

dove Fe è il contenuto energetico del combustibile utilizzato per la produzione elettrica ed è calcolato con la seguente equazione:

$$Fe = F - (Q / \eta_t)$$

dove Q è il calore generato e η_t è il rendimento termico di riferimento tipico di una caldaia. Nel 2017 il rendimento termico di riferimento medio per tutti i combustibili consumati dalle centrali cogenerative è stato 0,889.

Nella seguente tabella sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e al rendimento degli impianti. I dati mostrano che l'efficienza del parco termoelettrico è aumentata dal 2005 soprattutto per il contributo delle centrali cogenerative caratterizzate da efficienza maggiore delle centrali non cogenerative. Nel 2017 il rendimento elettrico di queste ultime risulta del 44,4%, mentre per le centrali cogenerative si registra un rendimento totale del 64,2% e un rendimento elettrico equivalente del 55,6%. Il rendimento totale del parco termoelettrico nazionale è del 55,2% e mostra un andamento crescente negli ultimi anni con un incremento di oltre 6 punti percentuali rispetto al dato registrato nel 2005.

Tabella 1.12 – Consumi energetici e rendimenti del parco termoelettrico.

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consumi specifici - non cogenerative (Mcal/kWh _{el})	2,048	1,997	1,993	2,028	2,085	2,131	2,060	2,001	1,937
Consumi specifici - cogenerative (Mcal/kWh _{el})	1,703	1,667	1,643	1,664	1,561	1,598	1,553	1,546	1,545
Consumo di energia - totale (ktep)	53.468	47.764	47.671	45.666	41.099	38.300	40.343	40.886	42.044
- centrali cogenerative	21.206	23.999	22.521	22.147	20.052	19.045	20.654	22.164	22.924
- per produzione elettrica	16.078	18.577	16.678	16.780	14.251	13.607	14.889	16.256	17.018
- per produzione di calore	5.127	5.422	5.843	5.367	5.801	5.438	5.765	5.908	5.906
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	25.150	23.519	21.046	19.256	19.688	18.722	19.120
Consumo di energia per la produzione elettrica	48.339	42.342	41.830	40.300	35.295	32.856	34.578	34.978	36.138
Rend. elettrico - cogenerative	0,383	0,399	0,388	0,392	0,391	0,384	0,399	0,408	0,413
Rend elettrico equivalente - cogener.	0,505	0,516	0,523	0,517	0,551	0,538	0,554	0,556	0,556
Rend. totale - cogenerative	0,600	0,601	0,616	0,611	0,645	0,638	0,646	0,645	0,642
Rend. elettrico - non cogenerative	0,420	0,431	0,431	0,424	0,412	0,403	0,417	0,430	0,444
Rendimento elettrico	0,405	0,415	0,411	0,408	0,402	0,394	0,408	0,418	0,427
Rendimento elettrico equivalente	0,448	0,468	0,468	0,463	0,468	0,459	0,476	0,488	0,497
Rendimento totale	0,491	0,516	0,519	0,515	0,526	0,520	0,534	0,546	0,552

Nel seguente grafico è riportato l'andamento del rendimento del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. Di particolare rilievo appare l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative tra il 2012 e il 2013 dovuto al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione, caratterizzate da grandi dimensioni e maggiore efficienza.

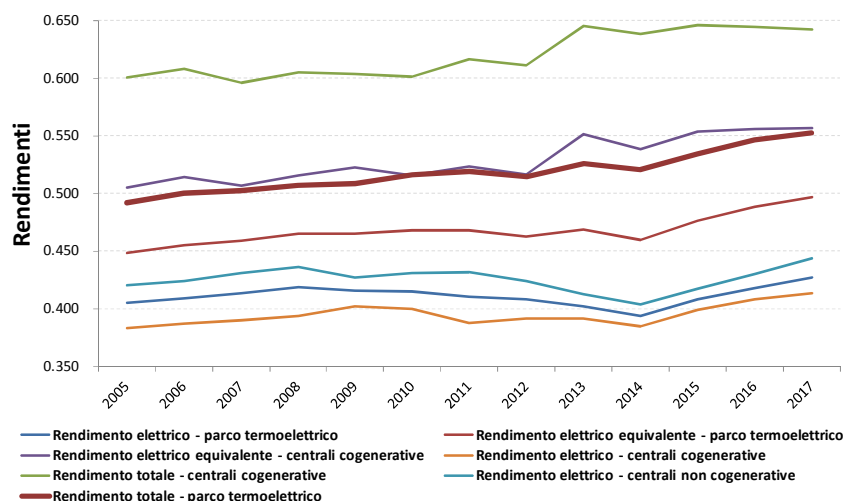


Figura 1.14 – Rendimenti del parco termoelettrico nazionale.

I dati pubblicati da TERNA consentono di elaborare il rendimento degli impianti con maggiore dettaglio, ovvero per tipologia di impianti e di combustibili. Nelle successive tabelle sono riportati i rendimenti totali e i rendimenti elettrici degli impianti per l'anno 2017 e 2005 secondo la tipologia di combustibili utilizzati. Per gli impianti cogenerativi è riportato il rendimento elettrico equivalente. I dati mostrano che l'efficienza di conversione registrata nel 2017 è superiore a quella registrata nel 2005. L'incremento è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo 2005-2017 a fronte di un incremento del rendimento elettrico equivalente dell'intero parco termoelettrico di 4,9 punti percentuali, gli impianti cogenerativi mostrano un incremento di 5,2 punti percentuali, mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento del rendimento elettrico di 2,4 punti percentuali nello stesso periodo.

Per quanto riguarda il rendimento totale gli impianti cogenerativi mostrano un miglioramento delle prestazioni di 6,1 punti percentuali con un ruolo particolarmente rilevante degli impianti a ciclo combinato che fanno registrare un incremento di 6,9 punti percentuali.

Tabella 1.13 – *Rendimento elettrico e totale per tipologia di impianto e combustibili (2005 e 2017). Per gli impianti cogenerativi e per l'intero parco termoelettrico è riportato il rendimento elettrico equivalente. Classificazione dei combustibili secondo TERNA.*

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2017							
Rendimento elettrico							
Impianti non cogenerativi	0,388	0,530	0,386	0,350	0,323	0,366	0,444
a combustione interna (CI)		0,368	0,386	0,376	0,408	0,366	0,377
a turbine a gas (TG)		0,303		0,233	0,268	0,318	0,302
a vapore a condensazione (C)	0,388	0,386		0,347	0,269	0,388	0,367
a ciclo combinato (CC) ripotenziato (RP)		0,537		0,408	0,471	0,386	0,534
Impianti cogenerativi	0,808	0,585	0,424	0,575	0,449	0,511	0,556
a combustione interna (CIC)		0,635	0,537	0,523	0,477	0,511	0,569
a turbine a gas (TGC)		0,592		0,717	0,400	0,493	0,600
a ciclo combinato (CCC)	0,819	0,581	0,444	0,555	0,587	0,483	0,578
a vapore a contropressione (CPC)	0,717	0,727		0,748	0,615		0,674
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,404	0,390	0,458	0,296	0,359	0,327
TOTALE	0,388	0,563	0,423	0,441	0,393	0,447	0,497
Rendimento totale							
Impianti cogenerativi	0,872	0,655	0,512	0,773	0,588	0,594	0,642
a combustione interna (CIC)		0,730	0,641	0,643	0,652	0,594	0,674
a turbine a gas (TGC)		0,734		0,827	0,708	0,676	0,742
a ciclo combinato (CCC)	0,880	0,634	0,556	0,740	0,626	0,579	0,635
a vapore a contropressione (CPC)	0,836	0,853		0,879	0,775		0,830
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,558	0,435	0,765	0,519	0,663	0,530
2005							
Rendimento elettrico							
Impianti non cogenerativi	0,368	0,494	0,354	0,376	0,195	0,336	0,420
a combustione interna (CI)		0,364	0,398	0,366	0,106	0,339	0,332
a turbine a gas (TG)		0,294		0,228		0,273	0,284
a vapore a condensazione (C)	0,368	0,380	0,354	0,374	0,198		0,362
a ciclo combinato (CC) ripotenziato (RP)		0,547		0,207	0,242		0,547
		0,411		0,417			0,411
Impianti cogenerativi	0,509	0,524	0,419	0,454	0,478	0,449	0,505
a combustione interna (CIC)		0,555	0,399	0,472	0,533	0,425	0,527
a turbine a gas (TGC)		0,540		0,554	0,690	0,312	0,542
a ciclo combinato (CCC)		0,520	0,438	0,459	0,576	0,280	0,521
a vapore a contropressione (CPC)	0,509	0,669	0,531	0,690	0,405	0,381	0,565
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,437	0,279	0,402	0,280	0,506	0,358
TOTALE	0,369	0,508	0,393	0,391	0,405	0,352	0,448
Rendimento totale							
Impianti cogenerativi	0,690	0,609	0,456	0,666	0,527	0,629	0,600
a combustione interna (CIC)		0,682	0,406	0,550	0,603	0,543	0,646
a turbine a gas (TGC)		0,691		0,731	0,798	0,458	0,696
a ciclo combinato (CCC)		0,566	0,479	0,630	0,581	0,788	0,566
a vapore a contropressione (CPC)	0,690	0,844	0,553	0,847	0,545	0,641	0,785
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		0,657	0,279	0,600	0,418	0,703	0,546

2 FATTORI DI EMISSIONE DEI COMBUSTIBILI

I fattori di emissione per la produzione e consumo di energia elettrica considerati nel presente lavoro sono stati calcolati in base al consumo di combustibili comunicati a ISPRA da TERNA¹ a partire dal 2005. Per gli anni precedenti sono stati utilizzati i dati EUROSTAT che a sua volta utilizza i dati riportati nei *OECD/EUROSTAT Joint Questionnaire* compilati da TERNA per il settore elettrico. Inoltre sono state elaborate stime preliminari per il 2018 in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da Terna a gennaio 2019 (aggiornato a dicembre 2018) e ai fattori di emissione elaborati per il 2017.

I fattori di emissione dei combustibili utilizzati nella generazione elettrica sono stati calcolati a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico dei rispettivi combustibili. Per ognuno dei principali combustibili, quali gas naturale, carbone e olio combustibile sono state adottate specifiche procedure. Di seguito si riporta una sintesi delle metodologie adottate. Per maggiori dettagli si rimanda all'*Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2017 - National Inventory Report 2019*².

Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). La composizione chimica e il potere calorifico del gas importato e di quello prodotto sul territorio nazionale sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas o comunicati ad ISPRA. In questo modo è possibile stimare, anno per anno, il contenuto medio di carbonio ed il fattore di emissione del gas naturale utilizzato in Italia.

Per quanto riguarda l'olio combustibile la stima dei fattori di emissione è stata elaborata considerando i dati disponibili in letteratura e i risultati delle analisi condotte da ENEL³ su più di 400 campioni. Il contenuto di carbonio dell'olio combustibile presenta variazioni in relazione al contenuto di zolfo, pertanto è possibile stimare il fattore di emissione medio a partire dal mix di olio a basso, medio ed elevato contenuto di zolfo.

Il combustibile solido utilizzato in Italia è solo in minima parte di origine nazionale, la maggior parte viene importato da diversi paesi. I dati relativi alle quantità importate annualmente sono resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico (BPT, Bollettino petrolifero trimestrale). Il contenuto di carbonio nel combustibile presenta una relazione con il contenuto di idrogeno e con il potere calorifico inferiore. Il potere calorifico del combustibile solido presenta una elevata eterogeneità in relazione all'umidità e al contenuto in ceneri, parametri che possono rendere estremamente incerta la stima del contenuto di carbonio. La qualità delle stime può essere pertanto migliorata considerando l'umidità del carbone. Attualmente i limiti della stima del fattore di emissione del carbone sono superati con la seguente procedura:

ENEL ha analizzato più di 200 campioni di carbone importato in un paio di anni per determinare un ampio set di parametri. In tal modo è stato possibile correlare il potere calorifico inferiore e il contenuto di carbonio alle caratteristiche medie del carbone calcolate a partire da dati di letteratura (EMEP/CORINAIR, 2007);

- per ogni anno è possibile calcolare la media pesata del potere calorifico inferiore e il contenuto di carbonio del carbone importato utilizzando i dati di letteratura;
- utilizzando i valori calcolati e la correlazione individuata è possibile stimare il contenuto di carbonio medio del carbone. Dal 2005 la disponibilità di dati sul contenuto di carbonio presente nei combustibili utilizzati dai singoli impianti per ogni anno consente di affinare la stima.

A partire dal 2005 i fattori di emissione di una serie di combustibili (carbone da vapore, coke di petrolio, gas derivati, gas di raffineria, gas di sintesi, gas residui da processi chimici) sono stati calcolati in base ai dati comunicati al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE dagli impianti che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS). Tali dati sono soggetti ad un processo di verifica che “*accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio,*

¹ Principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione.

² Allegato 6, *National emission factors*.

³ ENEL, comunicazione dei dati ad ISPRA.

dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto.” (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216, art. 16, c.1). La verifica dei dati pervenuti al Comitato rendono i dati particolarmente utili e affidabili per valutare le caratteristiche dei diversi combustibili ed il relativo uso nel parco termoelettrico italiano. Precedentemente al 2005 sono stati utilizzati fattori di emissione disponibili in letteratura o da raccolte dati presso gli impianti industriali.

In tale studio i fattori di emissione di CO₂ da combustione di biomasse (biodiesel, biogas, biomasse, oli vegetali e componente biodegradabile dei rifiuti) sono stati considerati pari a zero, in accordo con quanto definito nell'ambito della convenzione UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) per la contabilizzazione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica. In tale contesto la biomassa è una sorgente neutra rispetto alle emissioni di CO₂, in quanto la CO₂ emessa durante la combustione è pari a quella assorbita nel corso della vita della pianta con il processo di fotosintesi.

I fattori di emissione dei principali combustibili di origine fossile utilizzati per la produzione elettrica utilizzati in questo lavoro sono pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2017, National Inventory Report 2019*, (Allegato 6).

I coefficienti di ossidazione dei combustibili sono stati aggiornati secondo le indicazioni delle linee guida IPCC 2006 per la realizzazione degli inventari nazionali (IPCC, 2006). Tali linee guida considerano il fattore di ossidazione dei combustibili pari a 1 se non sono disponibili informazioni più dettagliate. In altre parole si considera interamente convertito in anidride carbonica il contenuto di carbonio del combustibile durante il processo di combustione in assenza di dati analitici sulla combustione.

Le emissioni del settore elettrico sono elaborate separatamente in relazione alla produzione di elettricità e di calore. Sebbene le emissioni per la produzione cogenerativa di energia elettrica ed energia termica non sono eventi indipendenti, appare opportuno separare le due entità considerando l'uso selettivo delle due tipologie di energia da parte degli utenti finali.

2.1 Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico

La quantità CO₂ atmosferica emessa nel 2017 in seguito alla produzione di energia elettrica e calore è stata di 106,1 Mt (di cui 93 Mt per la generazione elettrica e 13,1 Mt per la produzione di calore).

Tabella 2.1 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,4	35,5	39,3	42,5	39,9	38,3	39,1	32,1	28,6	26,5
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	66,6	67,5	63,3	57,7	48,5	42,8	49,1	55,3	60,7	55,8
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,4	8,0	9,0	8,2	5,9	6,0	4,5	5,7	4,5	4,3
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	36,2	19,9	17,0	15,2	12,4	11,0	10,2	9,2	8,8	8,2
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	2,1	3,2	3,5	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,5	3,5
Totale	126,2	133,2	139,2	156,8	134,2	132,1	127,0	110,1	101,5	106,4	105,9	106,1	98,3

* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla combustione di prodotti petroliferi hanno rappresentato, fino alla prima metà degli anni '90, una quota rilevante delle emissioni totali del settore termoelettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 61,1% delle emissioni del settore termoelettrico. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 8,3% nel 2017. Va tuttavia considerato che tra i prodotti petroliferi sono annoverati anche i gas di sintesi da processi di gassificazione che a partire dal 2000 rappresentano una quota crescente. Considerando solo l'olio combustibile la quota emissiva rispetto alle emissioni del settore elettrico passa da 61,1% a 1,5% nel periodo 1995-2017. La quota di emissioni da gas naturale passa da 18,3% nel 1995 a 57,2% nel 2017.

In tabella 2.2 sono riportate le emissioni di CO₂ dovute alla sola produzione elettrica.

Tabella 2.2 – Emissioni di anidride carbonica dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica per combustibile (Mt CO₂).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Solidi	28,1	20,8	22,4	40,1	35,3	39,1	42,4	39,8	38,1	38,9	31,9	28,4	26,3
Gas naturale	21,0	24,4	48,7	59,1	59,3	55,1	49,6	40,2	34,9	40,4	46,4	51,7	47,5
Gas derivati	6,7	6,4	6,4	11,1	7,8	8,8	7,4	5,4	5,5	3,6	4,6	3,7	3,5
Prodotti petroliferi	70,2	81,4	61,2	31,8	15,0	12,3	11,8	8,8	8,3	7,6	6,7	6,3	5,9
Altri combustibili	0,1	0,2	0,5	1,8	3,0	3,2	3,1	3,0	3,1	3,3	3,0	2,9	2,9
Totale	126,2	133,2	139,2	144,0	120,4	118,5	114,3	97,2	89,9	93,4	92,5	93,0	86,2

* Stime preliminari ISPRA

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale per la sola produzione elettrica mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti dal 16,7% nel 1990 al 49,2% nel 2010 e diminuisce fino al 38,8% nel 2014 per risalire al 55,6% nel 2017. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, si è ridotta dal 1990 (22,3%) al 1993 (12,2%). Dopo un periodo di relativa stabilità fino al 2000 si osserva una rapida ascesa della quota emissiva dei combustibili solidi fino a raggiungere il 42,3% nel 2014. Dopo il 2014 le emissioni da combustibili solidi sono diminuite e rappresentano il 30,5% delle emissioni dovute alla produzione elettrica del 2017 (Figura 2.1).

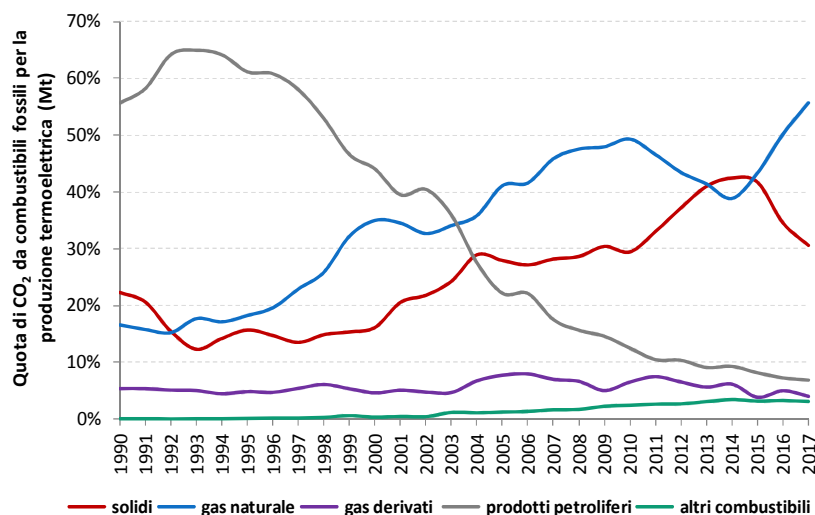


Figura 2.1 – Andamento della quota emissiva per tipologia di combustibile.

Nella Figura 2.2 è rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

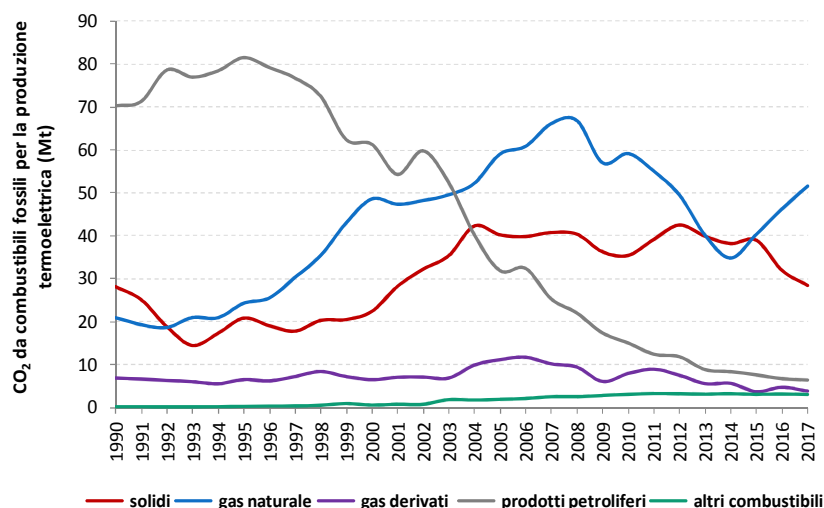


Figura 2.2 – Andamento delle emissioni da produzione elettrica per combustibile.

2.1.1 Fattori di emissione di CO₂ per la produzione e il consumo di energia elettrica

In Tabella 2.3 sono riportati i fattori di emissione specifici per le diverse tipologie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. Tra i combustibili fossili i gas derivati presentano i fattori di emissione più elevati, seguiti dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi; il gas naturale mostra i fattori di emissione più bassi. Gli altri combustibili meritano un discorso a parte poiché prevalentemente costituiti da rifiuti e bioenergie. I fattori di emissione di tali combustibili sono tra i più elevati se si considera la produzione elettrica dalla sola componente non biodegradabile dei rifiuti, tra i quali figurano anche i rifiuti industriali.

Tabella 2.3 – Fattori di emissione di CO₂ da produzione termoelettrica lorda per combustibile (gCO₂/kWh).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Solidi	876,9	863,2	852,0	919,9	889,7	873,7	862,5	882,1	876,7	899,9	895,7	870,0
Gas naturale	529,9	518,8	480,4	396,2	387,9	381,5	384,3	369,6	372,8	364,8	367,5	368,3
Gas derivati	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.630,0	1.495,9	1.606,0	1.793,9	1.624,8	1.639,5	1.498,4
Prodotti petroliferi	683,5	674,0	713,0	675,1	688,9	620,3	622,8	566,6	585,3	564,7	548,8	548,9
Altri combustibili^[1]	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	238,9	209,5	154,9	146,4	136,2	137,6	133,3
Altri combustibili^[2]	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.361,7	1.364,0	1.309,4	1.265,0	1.224,0	1.209,6	1.178,0
Totale termoelettrico^[1]	708,0	680,6	633,6	571,4	522,2	520,5	527,0	505,8	512,3	487,9	465,7	445,5
Totale termoelettrico^[2]	708,2	681,6	638,0	582,6	544,5	546,5	559,2	555,2	573,5	542,8	516,4	491,0

^[1] E' compresa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

^[2] E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

Il fattore di emissione per la produzione termoelettrica lorda nazionale diminuisce costantemente dal 1990 al 2017, con valori che vanno da 708 g CO₂/kWh a 445,5 g CO₂/kWh. La diminuzione è dovuta principalmente all'incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica e alla continua riduzione del fattore di emissione specifico di questo combustibile, riduzione dovuta a sua volta all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati da gas naturale. Un ruolo importante assume anche l'utilizzo di bioenergie con bilancio emissivo zero tra gli altri combustibili che nel 2017 contribuiscono per il 9,3% della produzione termoelettrica dopo un picco del 10,6% raggiunto nel 2014. Si tratta di un notevole incremento considerando che nel 1990 il contributo delle bioenergie alla produzione termoelettrica era dello 0,03% e fino al 2005 era di 1,9%. La differenza tra i fattori di emissione del parco termoelettrico con e senza il contributo delle bioenergie mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione. La differenza diventa rilevante successivamente al 2000 in seguito all'incremento della quantità di biomasse solide e di rifiuti solidi urbani o assimilabili utilizzati per la produzione elettrica e all'ancora più rilevante incremento di bioliquidi e biogas osservato successivamente al 2008.

In figura 2.3 si osserva la variazione percentuale di energia termoelettrica prodotta e delle relative emissioni atmosferiche di CO₂ rispetto al 1990 per tipologia di combustibile. Per i combustibili solidi,

prodotti petroliferi e gas derivati si osserva una sostanziale covariazione dei due parametri, mentre per il gas naturale e gli altri combustibili si osserva un incremento maggiore della produzione elettrica rispetto all'incremento osservato per le emissioni di CO₂. In altre parole per gas naturale e altri combustibili si ha un incremento della produzione elettrica a parità di emissioni di anidride carbonica, ovvero un disaccoppiamento tra i due parametri. Tale configurazione trova spiegazione in diversi fattori, come l'incremento di efficienza della produzione elettrica o la variazione della composizione di combustibili con utilizzo di risorse caratterizzate da minori emissioni specifiche.

Il fattore di disaccoppiamento tra i due parametri può essere considerato in termini di rapporto tra i rispettivi incrementi. Per gli 'altri combustibili' l'incremento di energia elettrica nel 2017 è 9,24 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale il fattore di disaccoppiamento è 1,44. Anche per i prodotti petroliferi si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,25 essenzialmente dovuto alla crescente quota dei gas di sintesi con elevata efficienza di conversione elettrica. Il fattore di disaccoppiamento dei gas derivati è 1,21 mentre il combustibile solido presenta un disaccoppiamento quasi nullo (1,01). Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,59 con un andamento crescente che ricalca quello del gas naturale.

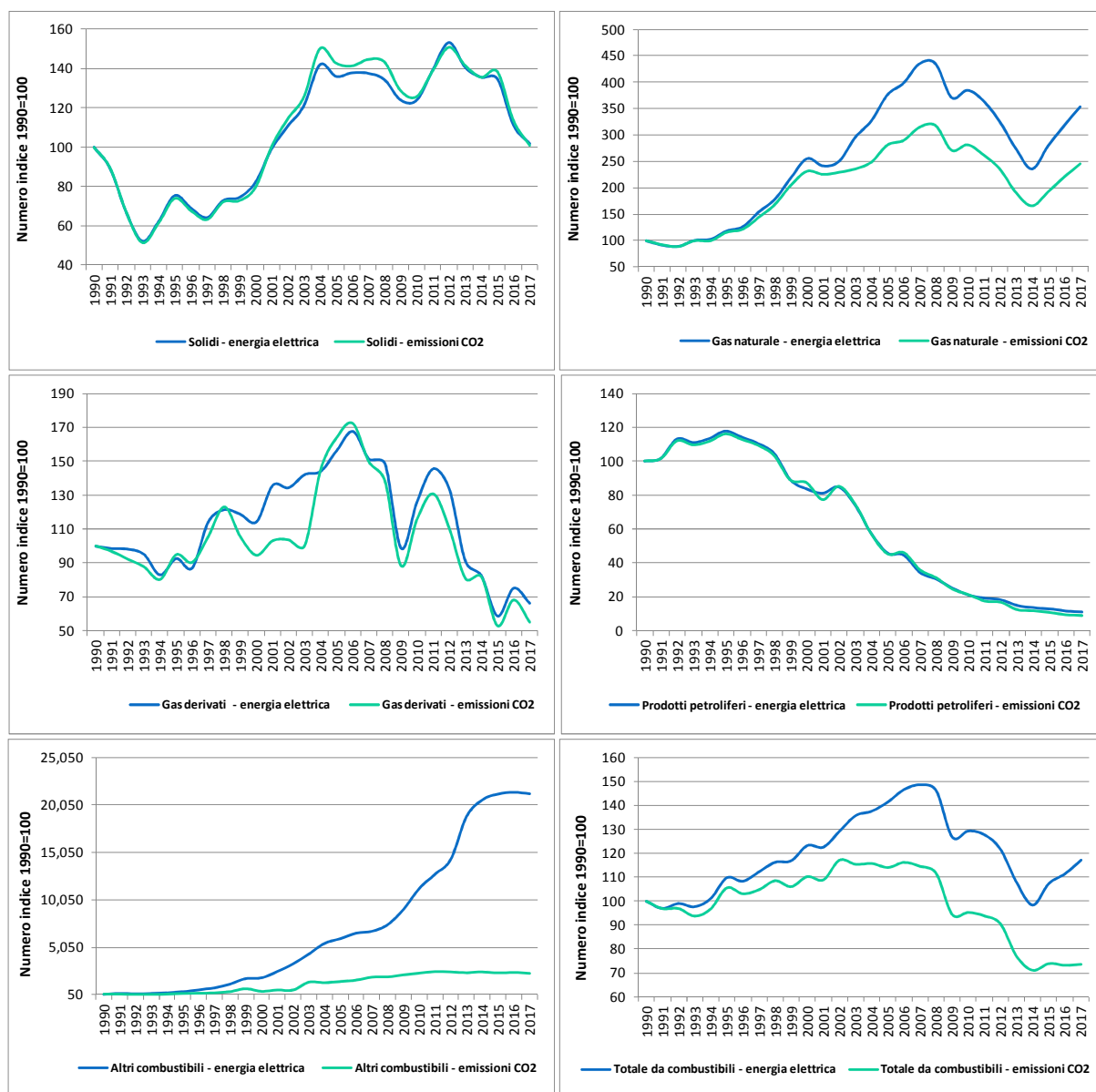


Figura 2.3 - Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).

Da quanto esposto emerge che il parco termoelettrico nazionale presenta, a partire dal 1990, un incremento della produzione elettrica cui non è corrisposto un proporzionale incremento delle

emissioni atmosferiche di CO₂ per via del miglioramento tecnologico e per l'incremento della quota di combustibili con fattori di emissione inferiori. Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2002 con un incremento del 17,1% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso periodo un incremento del 29,6%. Dal 2002 al 2007 le emissioni hanno subito una lieve diminuzione. Complessivamente le emissioni nel 2007 sono maggiori del 14,6% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica è cresciuta del 49,1%. Successivamente al 2007, in seguito alla contrazione dell'economia innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una sensibile riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. I dati mostrano che il 2014 rappresenta l'anno in cui si è raggiunto il minimo di produzione elettrica dall'inizio della crisi economica. Negli anni successivi si osserva una ripresa della produzione elettrica. Sull'intero periodo esaminato le emissioni del settore termoelettrico nel 2017 sono diminuite del 26,3% rispetto al 1990, a fronte di un incremento della produzione termoelettrica del 17,1%.

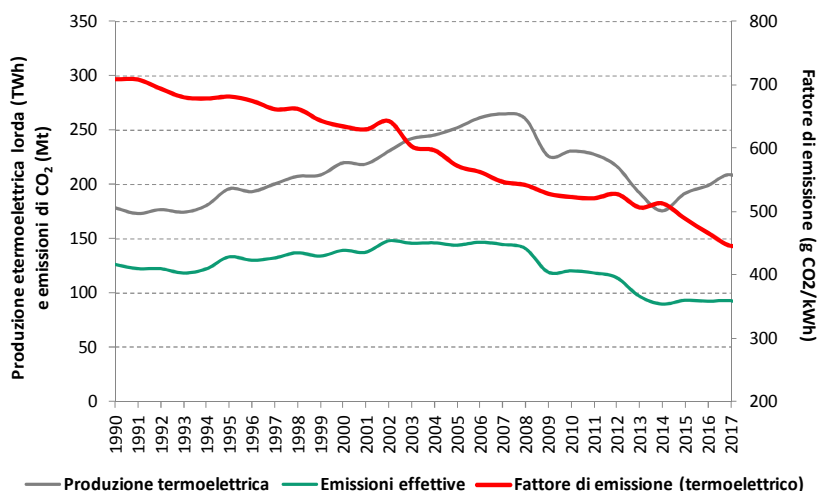


Figura 2.4 - Andamento della produzione termoelettrica, delle emissioni di CO₂ e del fattore di emissione.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 per la produzione elettrica lorda di origine fossile, per la produzione elettrica lorda totale, comprensiva quindi dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. E' inoltre riportato il fattore di emissione per il consumo di energia elettrica a livello di utenza. I fattori di emissione relativi alla produzione elettrica considerano la produzione lorda, misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Per il calcolo dei fattori di emissione dei consumi va considerata la produzione netta di energia elettrica, ovvero l'energia elettrica misurata in uscita dagli impianti al netto dell'energia elettrica utilizzata per i servizi ausiliari della produzione, la quota di energia elettrica importata e le perdite di rete. Le emissioni atmosferiche di CO₂ dovute alla produzione dell'energia elettrica importata dall'estero non entrano nel novero delle emissioni nazionali.

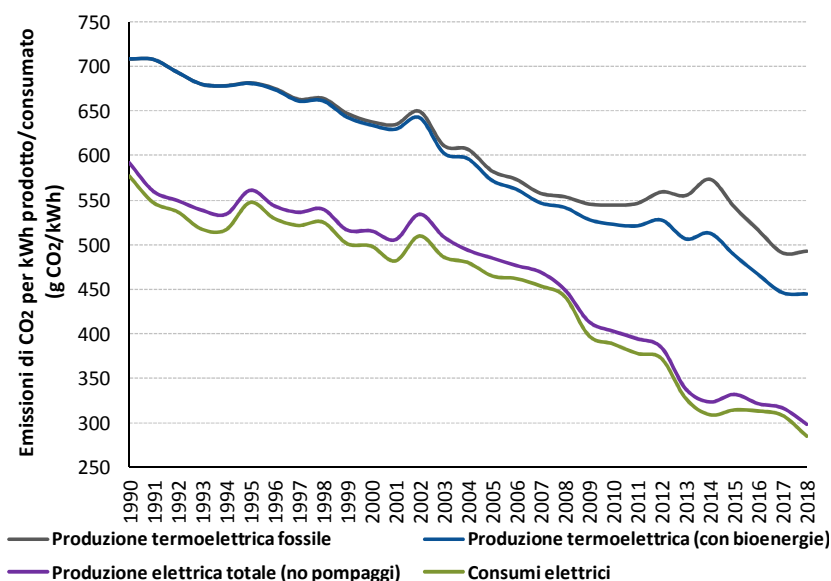


Figura 2.5 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/kWh). Per il 2018 stime preliminari.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica totale poiché tali fonti hanno un bilancio emissivo pari a zero (Tabella 2.4). Il fattore di emissione per consumo di energia elettrica si riduce ulteriormente in ragione della quota di energia elettrica importata dall'estero le cui emissioni atmosferiche sono originate fuori dal territorio nazionale.

I dati relativi alle emissioni dal parco termoelettrico e della produzione elettrica nazionale mostrano che a fronte di un incremento della produzione elettrica dal 1990 al 2017 di 79,2 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica di 33,2 Mt.

Tabella 2.4 – Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici (g CO₂/kWh).

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossile)	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione termoelettrica lorda e calore ^{1,3}	Produzione elettrica lorda ²	Produzione di calore ³	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,3}	Consumi elettrici
1990	708,2	708,0	708,0	592,2	-	592,2	576,9
1995	681,6	680,6	680,6	561,3	-	561,3	547,2
2000	638,0	633,6	633,6	515,6	-	515,6	498,3
2005	582,6	571,4	513,1	485,0	239,0	447,4	464,7
2006	573,2	561,6	504,7	476,6	248,8	440,5	461,8
2007	557,7	546,2	493,6	469,2	248,3	434,8	453,4
2008	553,8	541,1	490,4	449,5	250,6	419,7	441,7
2009	545,8	527,5	478,7	413,5	259,2	390,6	397,6
2010	544,5	522,2	467,9	402,8	245,6	377,9	388,4
2011	546,5	520,5	459,2	394,2	226,4	366,3	377,7
2012	559,2	527,0	464,7	384,4	225,1	358,9	371,9
2013	555,2	505,8	438,0	337,8	217,3	317,2	327,1
2014	573,5	512,3	437,9	323,3	205,8	303,5	308,9
2015	542,8	487,9	424,2	331,7	218,5	312,0	314,3
2016	516,4	465,7	407,7	321,3	219,3	303,5	313,1
2017	491,0	445,5	393,2	316,4	214,6	298,9	308,1
2018*	492,9	444,0	387,0	298,2	202,8	281,7	284,8

¹ comprensiva della quota di elettricità prodotta da bioenergie

² al netto degli apporti da pompaggio

³ considerate anche le emissioni di CO₂ per la produzione di calore (calore convertito in kWh)

* stime preliminari

La riduzione dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dal 2007 al 2014 è stata principalmente determinata dall'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, mentre la diminuzione registrata a partire dal 2015 è essenzialmente dovuta alla diminuzione dei combustibili solidi e al corrispondente incremento di gas naturale nel mix fossile. La quota di energia elettrica da combustibili solidi passa da 15,3% nel 2015 a 11% nel 2017, mentre la produzione elettrica da gas naturale passa da 39,2% nel 2015 a 47,4% nel 2017.

2.1.2 Fattori di emissione di CO₂ per tipologia di impianto

I dati di produzione elettrica e i consumi specifici per tipologia di impianto e per tipologia di combustibile pubblicati annualmente da TERNA sono stati utilizzati per elaborare i consumi energetici, le emissioni di CO₂ e i fattori di emissione per unità di energia elettrica e calore prodotti.

Tali informazioni a livello di tipologia di impianto possono essere utili anche ai fini di procedure autorizzative condizionate a eventuali soglie emissive. I dati illustrati nelle seguenti tabelle riportano i fattori di emissione riferiti alla produzione elettrica per gli anni 2005, 2010 e 2017, senza il contributo emissivo dovuto alla produzione di calore. E' evidente come le centrali termoelettriche che producono solo energia elettrica siano caratterizzate dai fattori di emissione più elevati in ragione della loro minore efficienza elettrica rispetto alle centrali cogenerative. In particolare si osserva che i fattori di emissione più elevati sono dovuti alla combustione di gas derivati, prodotti petroliferi e combustibili solidi. In merito agli altri combustibili gassosi, prevalentemente costituiti da biogas, si registrano i fattori di emissione più bassi. Gli altri combustibili solidi comprendono biomasse e rifiuti, sia la componente rinnovabile sia la componente non rinnovabile.

Il fattore di emissione per tipo di impianto è costituito dalla media ponderata dei fattori di emissione per quantitativo di combustibile utilizzato e energia elettrica prodotta dalla tipologia di impianto. Il fattore di emissione di una tipologia di impianti è quindi determinato dalle emissioni totali da tali impianti e dalla relativa produzione elettrica. Pertanto il basso fattore di emissione degli impianti a combustione interna con produzione di sola energia elettrica è determinato dal fatto che la produzione elettrica da tali impianti avviene prevalentemente per consumo di altri combustibili costituiti da risorse rinnovabili con impatto emissivo pari a zero.

Tabella 2.5 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2017). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2017	g CO₂/kWh						
Impianti non cogenerativi	872,0	391,0	1.631,2	719,5	397,6	10,6	544,9
a combustione interna (CI)	-	563,1	1.631,2	669,6	314,7	10,6	163,7
a turbine a gas (TG)	-	683,9	-	1.079,6	479,5	12,1	647,8
a vapore a condensazione (C)	872,0	537,9	-	724,6	476,8	10,0	817,5
a ciclo combinato (CC)	-	386,1	-	616,2	272,9	10,0	381,9
ripotenziato (RP)	-	-	-	-	-	-	-
Impianti cogenerativi	418,2	354,3	1.483,7	437,7	285,9	7,6	356,3
a combustione interna (CIC)	-	326,5	1.170,8	480,7	269,1	7,6	223,6
a turbine a gas (TGC)	-	350,4	-	351,1	320,8	7,8	350,1
a ciclo combinato (CCC)	412,7	356,9	1.417,2	453,0	219,0	8,0	363,7
a vapore a contropressione (CPC)	471,7	285,4	-	336,5	208,7	-	257,3
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	513,3	1.613,4	549,2	433,9	10,8	654,1
TOTALE	870,0	368,3	1.485,6	569,9	326,9	8,7	445,5

Il confronto dei fattori di emissione nel periodo dal 2005 al 2017 mostra come le emissioni per unità di energia elettrica prodotta siano sensibilmente diminuite per tutte le tipologie di impianto e combustibile. La riduzione del fattore di emissione medio di tutti gli impianti è pari al 22%. A guidare

l'andamento sono soprattutto gli impianti cogenerativi che fanno registrare una riduzione del 24,2%. Gli impianti non cogenerativi mostrano una riduzione del 13,8%. I dati per gli impianti a ciclo combinato sono di particolare importanza per la prevalenza che tali impianti hanno in termini di produzione elettrica. I cicli combinati cogenerativi fanno registrare una riduzione del fattore di emissione del 19,4% dal 2005 al 2017, mentre i cicli combinati non cogenerativi mostrano un aumento del fattore di emissione 3,9% nello stesso periodo. Anche per quanto riguarda le diverse tipologie di combustibili si osserva una sensibile riduzione dei fattori di emissione come conseguenza del consistente incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti e dell'incremento della quota di bioenergie con emissioni zero.

Tabella 2.6 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2010). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2010	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	890,7	405,8	1.795,0	782,2	671,1	30,7	602,4
a combustione interna (CI)	-	590,6	1.653,4	711,9	464,6	30,7	290,2
a turbine a gas (TG)	-	734,1	-	1.279,7	690,7	33,5	758,3
a vapore a condensazione (C)	890,7	567,0	1.800,4	782,6	826,4	-	869,4
a ciclo combinato (CC)	-	392,3	1.794,3	2.114,3	390,0	-	394,2
ripotenziato (RP)	-	580,1	-	768,9	-	-	611,7
Impianti cogenerativi	581,4	374,4	1.622,2	569,7	468,3	25,0	436,5
a combustione interna (CIC)	-	373,8	1.669,5	474,0	376,4	23,2	378,2
a turbine a gas (TGC)	-	351,6	891,8	488,0	-	19,3	370,4
a ciclo combinato (CCC)	600,7	373,1	1.586,7	498,9	380,1	62,9	422,3
a vapore a contropressione (CPC)	451,1	439,3	-	612,3	328,2	21,0	442,0
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	512,2	3.195,7	645,6	951,2	36,3	792,8
TOTALE	889,7	387,9	1.657,0	676,3	524,8	29,1	522,2

Tabella 2.7 – Fattori di emissione per la produzione elettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile (anno 2005). Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2005	g CO2/kWh						
Impianti non cogenerativi	923,0	406,8	2.111,6	722,1	1.116,9	63,3	632,3
a combustione interna (CI)	-	552,0	1.877,8	741,2	2.050,9	62,8	324,9
a turbine a gas (TG)	-	684,9	-	1.191,8	-	78,0	715,0
a vapore a condensazione (C)	923,0	529,6	2.114,3	725,8	1.102,9	-	865,0
a ciclo combinato (CC)	-	367,5	-	1.310,8	901,4	-	367,7
ripotenziato (RP)	-	489,8	-	651,0	-	-	507,8
Impianti cogenerativi	667,2	383,5	1.785,6	598,0	456,3	47,3	469,9
a combustione interna (CIC)	-	362,6	1.875,2	574,3	408,9	50,1	465,7
a turbine a gas (TGC)	-	372,4	-	490,0	315,8	68,3	382,7
a ciclo combinato (CCC)	-	386,9	1.707,3	591,7	378,4	75,9	451,6
a vapore a contropressione (CPC)	667,2	300,8	1.407,2	393,5	538,4	55,8	418,6
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	-	459,9	2.684,9	675,6	779,2	42,0	735,4
TOTALE	919,9	396,2	1.900,6	693,7	538,6	60,4	571,4

Nella seguente tabella sono riportati i fattori di emissione per la produzione di calore dagli impianti cogenerativi per tipologia di combustibile secondo la classificazione dei combustibili utilizzata da TERNA.

Tabella 2.8 – Emissioni di CO₂ e fattori di emissione per la produzione di calore per tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

		Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2017	Mt CO ₂	0,2	9,0	0,8	1,3	1,7	0,0	13,1
	g CO ₂ /kWh	379,8	232,2	705,7	245,4	138,3	0,3	214,6
2016	Mt CO ₂	0,2	9,0	1,1	1,3	1,8	0,0	13,5
	g CO ₂ /kWh	384,2	232,7	747,8	245,1	137,9	0,3	219,3
2015	Mt CO ₂	0,2	8,7	0,9	1,5	1,7	0,0	13,1
	g CO ₂ /kWh	383,5	230,8	780,8	249,7	143,3	0,5	218,5
2010	Mt CO ₂	0,1	8,3	0,2	3,9	1,4	-	13,8
	g CO ₂ /kWh	383,5	231,4	625,8	287,1	224,1	-	245,6
2005	Mt CO ₂	0,3	7,5	0,3	4,2	0,5	-	12,8
	g CO ₂ /kWh	377,2	223,5	474,3	282,9	144,5	-	238,8

Per gli impianti cogenerativi è possibile elaborare il fattore di emissione per la produzione congiunta di energia elettrica e calore. La riduzione dei fattori di emissione medi dal 2005 al 2017 è pari a 20,4% con una variabilità che va da -9,4% per gli impianti a turbine a gas a -39,2% per gli impianti a combustione interna. Gli impianti a ciclo combinato mostrano una riduzione del 20,6%. In merito ai fattori emissivi per tipologia di combustibile le riduzioni più consistenti si osservano per gli altri combustibili solidi e gassosi (-45,7% e -74,7% rispettivamente) poiché in tali categorie rientrano le bioenergie rinnovabili il cui contributo aumenta in maniera considerevole. Il dato più interessante è tuttavia quello relativo al gas naturale che è il combustibile di gran lunga prevalente negli impianti cogenerativi e che fa registrare una riduzione del fattore di emissione del 4,1% dal 2005 al 2017.

Tabella 2.9 – Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica e calore per tipologia di impianto cogenerativo e tipologia di combustibile per gli anni indicati. Classificazione dei combustibili secondo TERNA.

	Solidi	Gas Naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi	TOTALE
2017							
g CO₂/kWh							
Impianti cogenerativi	391,2	316,7	1.243,2	301,1	213,7	5,2	307,4
a combustione interna (CIC)		284,8	998,8	376,5	193,7	5,2	221,7
a turbine a gas (TGC)		283,4		281,5	172,4	3,8	274,3
a ciclo combinato (CCC)	390,7	327,2	1.150,4	317,6	200,2	5,1	326,3
a vapore a contropressione (CPC)	393,6	245,1		255,8	162,1		228,7
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		373,3	1.454,4	300,6	242,8	2,9	390,8
2016							
g CO₂/kWh							
Impianti cogenerativi	392,3	314,3	1.318,2	299,6	216,6	5,4	310,5
a combustione interna (CIC)		282,0	1.196,8	381,8	195,6	5,4	219,7
a turbine a gas (TGC)		282,1	924,9	282,6	171,7	4,4	273,2
a ciclo combinato (CCC)	391,9	325,2	1.204,1	317,4	205,5	5,4	326,5
a vapore a contropressione (CPC)	394,4	244,9		256,3	163,4	1,0	229,2
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		355,9	1.503,0	288,1	245,4	2,7	424,0
2010							
Impianti cogenerativi	436,2	332,6	1.555,7	363,1	398,4	17,0	372,5
a combustione interna (CIC)		301,2	1.572,7	413,6	324,1	16,9	317,0
a turbine a gas (TGC)		280,9	891,8	363,2		6,9	296,3
a ciclo combinato (CCC)	458,5	341,6	1.528,5	354,2	354,2	25,7	381,1
a vapore a contropressione (CPC)	390,6	283,8		337,9	266,5	7,1	293,7
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		332,0	2.546,5	378,9	590,1	20,0	440,0
2005							
Impianti cogenerativi	492,3	330,4	1.586,6	395,5	393,7	20,5	386,2
a combustione interna (CIC)		295,1	1.835,5	487,8	332,5	29,5	364,6
a turbine a gas (TGC)		290,9		359,4	223,0	38,5	302,7
a ciclo combinato (CCC)		355,2	1.500,8	420,3	372,7	7,1	411,1
a vapore a contropressione (CPC)	492,3	238,2	1.277,5	305,8	354,8	16,6	283,1
a vapore a condensaz. con spillamento (CSC)		306,2	2.684,9	441,1	474,0	15,3	451,5

2.1.3 Emissioni di CO₂ evitate

La sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha determinato una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Al fine di valutare l'impatto di tali fonti sulla riduzione di gas a effetto serra sono state calcolate le emissioni di CO₂ evitate ogni anno. Tale statistica viene elaborata con cadenza biennale dal GSE per la pubblicazione della relazione nazionale sui progressi del Paese ai sensi della direttiva 2009/28/CE (GSE, 2017). La metodologia adottata da GSE prevede che ciascuna fonte rinnovabile sostituisca la quota di produzione fossile che risulta marginale nel periodo di produzione (festivo, lavorativo di picco e non di picco). La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con la metodologia realizzata da EEA (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia realizzata con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di energia elettrica deve essere prodotta dal mix fossile.

La metodologia adottata in questo lavoro fornisce valori differenti di emissioni evitate rispetto alla metodologia adottata da GSE ma non è scopo del presente lavoro confrontare le due metodologie bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore

elettrico indipendente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'energia elettrica.

Il seguente grafico rende evidente che il contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra è stato rilevante fin dal 1990 grazie al fondamentale apporto di energia idroelettrica e che negli ultimi anni la forbice tra emissioni effettive e emissioni teoriche senza fonti rinnovabili si allarga in seguito allo sviluppo delle fonti rinnovabili non tradizionali. Dal 1990 fino al 2007 l'impatto delle fonti rinnovabili in termini di riduzione delle emissioni presenta un andamento oscillante intorno a un valore medio di 30,6 Mt CO₂ parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo delle fonti non tradizionali ha determinato una impennata dell'impatto con un picco di riduzione delle emissioni registrato nel 2014 quando grazie alla produzione rinnovabile non sono state emesse 69,2 Mt di CO₂. Negli anni successivi si osserva una repentina diminuzione delle emissioni evitate parallelamente alla diminuzione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La produzione elettrica da fonti rinnovabili del 2017 ha permesso di evitare l'emissione di 51 Mt di CO₂.

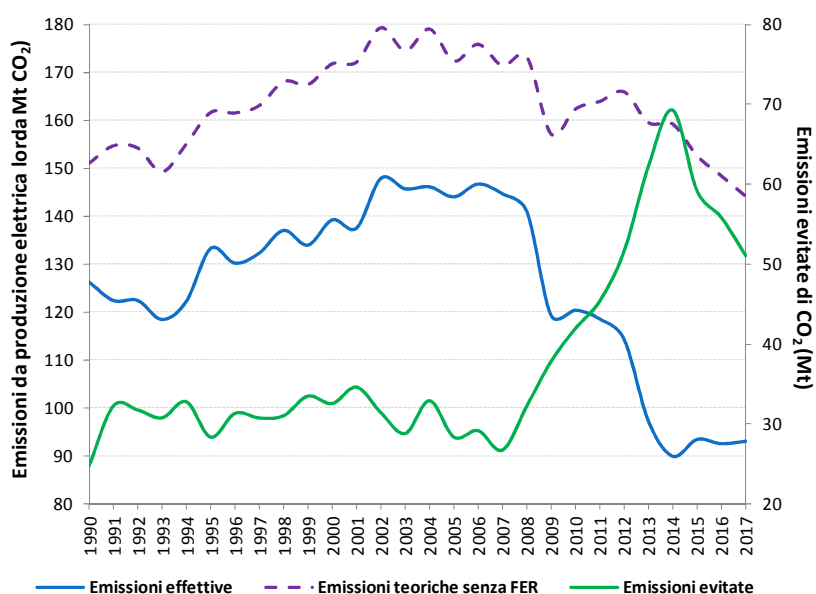


Figura 2.6 - Andamento delle emissioni effettive per la produzione lorda di energia elettrica e delle emissioni teoriche per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con equivalente produzione da fonti fossili.

Considerando l'impatto delle fonti rinnovabili registrato in passato diventa utile osservare l'andamento delle emissioni evitate a partire dall'anno base 2005 quando la produzione rinnovabile ha consentito di evitare l'emissione di 28,3 Mt CO₂. La seguente tabella riporta le emissioni annuali evitate al netto del valore registrato nel 2005.

Tabella 2.10 – Emissioni di CO₂ evitate (Mt) rispetto al 2005.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Emissioni evitate	0,8	0,0	3,9	9,5	13,6	17,0	23,3	33,9	40,9	30,8	27,5	22,7

E' evidente che negli ultimi anni l'impatto delle fonti rinnovabili, pur rimanendo rilevante rispetto al 2005, si sia sensibilmente ridotto rispetto al picco del 2014.

2.1.4 Emissione di gas a effetto serra diversi da CO₂ e altri contaminanti

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri contaminanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata

rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Di seguito sono riportate le emissioni dei gas climalteranti in termini di CO₂ equivalente per intervalli quinquennali a partire dal 2005 con i relativi fattori di emissione, a valle della considerazione dei rispettivi potenziali di riscaldamento globale dei due gas stimate da ISPRA nel contesto dell'Inventario delle emissioni nazionali elaborato da ISPRA (2019).

Tabella 2.11 – Gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Mt CO_{2eq}).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017
Anidride carbonica - CO ₂	156,8	134,2	106,4	105,9	106,1
Metano - CH ₄	0,16	0,17	0,23	0,23	0,23
Protossido di azoto - N ₂ O	0,48	0,51	0,56	0,56	0,53
GHG	157,4	134,8	107,1	106,7	106,9

Tabella 2.12 – Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g CO_{2eq}/kWh*).

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017
Anidride carbonica - CO ₂	447,4	377,9	312,0	303,5	298,9
Metano - CH ₄	0,5	0,5	0,7	0,7	0,6
Protossido di azoto - N ₂ O	1,4	1,4	1,6	1,6	1,5
GHG	449,2	379,8	314,3	305,7	301,0

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Le emissioni di metano e protossido di azoto incidono da 0,4% a 0,7% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore. La quota emissiva dovuta alla sola produzione elettrica può essere stimata considerando la ripartizione di energia utilizzata negli impianti del settore. Nella seguente tabella è riportato il contenuto energetico dei combustibili utilizzati nell'intero settore elettrico dal 2005 per la produzione di energia elettrica e calore.

Tabella 2.13 – Contenuto energetico dei combustibili utilizzati nel settore elettrico (PJ).

Energia dei combustibili	2005	2010	2015	2016	2017
Settore elettrico	2.239	2.000	1.689	1.712	1.760
per produzione di energia elettrica	2.024	1.773	1.448	1.464	1.513
per produzione di calore	215	227	241	247	247

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di contaminanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali contaminanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

Tabella 2.14 – Contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (kt).

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017
Ossidi di azoto - NO _x	129,0	102,3	86,3	82,9	80,7
Ossidi di zolfo - SO _x	183,9	79,0	32,5	25,0	22,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,0	25,3	26,7	29,1	29,7
Monossido di carbonio - CO	36,3	35,7	32,0	33,6	34,7
Ammoniaca - NH ₃	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Materiale particolato - PM ₁₀	5,9	3,4	2,0	2,0	1,9

Le emissioni dei contaminanti considerati sono diminuite dal 2005 eccetto per i composti organici volatili, i soli a mostrare un incremento delle emissioni e dei relativi fattori di emissione per unità di energia prodotta (+65,4% nel 2017 rispetto al 2005).

Tabella 2.15 – *Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (mg/kWh*).*

Contaminanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017
Ossidi di azoto - NO_x	368,2	288,1	253,1	237,7	227,4
Ossidi di zolfo - SO_x	524,7	222,5	95,4	71,7	63,6
Composti organici volatili non metanici - COVNM	51,3	71,3	78,4	83,5	83,8
Monossido di carbonio - CO	103,5	100,5	94,0	96,3	97,7
Ammoniaca - NH₃	0,6	0,6	0,7	0,6	0,5
Materiale particolato - PM₁₀	16,9	9,6	6,0	5,6	5,4

* energia elettrica totale al netto dai pompaggi + calore in kWh

Di particolare rilievo, anche ai fini della qualità dell'aria, è la riduzione del fattore di emissione degli ossidi di zolfo che nel 2017 diminuisce del 87,9% rispetto al 2005. L'emissione degli ossidi di zolfo è fondamentalmente dovuta ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno contribuito inoltre alla significativa riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di materiale particolato, rispettivamente -38,2% e -68,2% dei valori registrati nel 2005.

3 ANALISI DELLA DECOMPOSIZIONE

L'analisi della decomposizione è una tecnica che consente di studiare la variazione di un indicatore in un determinato intervallo temporale in relazione alla variazione dei suoi fattori determinanti. In altre parole la variazione di un parametro viene decomposta nella variazione dei parametri che lo determinano.

Il punto di partenza dell'analisi è la costruzione di un'equazione di identità, dove la variabile di cui si vuole osservare la variazione nel tempo è indicata come il prodotto di componenti considerati come cause della variazione osservata. Perché l'identità sia rispettata è necessario che le componenti siano dei rapporti, dove il denominatore di una componente è anche il numeratore della componente successiva. L'identità è fornita a priori e dovrà essere realizzata secondo un modello concettuale coerente con i vincoli fisici della variabile studiata, oltre alle considerazioni inerenti la disponibilità dei dati e gli obiettivi dell'analisi.

Questo tipo di analisi ha avuto sviluppo nella letteratura economica con l'obiettivo di studiare l'impatto di variazioni della struttura produttiva sulla domanda energetica dell'industria poiché l'analisi consente di avere una migliore comprensione dei fattori che determinano le variazioni degli usi energetici in un determinato settore. Recentemente questo tipo di analisi è stata estesa in campo ambientale, nell'ambito dell'analisi delle emissioni atmosferiche, al fine di comprendere le cause alla base delle variazioni.

In letteratura sono disponibili due principali tecniche di decomposizione: *Structural decomposition analysis* (SDA) e *Index decomposition analysis* (IDA), (Hoekstra, van der Bergh, 2003). Le due metodologie sono state sviluppate indipendentemente e presentano caratteristiche differenti sia in relazione all'ambito di applicazione sia in relazione ai dati di cui necessitano. La principale differenza tra le due tecniche consiste nel modello di dati utilizzato. IDA può essere applicata solo a dati aggregati a livello settoriale in forma vettoriale e consente di valutare solo gli effetti diretti della variazione dei parametri determinanti, mentre SDA consente sia l'utilizzo delle matrici *input-output* e la valutazione degli effetti indiretti sia l'utilizzo dei dati settoriali. IDA è stata applicata alle emissioni di CO₂ da produzione elettrica (Zhang *et al.*, 2012, Malla, 2009). Tra le diverse metodologie IDA disponibili la *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) ha un'ampia applicazione negli studi energetici ed ambientali (Ang, Zhang, 2000).

Ai fini del presente studio il modello di dati aggregati a livello settoriale non consente di stabilire preferenze tra le due metodologie. Tuttavia a fronte di risultati comparabili tra le due metodologie di analisi, la LMDI è un metodo di calcolo meno esigente e di più rapida applicazione. La SDA è stata applicata ai dati aggregati secondo l'approccio presentato da Siebel (2003), che riprende la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998), mentre la IDA è stata applicata secondo il modello LMDI proposto da Ang (2005).

3.1 Structural Decomposition Analysis (SDA)

Per spiegare i presupposti analitici della *Structural decomposition analysis* proposta da Dietzenbacher e Los, supponiamo di decomporre la variabile V nelle sue *driving force* sottostanti, ad esempio le componenti A e B :

$$V = A \times B$$

dove il prodotto dei fattori A e B è uguale alla variabile V . Le variabili V , A e B possono essere scalari, vettori e/o matrici. Sia

$$\Delta V = V^t - V^0$$

la variazione nella variabile V nell'intervallo temporale $(0, t)$. La decomposizione della variazione della variabile V può essere derivata come segue:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 \quad (1)$$

aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^t \times B^0$ si ottiene:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 + A^t \times B^0 - A^t \times B^0 \quad (2)$$

$$= \Delta A \times B^0 + \Delta B \times A^t \quad (2a)$$

mentre,aggiungendo e sottraendo in (1) l'espressione $A^0 \times B^t$ si ottiene:

$$\Delta V = \Delta A \times B^t + \Delta B \times A^0 \quad (2b)$$

Nell'equazione (2b) i pesi sono opposti a quelli nell'equazione (2a): partendo dal tempo 0 si ottiene la prospettiva dell'indice di Laspeyres, mentre partendo dal tempo t si perviene alla prospettiva dell'indice di Paasche. Inoltre, le equazioni (2a) e (2b) sono le uniche decomposizioni complete – senza termini residui – nel caso di due fattori: esistono solo due modalità in cui gli effetti $\Delta A \times B$ e $\Delta B \times A$ possono manifestarsi.

ΔV può essere scritto:

$$\Delta V = \frac{1}{2}(A^t + A^0)\Delta B + \frac{1}{2}(B^t + B^0)\Delta A$$

In questo modo la variazione di V può essere decomposta nella somma delle variazioni dei fattori A e B , dove $\Delta A = A^t - A^0$ e $\Delta B = B^t - B^0$.

In generale, in presenza di n fattori, si avrà:

$$V = F_1 * F_2 * \dots * F_n$$

che è possibile decomporre nelle seguenti due decomposizioni polari:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^t \dots F_{n-1}^t \times F_n^t + F_1^0 \times \Delta F_2 \dots F_{n-1}^t \times F_n^t + \\ & + F_1^0 \times F_2^0 \dots \Delta F_{n-1} \times F_n^t + F_1^0 \times F_2^0 \times \dots F_{n-1}^0 \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (3)$$

e, ordinando i fattori secondo la prospettiva temporale opposta, si ottiene:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \Delta F_1 \times F_2^0 \dots F_{n-1}^0 \times F_n^0 + F_1^t \times \Delta F_2 \dots F_{n-1}^0 \times F_n^0 + \\ & + F_1^t \times F_2^t \dots \Delta F_{n-1} \times F_n^0 + F_1^t \times F_2^t \times \dots F_{n-1}^t \times \Delta F_n \end{aligned} \quad (4)$$

Tuttavia, in questo caso le espressioni polari non sono uniche, ma sono solo due fra le decomposizioni possibili. Dietzenbacher e Los (1998) dimostrano che nel caso generale in cui siano presenti n fattori, saranno possibili $n!$ espressioni di decomposizione.

Il problema della mancanza di unicità della soluzione può essere superato in due modi. Dietzenbacher e Los suggeriscono di adottare la media di due forme di decomposizione polare per evitare complessità di calcolo soprattutto in presenza di numerosi fattori; la soluzione scelta in questo lavoro utilizza la media di tutte le forme possibili di decomposizione, così come suggerito da de Haan (2001) e Seibel (2003).

Quest'ultima soluzione, peraltro, supera ogni arbitrarietà derivante dal dover scegliere una delle possibili coppie di forme di decomposizione polare.

Siano a, b, c, d i fattori che contribuiscono alla variazione della variabile V in un intervallo temporale tra 0 ed t , allora la decomposizione può essere rappresentata come segue:

$$\Delta V = \frac{[\Delta a \cdot (b \cdot c \cdot d) + \Delta b \cdot (a \cdot c \cdot d) + \Delta c \cdot (a \cdot b \cdot d) + \Delta d \cdot (a \cdot b \cdot c)]}{n!} \quad (5)$$

Poiché non esiste una sola decomposizione della variazione di ΔE nell'intervallo temporale $(0, t)$, la decomposizione viene effettuata per tutte le $n!$ combinazioni possibili di stati temporali dei fattori invariati. Il risultato della decomposizione sarà la media di tutte le decomposizioni calcolate. Nel presente studio è stato quindi applicato il metodo proposto da Dietzenbacher e Los (1998). Per maggiori dettagli sulla metodologia si rimanda a Seibel, 2003 e APAT, 2007.

3.2 Index Decomposition Analysis (IDA)

La *Index decomposition analysis* ha diversi approcci, di seguito sarà presentata una sintetica descrizione della *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI) che risulta tra le metodologie più diffuse in letteratura (Ang, 2005).

Sia V una variabile soggetta a variazione temporale nell'intervallo $(0, t)$. La variazioni di V da V^0 a V^t siano determinate da n fattori (X_1, X_2, \dots, X_n) . Siano i le sottocategorie che definiscono le variazioni strutturali di V per ogni fattore, in modo che a livello di sottocategoria sia rispettata la relazione:

$$V_i = X_{1,i} \times X_{2,i} \times \dots \times X_{n,i}$$

L'obiettivo è derivare il contributo degli n fattori nella variazione di V che può essere espressa sia in termini additivi, sia in termini moltiplicativi:

$$\Delta V = V^t - V^0 = \Delta V_{X1} + \Delta V_{X2} + \dots + \Delta V_{Xn} \quad \text{forma additiva}$$

$$\Delta V = V^t / V^0 = D_{X1} \times D_{X2} \times \dots \times D_{Xn} \quad \text{forma moltiplicativa}$$

Le formule generali per l'applicazione della LMDI sono le seguenti:

$$\Delta V_{xk} = \sum_i L(V_i^t, V_i^0) \ln \left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0} \right)$$

$$D_{xk} = \exp \left(\sum_i \frac{L(V_i^t, V_i^0)}{L(V^t, V^0)} \ln \left(\frac{X_{k,i}^t}{X_{k,i}^0} \right) \right)$$

dove $L(a, b) = (a - b) / (\ln a - \ln b)$ e $L(a, a) = a$

3.3 Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione termoelettrica é dovuta a diversi fattori come la tecnologia di generazione elettrica, il combustibile fossile utilizzato, il contributo delle fonti rinnovabili e la domanda elettrica. L'analisi della decomposizione è stata applicata per valutare il contributo relativo di tali componenti. Tale tecnica trova ampia applicazione nell'analisi dei dati ambientali. L'Istituto di Statistica della Germania ha adottato l'analisi della decomposizione per valutare la variazione delle emissioni di anidride carbonica (Seibel, 2003).

Il punto di partenza dell'analisi di decomposizione è la costruzione di un'identità in cui la variabile esaminata è indicata come prodotto delle componenti considerate cause determinanti (APAT, 2007). Affinché l'identità sia rispettata le componenti devono essere definite come rapporti, dove il denominatore di una componente è il numeratore della componente successiva. L'identità è fornita a priori in relazione ai dati disponibili e all'obiettivo dell'analisi considerando un modello concettuale che spieghi i fattori che ragionevolmente possono influenzare la variabile considerata. L'identità individuata nel presente studio è la seguente:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CO_{2i}}{E.E.i} \times \frac{E.E.i}{E.E.F} \times \frac{E.E.F}{E.E.T} \times E.E.T$$

CO_{2i} è l'anidride carbonica emessa dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.i$ è l'energia elettrica prodotta dalla tipologia di combustibile fossile i ;

$E.E.F$ è l'energia elettrica prodotta dai combustibili fossili;

$E.E.T$ è l'energia elettrica totale prodotta, comprese le fonti rinnovabili.

Il primo fattore dell'equazione valuta l'effetto tecnologico, in termini di variazione temporale dei fattori di emissione delle diverse tipologie di combustibili fossili. Tale variazione è un indicatore dell'incremento di efficienza degli impianti termoelettrici nel processo di trasformazione delle fonti fossili in energia elettrica. In altri termini viene valutato l'effetto della variazione di intensità emissiva nella generazione elettrica. Il secondo fattore prende in considerazione l'effetto della variazione del mix combustibile, ovvero la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili caratterizzati da diverso contenuto di carbonio e quindi diversi fattori di emissione. Il terzo fattore valuta l'effetto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili considerando la variazione del rapporto tra

energia elettrica da fonte fossile ed energia elettrica totale. Infine, il quarto fattore considera l'effetto della variazione di energia elettrica totale prodotta.

In base all'equazione riportata le emissioni possono essere decomposte nei diversi fattori con le due metodologie precedentemente illustrate, al fine di valutare l'effetto della variazione di un fattore lasciando invariati gli altri fattori. Nell'analisi di decomposizione effettuata è stato assunto un contributo indipendente dei quattro fattori sulla variazione delle emissioni atmosferiche. L'effetto finale è valutato in termini additivi per i fattori considerati.

3.3.1 Risultati dell'analisi della decomposizione

Considerata la rilevanza della CO₂ tra i gas a effetto serra emessi per la generazione elettrica la seguente analisi, effettuata con la metodologia SDA, è stata effettuata solo sulle emissioni di CO₂.

I fattori considerati nell'analisi (tecnologia, tipologia di combustibile, fonti rinnovabili, produzione elettrica totale) concorrono alla riduzione delle emissioni atmosferiche laddove l'incremento della produzione elettrica determina un effetto contrario (Figura 3.1).

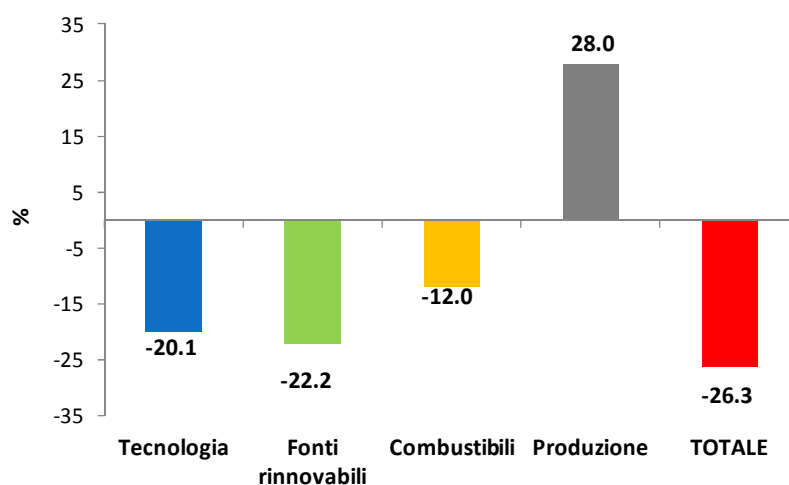


Figura 3.1 – Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di CO₂ nel periodo 1990-2017. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 20,1%, 22,2% e 12%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 28%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ nel 2017 del 26,3% rispetto alle emissioni osservate nel 1990 (-33,2 MtCO₂). In altre parole la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2017 sarebbe stata di 25,3 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla composizione di combustibili sarebbe stata di 15,2 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al 1990 avrebbe determinato una riduzione delle emissioni di 28 MtCO₂. Tali effetti di riduzione delle emissioni sono “compensati” da un aumento netto della produzione di energia elettrica che avrebbe comportato un incremento delle emissioni atmosferiche di 35,3 MtCO₂ in assenza del contributo degli altri fattori. Considerando le tipologie di combustibili, la riduzione della quota di prodotti petroliferi rappresenta di gran lunga il maggior contributo alla diminuzione delle emissioni atmosferiche (Tabella 3.1).

Tabella 3.1 – *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche. E' riportato il contributo percentuale alla variazione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2017 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.*

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	-0,18	-5,69	-0,98	7,07	0,23
Gas naturale	-11,55	-7,91	34,27	9,47	24,29
Gas derivati	-0,79	-1,03	-1,91	1,32	-2,42
Prodotti petroliferi	-6,27	-7,14	-46,81	9,62	-50,61
Altri combustibili^[1]	-1,28	-0,41	3,42	0,48	2,21
Totale	-20,07	-22,18	-12,01	27,96	-26,30

^[1] E' esclusa l'elettricità prodotta da rifiuti biodegradabili, biogas e biomasse di origine vegetale.

In Figura 3.2 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990 al 2017. I dati relativi al fattore tecnologico mostrano che la maggiore riduzione delle emissioni atmosferiche è stata registrata nel periodo dal 2000 al 2001. In quegli anni sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati prevalentemente da gas di sintesi da gassificazione di prodotti petroliferi, mentre negli anni successivi sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Tali impianti sono caratterizzati da maggiore efficienza rispetto ai cicli a vapore tradizionali. Il crescente utilizzo dei gas di sintesi e dei rifiuti solidi urbani a partire dal 2000 spiega inoltre l'incremento delle emissioni dovute alla variazione dei combustibili nel periodo 1999-2001, dovuto in parte anche all'incremento della quota di combustibili solidi nel 2001. Per quel che concerne il contributo della variazione dei combustibili fossili nell'intero periodo esaminato è evidente che la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili, con l'aumento del gas naturale a scapito principalmente dei prodotti petroliferi, determina una corrispondente variazione del contributo emissivo con una diminuzione netta delle emissioni. Di particolare rilievo appare l'andamento del contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche da parte delle fonti rinnovabili. I valori relativi a tale fattore mostrano una oscillazione che riflette la variabilità della produzione elettrica, soprattutto in relazione alla componente idroelettrica che dipende a sua volta dalle condizioni meteorologiche. A partire dal periodo 2007-2008 l'apporto delle fonti rinnovabili assume una dimensione rilevante, con un contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Di particolare interesse appare il risultato della decomposizione tra 2015 e l'anno precedente. Dal 2015 si nota come la variazione delle fonti rinnovabili, nella fattispecie la riduzione del loro contributo, determini un incremento delle emissioni solo parzialmente compensato dagli altri fattori, soprattutto la variazione del mix combustibile.

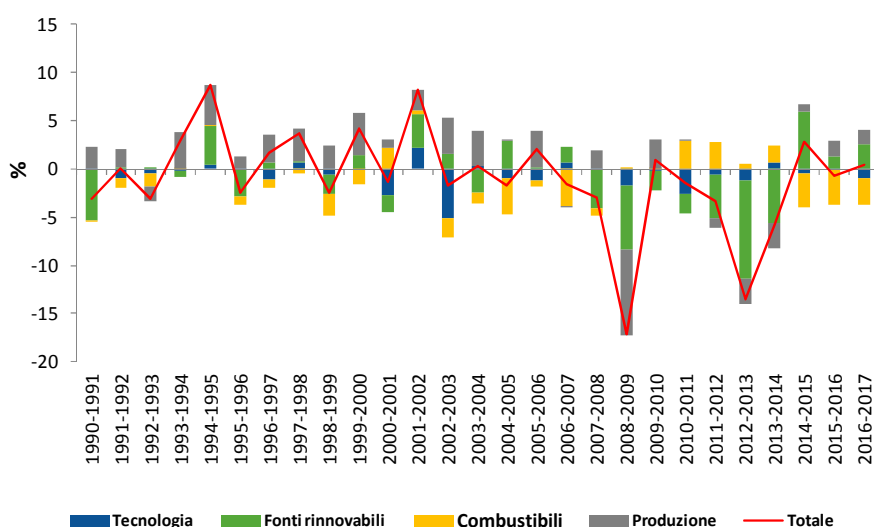


Figura 3.2 - *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali. Per ogni intervallo annuale sono riportati i contributi alla variazione delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rappresenta la variazione totale osservata.*

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che a partire dal 2007 la crisi economica ha ridotto sensibilmente i consumi di

combustibili fossili aumentando nel contempo la quota di fonti rinnovabili in seguito alla priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da tali fonti. In ogni caso ogni unità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche in maniera di gran lunga superiore a qualsiasi altro fattore, nell'ipotesi di sostituzione di una equivalente quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi fonte fossile.

L'applicazione della *Index decomposition analysis* con la metodologia LMDI proposta da Ang (2005) mostra risultati analoghi a quelli della *Structural decomposition analysis* con la metodologia proposta da Dietzenbacher e Los (1998).

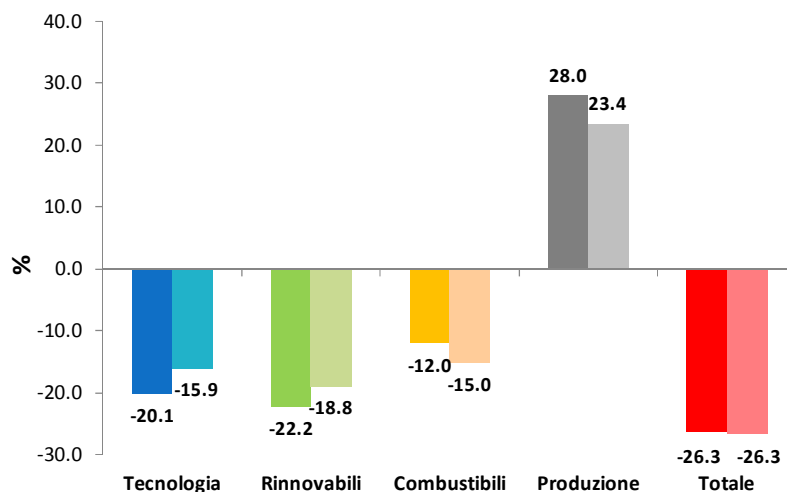


Figura 3.3 – Confronto dei risultati della analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2017 con metodologie SDA e IDA, rispettivamente la prima e la seconda barra per ciascun fattore.

Le due metodologie presentano differenti percentuali del contributo di ciascun fattore alla variazione delle emissioni di CO₂ nel periodo esaminato ma mostrano essenzialmente la stessa struttura (Figura 3.3).

Dai risultati osservati si può concludere che la riduzione delle emissioni atmosferiche nel settore elettrico nel periodo 1990-2017 sia prevalentemente dovuta all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili e all'incremento dell'efficienza della trasformazione elettrica nel settore termoelettrico. Per quanto riguarda il secondo fattore sono stati determinanti l'entrata in esercizio degli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale e l'incremento della quota di rifiuti utilizzati per la generazione elettrica. La produzione elettrica da fonti rinnovabili diventa il fattore prevalente di riduzione delle emissioni a partire dal 2007 fino al 2014, ma negli ultimi anni il ruolo di tale fattore è superato dal miglioramento tecnologico e del mix di combustibili.

3.4 Energia elettrica e PIL

La produzione di energia elettrica nazionale e i relativi consumi sono strettamente correlati alle attività economiche del paese. Nel seguente grafico è illustrata la correlazione tra prodotto interno lordo pubblicato periodicamente da ISTAT (valori concatenati con anno di riferimento 2010) e produzione lorda di energia elettrica.

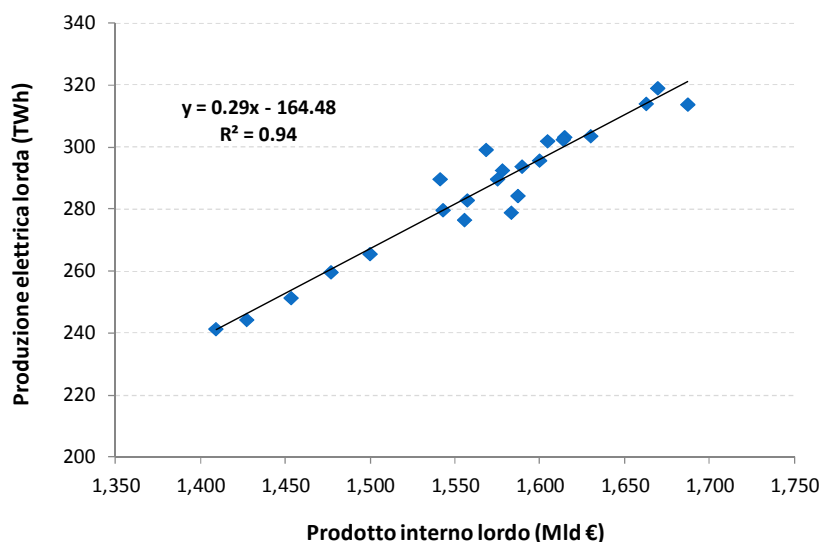


Figura 3.4 – Correlazione tra PIL (valori concatenati - anno 2010) e produzione lorda di energia elettrica.

Il tasso di variazione della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di variazione dei consumi elettrici rispetto all'anno 1995 mostrano una velocità maggiore rispetto al tasso di variazione del prodotto interno lordo (Figura 3.5). E' inoltre evidente il disaccoppiamento tra prodotto interno lordo ed emissioni di CO₂ da produzione elettrica, dovuto sia all'incremento di efficienza sia alla crescente quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il disaccoppiamento è particolarmente accentuato negli ultimi anni con il sensibile incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili.

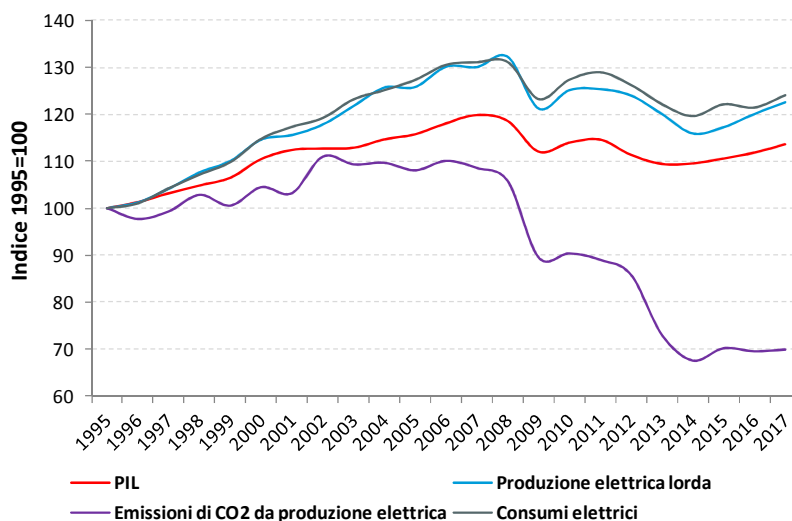


Figura 3.5 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1995.

Il disaccoppiamento tra produzione elettrica (o consumi elettrici) e prodotto interno lordo è dovuto all'incremento dei consumi di energia elettrica nel settore residenziale, non associato alla produzione economica, e a un forte tasso di crescita dei consumi nel settore terziario, attenuatosi solo negli ultimi anni e caratterizzato da tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica nettamente divergenti (Figura 3.6). Il settore industria, d'altra parte, mostra un andamento parallelo dei tassi di crescita del valore aggiunto e consumo di energia elettrica e un indice di intensità energetica pressoché costante.

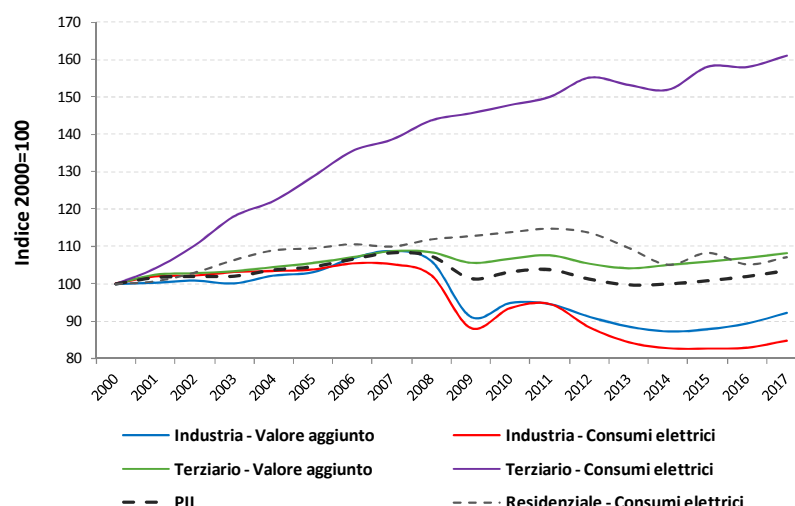


Figura 3.6 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Terziario. E' inoltre riportato l'andamento del prodotto interno lordo e dei consumi elettrici per il settore residenziale rispetto all'anno 2000.

L'intensità energetica (consumi di energia elettrica / valore aggiunto con valori concatenati con anno di riferimento 2010) per i settori terziario e industria mostra andamenti opposti. Nel settore terziario il valore passa da 65 Wh/€ a 97 Wh/€ dal 2000 al 2017 con un incremento del 49%. Il settore industria, d'altra parte, è caratterizzato da intensità energetica più elevata rispetto al settore dei servizi e un andamento in netta diminuzione, con una riduzione dei consumi elettrico per unità di valore aggiunto di 8,2%. Per il settore agricoltura si osservano ampie oscillazioni dell'intensità energetica con un incremento del 30,9% nel periodo considerato (Tabella 3.2).

Tabella 3.2 – Intensità elettrica per unità di valore aggiunto. Per il settore residenziale l'intensità è espressa per unità di prodotto interno lordo. (Wh/€ - valori concatenati con anno di riferimento 2010).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Agricoltura	163,4	187,7	197,4	204,0	210,0	198,5	192,3	194,7	190,1	213,9
Industria	399,8	402,1	393,5	399,4	386,9	380,3	378,6	375,5	370,1	367,0
Terziario	65,3	79,7	90,6	91,1	96,2	96,1	94,5	97,5	96,6	97,3
Residenziale	43,7	45,8	48,2	48,3	49,0	48,0	46,0	46,9	45,1	45,2

In sintesi, con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nel settore dell'industria. Il settore terziario mostra invece un andamento crescente dei consumi nonostante la contrazione del valore aggiunto, con un rallentamento dopo il 2012. I consumi residenziali mostrano una maggiore inerzia rispetto ai consumi dei settori economici, tuttavia anche nel residenziale si osserva una contrazione successivamente al 2012, analogamente a quanto accade per i consumi nel terziario. Nel 2017 tutti i settori mostrano un incremento dei consumi rispetto all'anno precedente. Data l'importanza della penetrazione elettrica nei trasporti, i consumi elettrici di tale settore sono stati esplicitati in Tabella 3.3.

Tabella 3.3 – Consumi di energia elettrica per settore (TWh).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Agricoltura	4,9	5,4	5,6	5,9	5,9	5,7	5,4	5,7	5,6	6,0
Industria	148,2	153,7	138,4	140,0	130,8	124,9	122,5	122,4	122,7	125,5
Terziario	65,1	83,8	96,3	97,7	101,0	99,8	99,0	102,9	102,9	104,9
<i>di cui trasporti</i>	8,5	9,9	10,2	10,7	10,8	10,8	10,5	10,9	11,2	11,4
Residenziale	61,1	66,9	69,6	70,1	69,5	67,0	64,3	66,2	64,3	65,5
Totale	279,3	309,8	309,9	313,8	307,2	297,3	291,1	297,2	295,5	301,9

I trasporti mostrano un incremento costante dei consumi assoluti e della quota rispetto ai consumi totali, passando da 3% nel 2000 a 3,8% nel 2017.

3.5 Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici

Una ulteriore analisi della decomposizione è stata effettuata per analizzare il contributo dei settori produttivi alla variazione delle emissioni di CO₂ utilizzando la metodologia LMDI. A tale scopo sono considerati i settori industria, terziario e agricoltura con i relativi valori aggiunti (valori concatenati con anno di riferimento 2010) e la CO₂ emessa in relazione all'energia elettrica consumata come il risultato della seguente equazione:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CE_i}{VA_i} \times \frac{CO_{2i}}{CE_i} \times \frac{VA_i}{PIL} \times PIL$$

CE_i è il consumo elettrico del settore i (industria, terziario e agricoltura);

CO_{2i} è l'emissione atmosferica di anidride carbonica in seguito al consumo elettrico nel settore i ;

VA_i è il valore aggiunto del settore i ;

PIL è il prodotto interno lordo.

Il primo fattore è indicativo dell'efficienza dei consumi elettrici (Consumi/Valore Aggiunto), il secondo dell'intensità emissiva dell'elettricità consumata (CO₂/Consumi), il terzo della struttura produttiva (Valore Aggiunto/PIL) e il quarto fattore rappresenta la crescita economica (PIL) dovuta all'apporto dei tre settori produttivi.

Si consideri che la valutazione del secondo fattore risente di una forte approssimazione dovuta all'impossibilità di determinare un fattore emissivo dei consumi elettrici per i singoli settori. I fattori di emissione dei tre settori saranno quindi simili nello stesso anno, pertanto è possibile valutare la variazione dell'intensità emissiva in un periodo ma non le differenze tra i settori.

I risultati dell'analisi della decomposizione, illustrati nella Figura 3.7, mettono in evidenza che in termini generali la variazione del PIL nel periodo 2000-2017 è stata affiancata dal peggioramento dell'efficienza dei consumi elettrici, come mostra l'incremento del rapporto tra consumi elettrici e valore aggiunto per tutti i settori eccetto l'industria. Si nota inoltre la riduzione dell'intensità emissiva per tutti i settori e la una variazione della struttura produttiva in cui l'industria subisce un drastico ridimensionamento cui corrisponde uno sviluppo del settore terziario. L'efficienza dei consumi determina un incremento delle emissioni atmosferiche di CO₂ pari all'8,1% più che compensato dalla riduzione del 39,3% dovuta all'intensità emissiva e del 3,5% dovuta alla variazione della struttura produttiva. La crescita economica determina un incremento delle emissioni di 1,7%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel periodo esaminato del 33%.

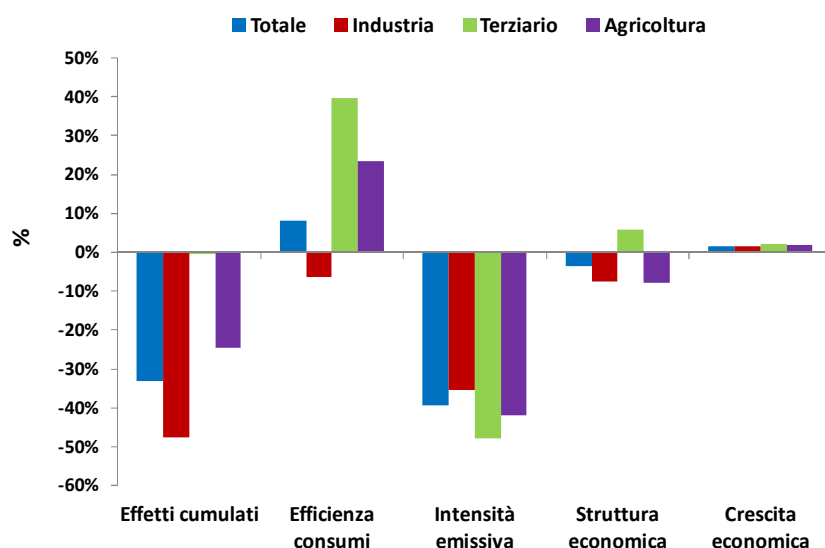


Figura 3.7 – Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi nel periodo 2000-2017. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I settori mostrano contributi piuttosto eterogenei in relazione ai fattori esaminati (Tabella 3.4). L'industria mostra uno schema coerente con quello generale, con l'efficienza dei consumi, l'intensità emissiva e il contributo alla struttura produttiva che determinano una riduzione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici. In particolare la struttura economica rappresenta il contributo del settore industria al PIL e risente della crisi che dal 2008 ha contratto in maniera drammatica l'attività del settore (Figura 3.8).

Tabella 3.4 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi. E' riportato il contributo alla variazione di emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2017 per i fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Settore	Efficienza consumi	Intensità emissiva	Struttura economica	Crescita economica	Effetti cumulati
Industria	-6.3%	-35.4%	-7.4%	1.5%	-47.6%
Terziario	39.8%	-48.0%	5.7%	2.1%	-0.4%
Agricoltura	23.5%	-41.9%	-7.9%	1.8%	-24.5%
Totale	8.1%	-39.3%	-3.5%	1.7%	-33.0%

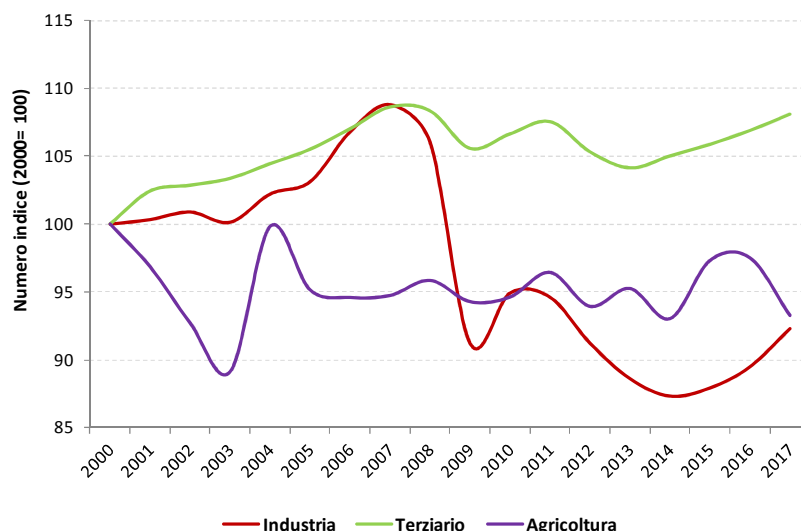


Figura 3.8 – *Variazione annuale del valore aggiunto per i settori industria, terziario e agricoltura (2000=100).*

Il contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche dovuto alla riduzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto prodotto nel settore industriale è piuttosto consistente. E' ragionevole pensare che tale andamento corrisponda a un aumento strutturale dell'efficienza dei consumi elettrici e non risenta della contingente contrazione dei consumi dovuta alla crisi economica poiché i termini costitutivi dell'indicatore (Consumi elettrici / Valore aggiunto) covariano e sono quindi entrambi influenzati dalla crisi economica (Figura 3.9). E' tuttavia utile considerare che la crisi economica ha coinvolto in maniera differente i vari settori industriali, caratterizzati da differente efficienza dei consumi elettrici. Nel settore industria diminuiscono i consumi elettrici del comparto manifatturiero di base (siderurgica, chimica, cartaria, ecc.), maggiormente energivori, la cui quota relativa passa dal 49% del 2000 al 46,2% del 2007 e 42,8% del 2017. La quota di consumi del comparto energia e acqua passa da 7,9% a 12,9% dal 2000 al 2017. La quota dei consumi elettrici del comparto manifatturiero non di base (alimentare, meccanica, mezzi di trasporto, ecc.) nel periodo 2000-2017 rimane piuttosto costante con modeste oscillazioni intorno al valore medio del 42,3%. In maniera simile non si osservano variazioni di rilievo per la quota dei consumi nel comparto delle costruzioni che nel periodo 2000-2017 oscillano intorno alla media del 1,1% del settore industria.

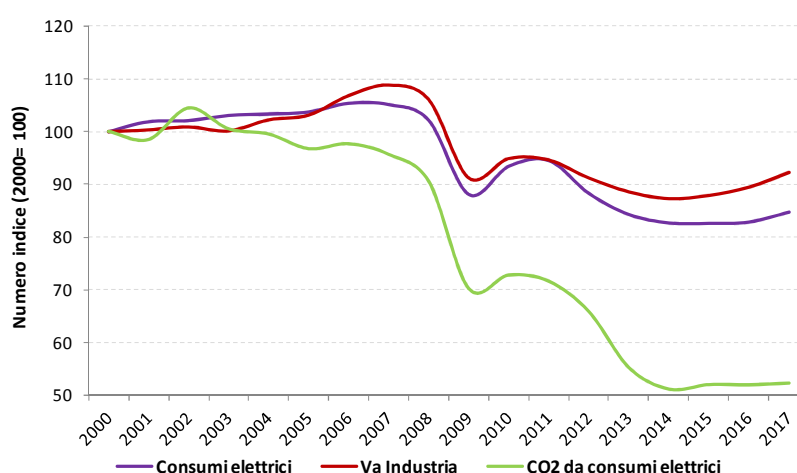


Figura 3.9 – *Variazione annuale dei consumi elettrici dell'industria e del valore aggiunto. E' inoltre riportato l'andamento delle emissioni di CO₂ da consumo di energia elettrica.*

In Figura 3.10 è riportata la serie storica del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto. Dal 2000 al 2003 si osserva un incremento dei consumi per unità di valore aggiunto, seguito da una diminuzione dell'indicatore fino al 2007. Nel periodo della crisi economica si osserva

una notevole oscillazione dell'indicatore, con una impennata fino al 2011 seguita da un continuo miglioramento dell'efficienza.

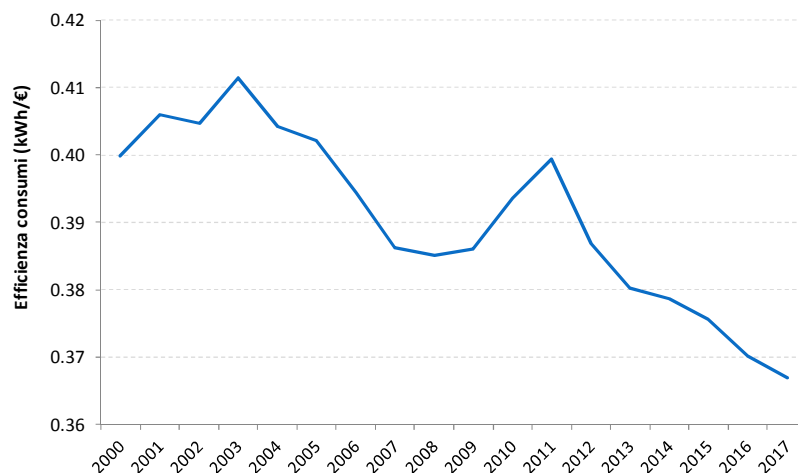


Figura 3.10 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto.

L'andamento del valore aggiunto dei comparti industriali rispetto al 2000 (Figura 3.11) mostra come i sottosettori abbiano subito in maniera differente gli effetti della crisi economica ed abbiano diverse dinamiche di recupero. In particolare il valore aggiunto dell'industria manifatturiera ha subito dopo il 2007 un repentino collasso seguito da un lento recupero che dal 2014 è diventato più sostenuto per l'industria manifatturiera di base. Il settore delle costruzioni invece mostra un costante declino fermatosi al 2014 senza significativo recupero.

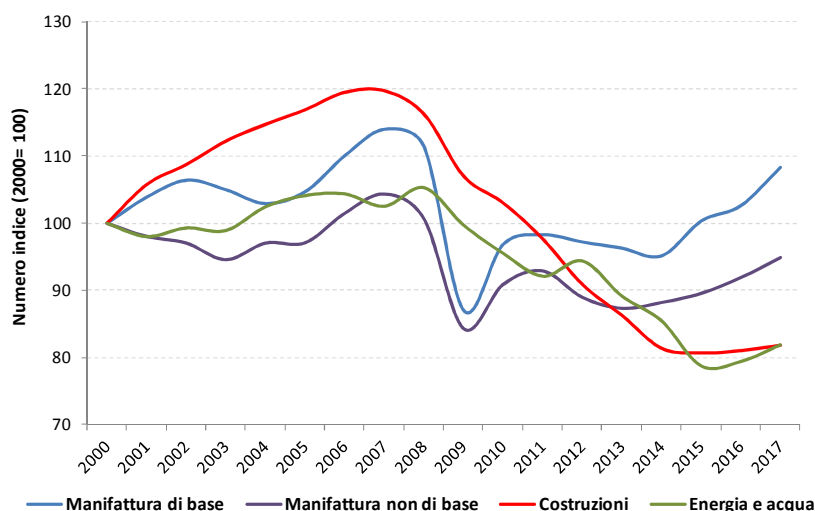


Figura 3.11 – Variazione annuale del valore aggiunto nei comparti del settore industria.

Nella figura successiva sono illustrate le efficienze per i comparti del settore industriale: manifatturiero, costruzioni, energia e acqua. Il settore manifatturiero è diviso nei due comparti, di base e non di base. Ad eccezione della lieve oscillazione dal 2008 al 2010, i comparti manifatturieri mostrano la costante diminuzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto, dal 2000 per la manifatturiera di base e dal 2003 per la manifatturiera non di base. Gli altri comparti mostrano un andamento opposto con un incremento dell'indicatore pressoché costante fino agli anni 2010-2011. Successivamente si osservano oscillazioni erratiche dell'indicatore ma la tendenza resta in aumento.

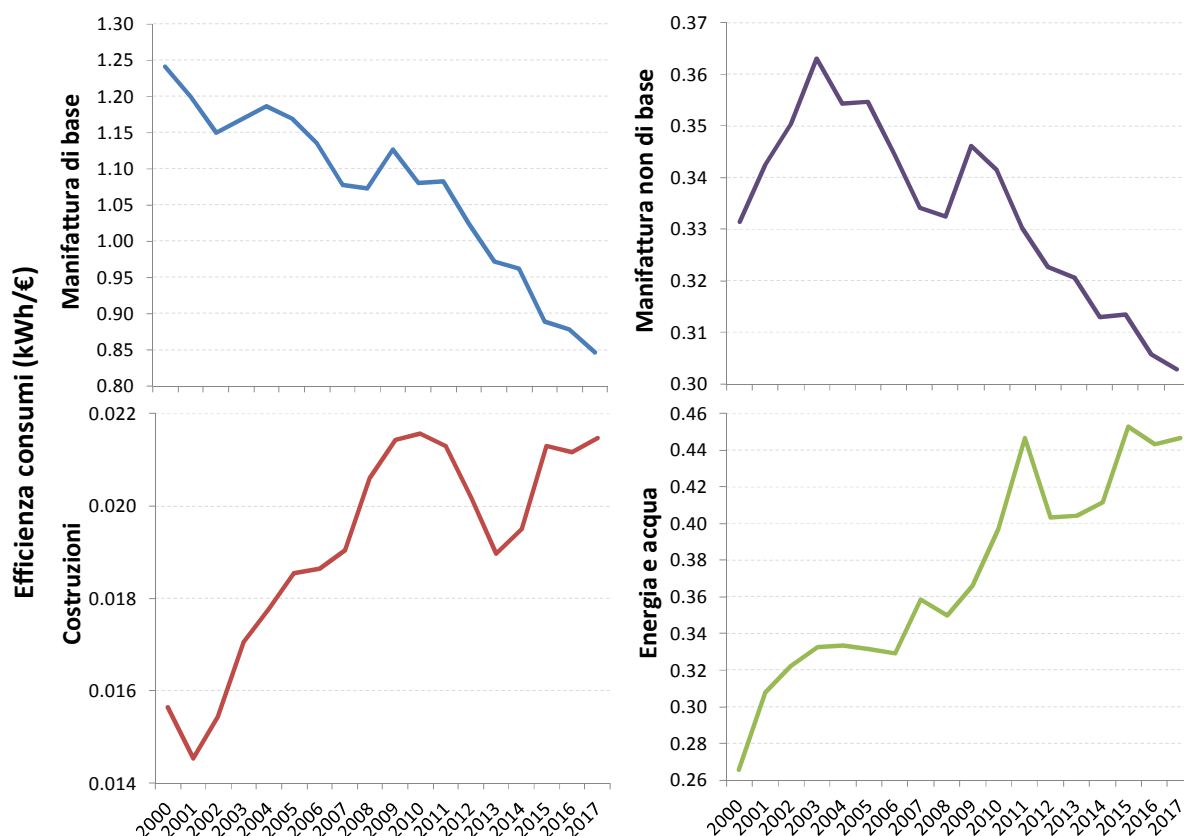


Figura 3.12 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nei comparti del settore industria e valore aggiunto.

La serie storica dell'efficienza dei consumi elettrici nell'industria manifatturiera suggerisce un miglioramento strutturale del settore che si riflette sui minori consumi elettrici per unità di valore aggiunto.

La variazione della struttura produttiva, con un minore apporto di valore aggiunto da parte del settore industriale caratterizzato da maggiori emissioni, contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Tale riduzione è dovuta sia a dinamiche strutturali quali la terziarizzazione dell'economia ma risente anche della contingente crisi economica che dal 2008 ha investito il settore industriale in misura rilevante.

Il contributo del settore terziario alla variazione delle emissioni atmosferiche mostra uno schema decisamente differente da quello mostrato dal settore industriale. I consumi elettrici per valore aggiunto prodotto mostrano un notevole incremento, il fattore efficienza nel settore terziario determina quindi un incremento netto delle emissioni atmosferiche. Inoltre l'aumento del peso relativo del settore nella struttura produttiva determina un ulteriore contributo positivo alle emissioni atmosferiche. Tali fattori sono più che compensati dalla minore intensità emissiva del settore terziario rispetto agli altri settori produttivi.

Nel settore agricoltura il fattore efficienza dei consumi elettrici determinerebbe un incremento delle emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2017 ma la riduzione dei consumi e della quota di valore aggiunto del settore rispetto al PIL determina una riduzione delle emissioni.

Per i tre settori economici l'intensità emissiva, ovvero la quantità di CO₂ emessa per unità di consumo elettrico, appare decisivo nella riduzione delle emissioni atmosferiche. L'intensità emissiva dipende essenzialmente dalla diminuzione del fattore di emissione per la produzione elettrica i cui motivi determinanti sono stati esaminati nel precedente paragrafo. In sintesi si può affermare che la riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ per il consumo elettrico nei comparti produttivi dal 2000 al 2017 è essenzialmente dovuta ai fenomeni che hanno coinvolto in diversa misura industria e agricoltura, mentre il settore terziario non mostra un contributo netto alla riduzione delle emissioni se non per l'incremento della sua quota sul prodotto interno lordo.

L'analisi della decomposizione discussa in questo paragrafo non considera il consumo elettrico nel settore residenziale poiché tale settore non è connesso all'attività economica e non contribuisce formalmente alla variazione del PIL. Tuttavia dall'andamento delle emissioni atmosferiche da consumo di energia elettrica è possibile inferire alcune considerazioni riguardo l'efficienza e l'intensità emissiva. Come illustrato nel seguente grafico dal 2000 al 2008 le emissioni atmosferiche dovute al consumo di elettricità nel settore residenziale sono diminuite solo del 0,7%, mentre dal 2008 si osserva una drastica diminuzione delle emissioni (-33,2% nel 2017 rispetto al 2008). A tale andamento corrisponde un incremento pressoché costante del consumo elettrico interrotto solo dopo il 2011. La covariazione dei due parametri dopo il 2011 è caratterizzata da differenti velocità: i consumi elettrici si riducono del 6,3% nel periodo 2011-2017, mentre la riduzione osservata per le emissioni atmosferiche è del 23,8%.

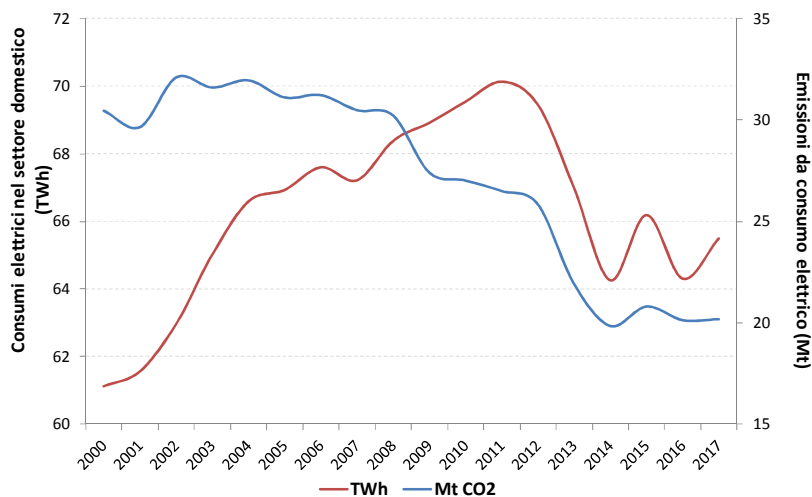


Figura 3.13 – Consumi elettrici e fattore di emissione da consumi elettrici nel settore residenziale.

Le emissioni atmosferiche procapite per consumo di energia elettrica nelle abitazioni mostrano una costante diminuzione dal 2002 al 2014 seguite da una relativa stabilità negli ultimi anni. D'altra parte il consumo procapite di energia elettrica mostra un rapido incremento fino al 2004 seguito da una fase di stabilità fino al 2007 e dalla crescita fino al 2011. Dal 2012 si osserva una drastica riduzione dei consumi procapite fino al 2014 seguita dalle forti oscillazioni degli ultimi anni. In termini di emissioni procapite le oscillazioni sono smorzate dalla diminuzione del fattore di emissione.

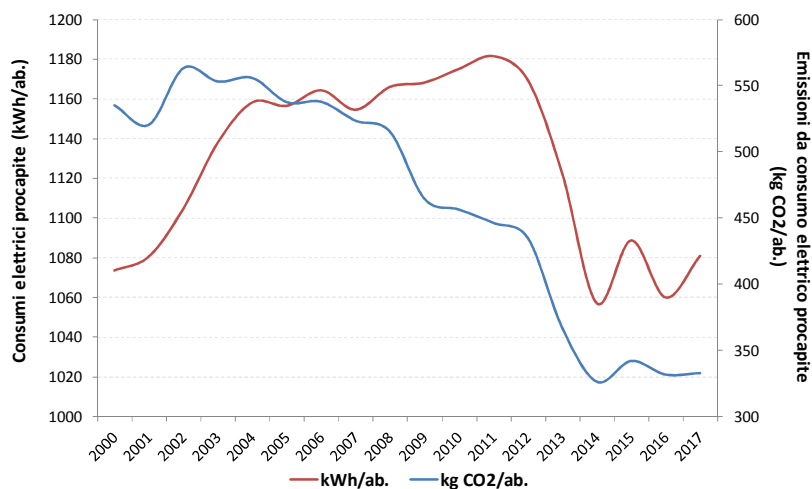


Figura 3.14 – Consumi elettrici procapite e emissioni procapite da consumi elettrici nel settore residenziale.

In base a tali dati è possibile concludere che l'incremento dei consumi elettrici è più che compensato dalla riduzione del fattore di emissione per il consumo elettrico nel settore domestico con

conseguente riduzione delle emissioni atmosferiche, come mostra la forte divergenza tra l'andamento dei consumi e quello delle emissioni nel seguente grafico. Inoltre, il crescente disaccoppiamento tra consumi procapite e consumi totali è compatibile con l'ipotesi di un incremento dell'efficienza elettrica nel settore residenziale. Negli ultimi anni prevalgono fattori che determinano una forte riduzione dei consumi elettrici procapite.

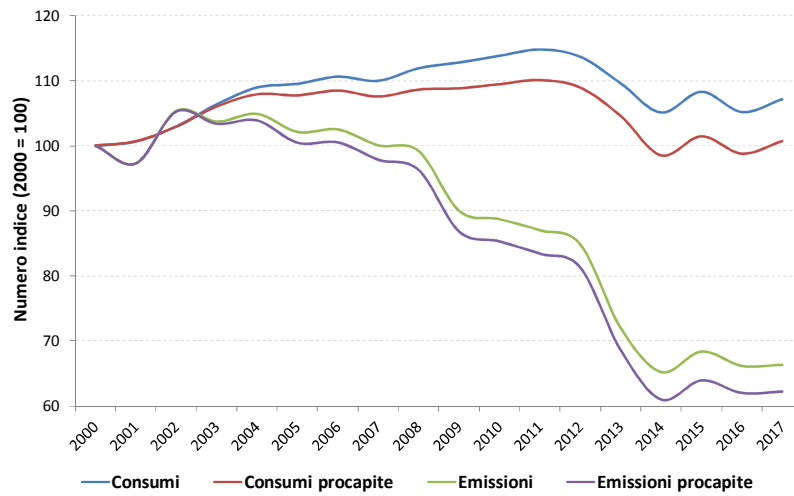


Figura 3.15 – *Variazione annuale dei consumi elettrici (totali e procapite) e delle relative emissioni atmosferiche nel settore residenziale rispetto al 2000.*

4 IL SETTORE ELETTRICO IN EUROPA

Il settore elettrico costituisce una delle maggiori sorgenti emissive in Europa. Il settore 1.A.1.a, secondo la classificazione adottata dai *Common Reporting Format* inviati all'UNFCCC, rappresenta le emissioni da “*Public electricity and heat production*”, ovvero gli impianti termoelettrici che forniscono elettricità in rete. Le emissioni di gas serra del settore nel 2015 in EU28 sono state circa il 32% delle emissioni dal settore energia e circa il 25% delle emissioni totali. Va inoltre notato che il settore 1.A.1.a non rappresenta l'intero sistema elettrico poiché le emissioni degli autoproduttori sono annoverate nei settori di appartenenza delle rispettive attività (raffinerie, cokerie e acciaierie, industrie manifatturiere e altro). Nel 2015 l'energia elettrica autoprodotta e generata da combustione in EU28 rappresenta circa il 15% dell'energia totale. Le emissioni originate dal settore elettrico sono quindi più elevate di quanto riportato per il settore 1.A.1.a.

Il settore elettrico rappresenta pertanto uno dei principali obiettivi delle norme indirizzate alla decarbonizzazione dell'economia, sia per l'entità delle emissioni originate dal settore sia per la potenzialità di diffusione delle energie rinnovabili. Tali fonti hanno raddoppiato dal 2005 la loro quota nel settore elettrico in EU28 passando da 14,8% a 29,6% nel 2016 (EEA, 2018). Le caratteristiche delle sorgenti emissive costituiscono un parametro rilevante in tal senso poiché il settore elettrico è caratterizzato da un numero relativamente piccolo di sorgenti fisse di grandi dimensioni, diversamente da altri settori come quello dei trasporti, altrettanto rilevante in termini emissivi ma caratterizzato da milioni di sorgenti mobili di piccole dimensioni e maggiore inerzia in termini di penetrazione delle energie rinnovabili.

A novembre 2018 il Parlamento europeo ha approvato i nuovi obiettivi per aumentare l'impiego delle energie rinnovabili in Europa. Secondo le nuove regole concordate dal Parlamento e dai governi nazionali, i nuovi obiettivi prevedono che il 32% del consumo energetico lordo dovrà provenire da fonti rinnovabili entro il 2030. Come per gli obiettivi stabiliti dal Pacchetto per il clima e l'energia del 2020 una parte rilevante sarà a carico del settore elettrico.

4.1 Note metodologiche

I dati utilizzati per l'analisi del settore elettrico dei diversi Paesi europei sono di fonte EUROSTAT⁴. I dati sulla quota di energia da fonti rinnovabili richiesta ai fini del target europeo al 2020 sono comunicati dai Paesi Membri ai sensi della Direttiva 2009/28/UE⁵.

Per la stima delle emissioni atmosferiche dal settore elettrico sono considerati i combustibili utilizzati nel settore termoelettrico secondo la classificazione EUROSTAT riportata nella seguente tabella. Sono inoltre riportati i fattori di emissione atmosferica di *default* per CO₂, CH₄ e N₂O delle linee guida IPCC (2006):

⁴<http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

⁵<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

Tabella 4.1 – Elenco dei combustibili utilizzati nel settore termoelettrico secondo la classificazione EUROSTAT e relativi fattori di emissione di default per CO₂, CH₄ e N₂O.

Tipo	Combustibili	Fattori di emissione		
		CO ₂ t/TJ	CH ₄ kg/TJ	N ₂ O kg/TJ
Solidi	Agglomerati di carbon fossile	97,5	1,0	1,5
	Antracite	98,3	1,0	1,5
	Carbone da coke	94,6	1,0	1,5
	Altro carbone bituminoso	94,6	1,0	1,5
	Carbone sub-bituminoso	96,1	1,0	1,5
	Coke da cokeria	107,0	1,0	1,5
	Coke da gas	107,0	1,0	0,1
	Catrame di carbone	80,7	1,0	1,5
	Lignite	101,0	1,0	1,5
	Mattonelle di lignite	97,5	1,0	1,5
	Torba	106,0	1,0	1,5
	Prodotti di torba	106,0	1,0	1,5
	Scisti e sabbie bituminose	107,0	1,0	1,5
	Petroliferi	Petrolio greggio	73,3	3,0
Gas naturale liquido (NGL)		64,2	3,0	0,6
Gas di raffineria		57,6	1,0	0,1
Gas di petrolio liquefatto (LPG)		63,1	1,0	0,1
Altro kerosene		71,9	3,0	0,6
Carboturbo tipo kerosene		71,5	3,0	0,6
Naphtha		73,3	3,0	0,6
Gasolio		74,1	3,0	0,6
Oli combustibili		77,4	3,0	0,6
Bitume		80,7	3,0	0,6
Coke di petrolio		97,7	3,0	0,6
Altri prodotti petroliferi		73,3	3,0	0,6
Gas Naturale		Gas naturale	56,1	1,0
Gas derivati	Gas di cokeria	44,4	1,0	0,1
	Gas di altoforno	260,0	1,0	0,1
	Gas di officina	44,4	1,0	0,1
	Altri gas di recupero	50,3	1,0	0,1
Altri non rinnovabili	Rifiuti industriali	143,0	30,0	4,0
	Rifiuti urbani (non rinnovabili)	91,7	30,0	4,0
Altri rinnovabili	Rifiuti urbani (rinnovabili)	-	30,0	4,0
	Biocombustibili solidi (eccetto carbone da legna)	-	30,0	100,0
	Biogas	-	1,0	0,1
	Biodiesel	-	3,0	0,6
	Altri bioliquidi	-	3,0	0,6

L'analisi dei principali parametri del settore elettrico riguarderà i maggiori Paesi europei ed EU28 a livello aggregato. I Paesi considerati per il confronto con i dati nazionali sono Germania, Francia, Regno Unito, Spagna, Polonia e Svezia che, insieme all'Italia, rappresentavano nel 2010 quasi il 75% della produzione elettrica lorda europea.

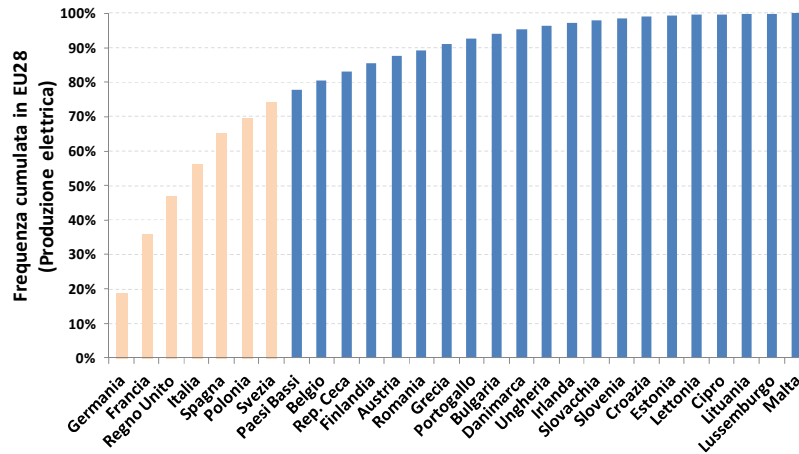


Figura 4.1 – Distribuzione cumulativa della produzione elettrica lorda in EU28.

Ai fini del calcolo della quantità di energia destinata alla produzione di energia elettrica e calore negli impianti cogenerativi è stata adottata la metodologia proposta da EUROSTAT (2016) per la compilazione dei questionari nazionali da parte degli Stati Membri.

La seguente relazione definisce il rendimento totale di un impianto (ε):

$$\varepsilon = (H + E) / F \quad (1)$$

dove H è il calore prodotto, E è l'energia elettrica prodotta ed F è il contenuto energetico del combustibile utilizzato.

Il combustibile utilizzato per la produzione elettrica, F_e , e quello utilizzato per la produzione di calore, F_h , sono dati dalle equazioni:

$$F_e = F - (H / \varepsilon) = F \times [E / (E + H)] \quad (2)$$

$$F_h = F - (E / \varepsilon) = F \times [H / (E + H)] \quad (3)$$

In tal modo è possibile ripartire il l'energia del combustibile utilizzato negli impianti cogenerativi per la produzione di energia elettrica e calore ai fini del calcolo del fattore di emissione per la produzione elettrica.

Il rendimento totale (ε_t) e il rendimento elettrico (ε_{el}) del parco termoelettrico sono calcolati con le equazioni:

$$\varepsilon_t = (H + E) / F \quad (4)$$

$$\varepsilon_{el} = E / F \quad (5)$$

Un altro criterio per confrontare l'efficienza dei diversi parchi termoelettrici e cogenerativi considera il rendimento elettrico che attribuisce alla generazione di energia elettrica la quota di combustibile che rimane dopo avere scorporato la quota di combustibile destinato alla generazione di calore con le equazioni 2 e 3. Il rendimento elettrico così definito è analogo al rendimento elettrico equivalente, ε'_{el} , e sarà dato dall'equazione:

$$\varepsilon'_{el} = E / F_e \quad (6)$$

4.2 Struttura del settore elettrico

4.2.1 Potenza installata

Nel seguente grafico è riportata la ripartizione della potenza netta installata in EU28 negli anni 1990, 2005 e 2017. I dati mostrano che nel 1990 la potenza installata è principalmente costituita da impianti termoelettrici (57,1%), nucleari (21,5%) e idroelettrici (21,2%). Le fonti eolica e fotovoltaica costituivano una quota marginale non superiore a 0,1%. Nel 2005 si osserva un rilevante incremento della quota di impianti eolici che aumenta ulteriormente negli anni successivi, arrivando al 16,7% della potenza installata nel 2017. La fotovoltaica, ancora marginale nel 2005, arriva al 10,8% della potenza installata nel 2017. Le fonti geotermica e mareomotrice, utilizzate solo da Italia e Francia rispettivamente, restano marginali a livello europeo. A fronte di un incremento della potenza totale installata del 33,3% nel 2017 rispetto al 2005, da 758 GW a 1.010 GW, la sola fonte che mostra una riduzione della potenza è quella nucleare, da 135 GW a 121 GW (-10,5%).

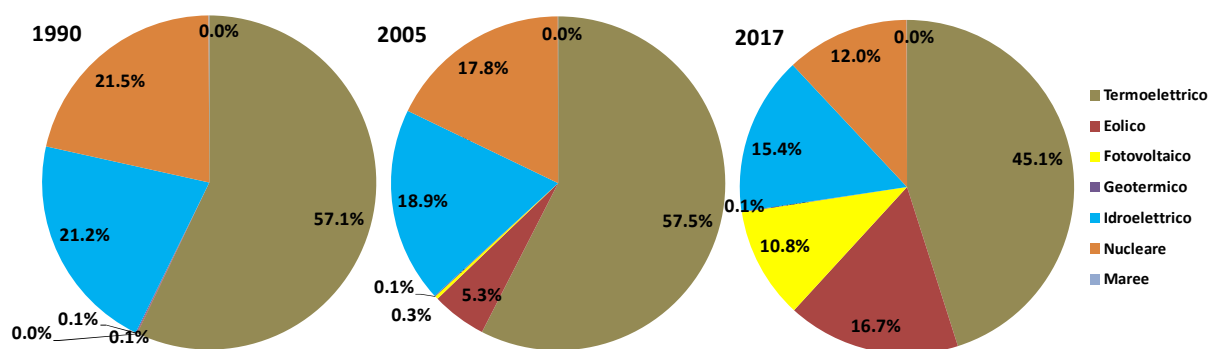
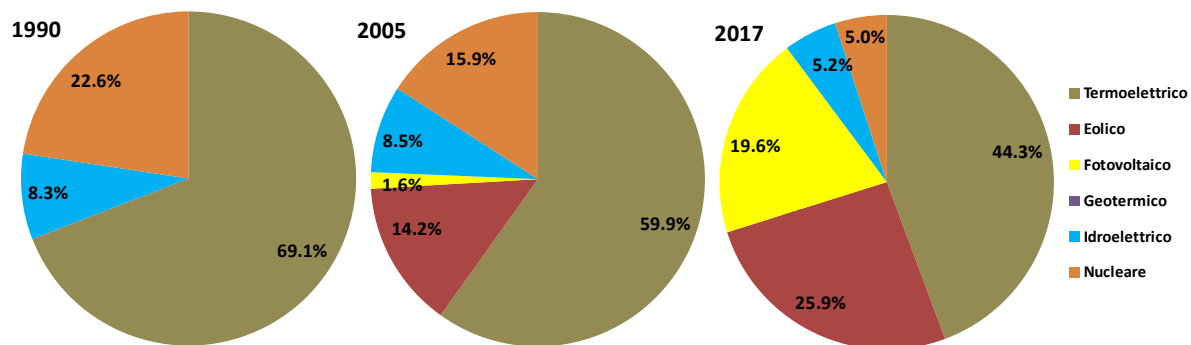


Figura 4.1 – Distribuzione della potenza netta installata in EU28.

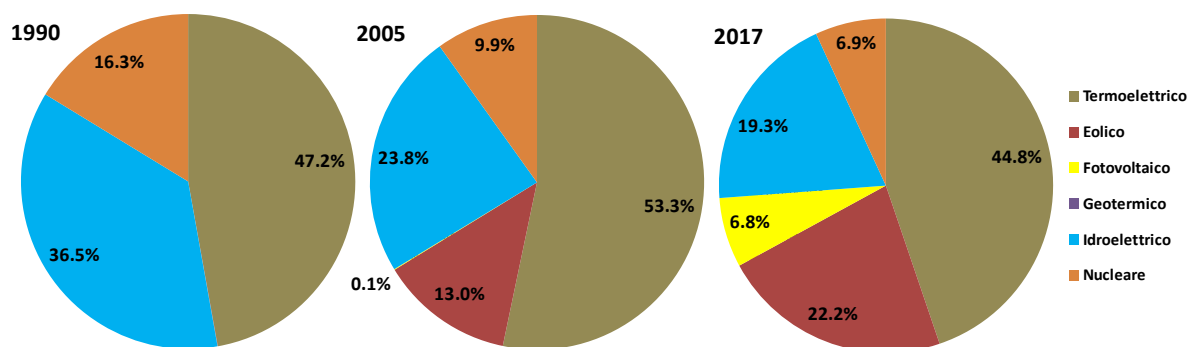
È inoltre interessante notare che la potenza termoelettrica degli impianti alimentati da bioenergie è passata da 18,4 GW nel 2005 a 40,6 GW nel 2017, rappresentando così l' 8,9% della potenza termoelettrica installata.

Nei seguenti grafici è illustrata la ripartizione della potenza installata per tipologia nei Paesi esaminati. I grafici mostrano una notevole eterogeneità nei diversi Paesi. In Polonia si osserva la netta prevalenza degli impianti termoelettrici. Gli impianti nucleari costituiscono una quota rilevante della potenza installata in Francia e Svezia. Italia e Polonia sono privi di impianti nucleari. In merito alle fonti rinnovabili tradizionali l'idroelettrico rappresenta fin dal 1990 una quota considerevole in Spagna, Francia, Italia e Svezia.

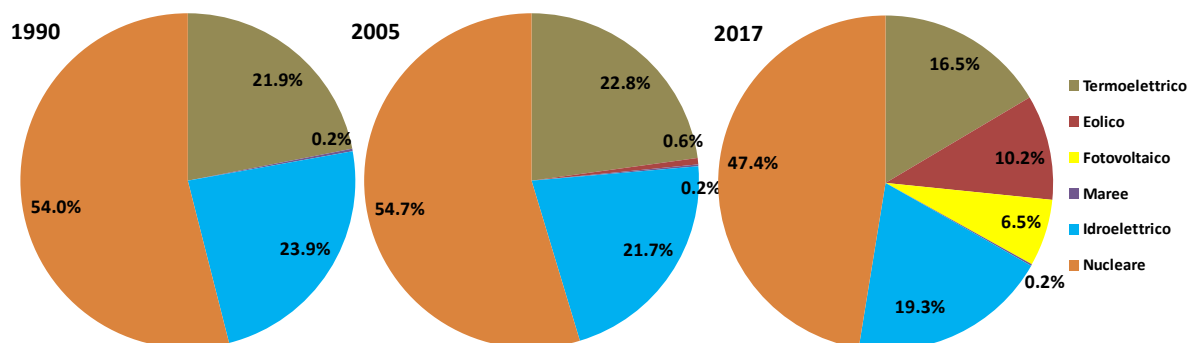
Germania



Spagna



Francia



Italia

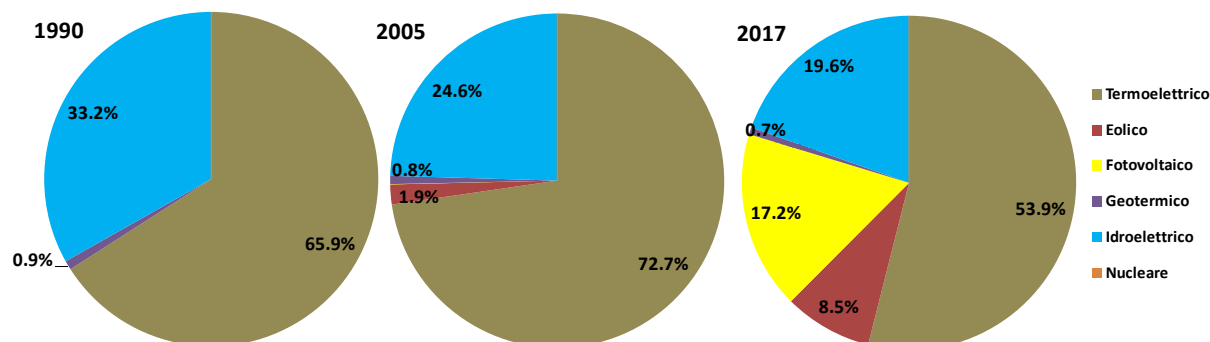
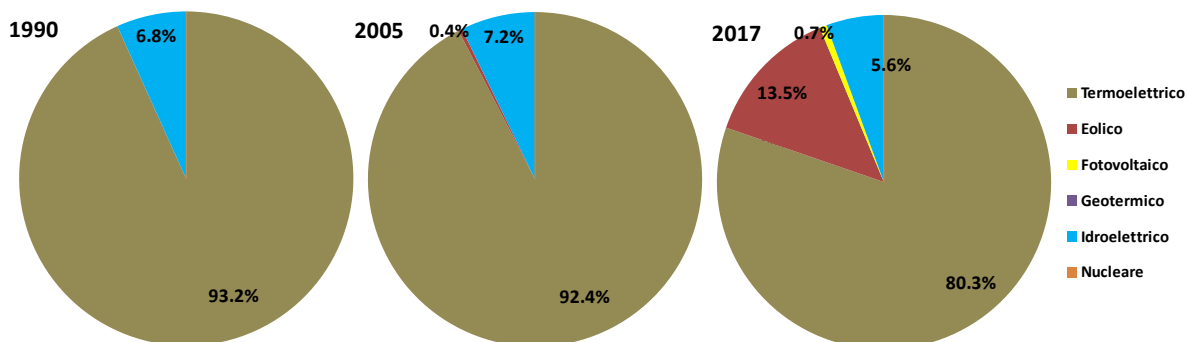
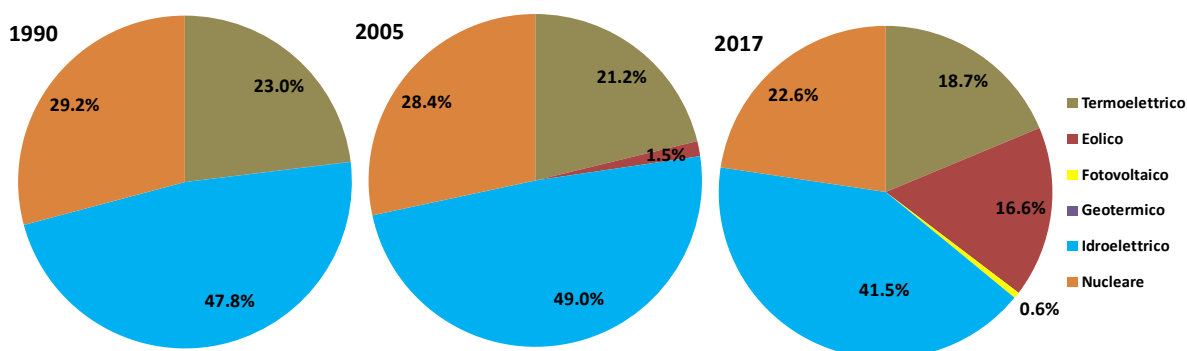


Figura 4.2a – Distribuzione della potenza netta installata nei principali Paesi Europei.

Polonia



Svezia



Regno Unito

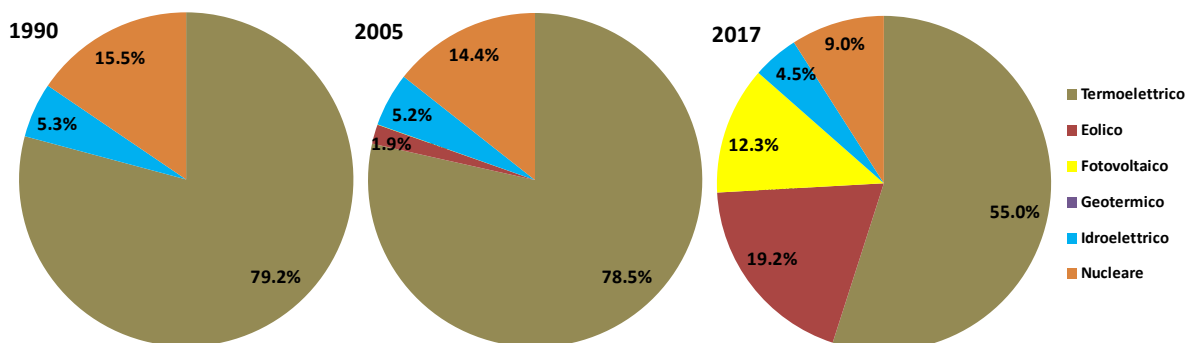


Figura 4.2b – Distribuzione della potenza netta installata nei principali Paesi Europei.

In tutti i Paesi esaminati la quota di potenza termoelettrica e nucleare mostra una contrazione, particolarmente accentuata in Germania e Regno Unito. La potenza eolica fa registrare un incremento in tutti i Paesi a partire dal 2005, sebbene Germania e Spagna presentassero una quota significativa di tale fonte già nel 2005. Gli impianti fotovoltaici cominciano ad assumere una quota rilevante dopo il 2005 e Germania, Italia e Regno Unito mostrano un notevole incremento di tali impianti.

Per quanto riguarda la potenza termoelettrica è utile sottolineare la specificità della Svezia che presenta una quota particolarmente elevata di potenza alimentata da bioenergie: nel 2017 il 72,4% del settore termoelettrico. Negli altri Paesi la quota di potenza alimentata da bioenergie nel 2017 va dal 2,5% in Spagna al 10,6% nel Regno Unito. La quota per l'Italia è pari al 6,3% della potenza termoelettrica installata.

4.2.2 Produzione di energia elettrica

Nei seguenti grafici è riportata la produzione elettrica lorda per fonte nei Paesi esaminati e in EU28. Nel 2017 oltre un quinto della produzione elettrica europea proviene da impianti alimentati da combustibili solidi, un quinto proviene da impianti alimentati da gas naturale. I prodotti petroliferi costituiscono poco meno del 2% della produzione. Il 25% della produzione elettrica è di origine nucleare e quasi il 30% proviene da fonti rinnovabili.

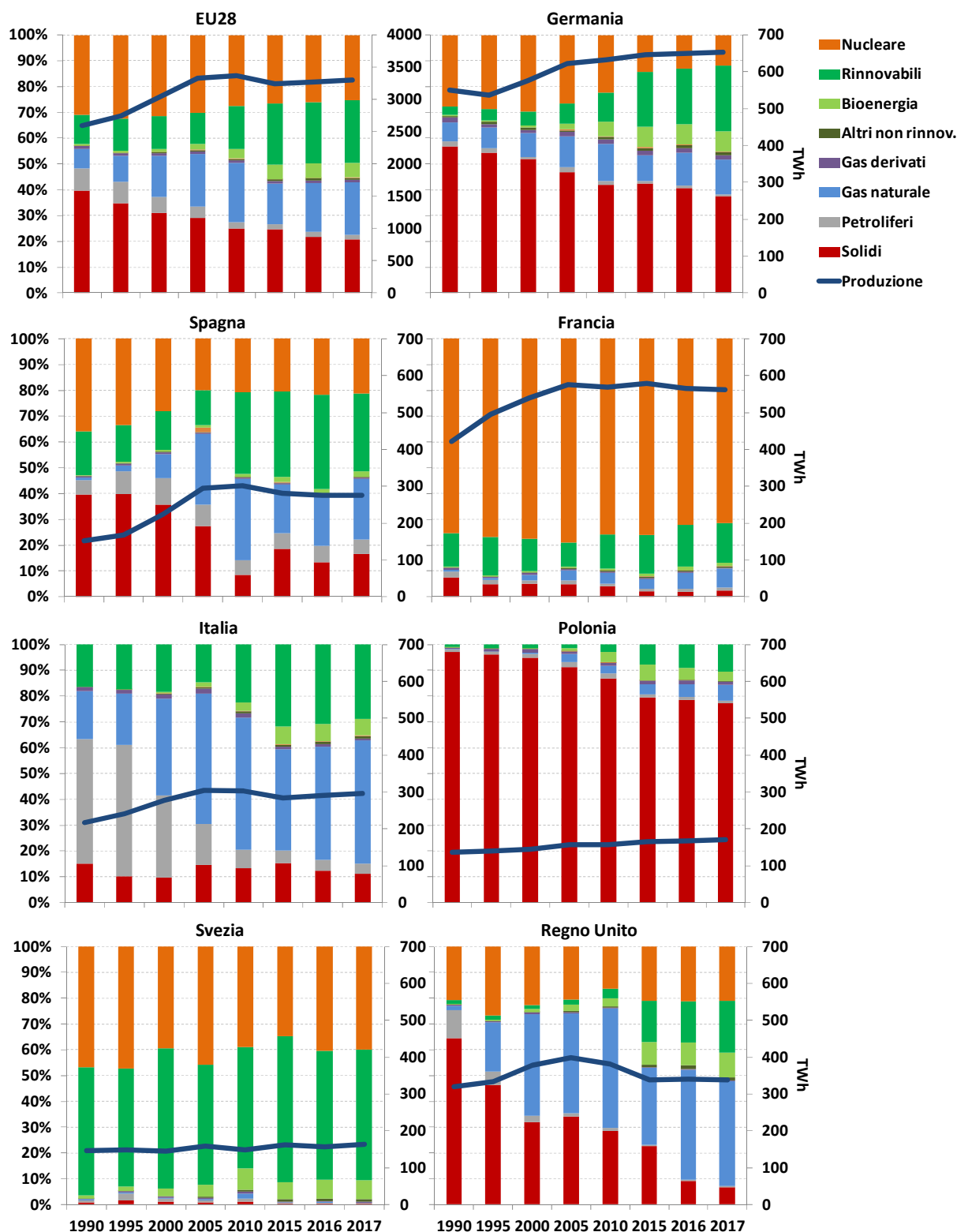


Figura 4.3 – Andamento della produzione elettrica lorda per fonte nei principali Paesi Europei. Sull'ordinata a sinistra è riportata la quota di produzione per fonte, a destra è riportata la produzione elettrica.

La produzione lorda di energia elettrica degli ultimi anni mostra un deciso incremento rispetto al 1990, sebbene i vari Paesi siano caratterizzati da differenti andamenti. Germania e Polonia mostrano andamenti crescenti senza interruzione, sebbene con un rallentamento successivamente al 2005. In Spagna, Italia e Regno Unito si nota una contrazione della produzione elettrica dopo il 2005 in conseguenza della crisi economica. Il rallentamento appare più modesto in Francia. Per la Svezia si nota un andamento piuttosto variabile della produzione elettrica con un lieve incremento.

I Paesi considerati mostrano differenti mix di fonti soprattutto in merito ai rispettivi parchi termoelettrici. Nel 2017 i combustibili solidi determinano il 76,9% della produzione elettrica in Polonia e il 37% in Germania. Dato ancora più interessante appare che a livello europeo il 45,3% della produzione elettrica da combustibili solidi è originato da lignite. Germania e Polonia sono i principali Paesi utilizzatori di questo combustibile fossile per la produzione elettrica e rappresentano da sole il 65,9% della produzione elettrica da lignite della EU28. La lignite determina la produzione in Germania e Polonia del 60,7% e 39,8% rispettivamente dell'energia elettrica da combustibili solidi.

Francia e Svezia si distinguono dagli altri Paesi perché hanno una produzione di origine termica molto ridotta, 13,1% in Francia e 9,5% in Svezia dell'energia elettrica totale prodotta. In Francia la produzione elettrica di origine nucleare rappresenta 70,9% della produzione totale, mentre in Svezia gli impianti nucleari forniscono il 40% dell'energia elettrica totale.

In Italia e Regno Unito il gas naturale determina rispettivamente il 47,4% e 40,4% della produzione elettrica totale. Entrambi i Paesi mostrano una conversione dei rispettivi parchi termoelettrici dal 1990 con una forte contrazione dei prodotti petroliferi in Italia e dei combustibili solidi nel Regno Unito. In entrambi i Paesi si registra l'espansione del gas naturale. Una rilevante contrazione dei combustibili solidi si osserva anche in Spagna, mentre Polonia e Germania mostrano riduzioni dei combustibili solidi più contenute.

In merito alla produzione elettrica da fonti rinnovabili si osserva l'incremento della quota dal 1990 passando a livello europeo da 11,9% a 29,6%. Nei Paesi considerati si notano situazioni differenti. La Svezia che già nel 1990 aveva il 50,8% di elettricità da fonti rinnovabili passa a 57,8% nel 2017. Polonia, Regno Unito e Germania avevano nel 1990 le quote più basse di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, rispettivamente 1,1%, 1,8% e 3,5%. Nel 2017 le quote dei tre Paesi passano a 14,2% in Polonia, 29,4% nel Regno Unito e 33,1% in Germania. D'altro canto Francia, Italia e Spagna avevano già dal 1990 una rilevante quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, con percentuali del 13,3%, 16,1% e 17,1% rispettivamente. Nel 2017 Francia fa registrare l'incremento più basso tra i Paesi considerati con il 16,5%, Italia passa al 35,1% e Spagna al 32,1%.

Nel grafico successivo è illustrata in maggior dettaglio la variazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili e il mix di fonti utilizzate. In tutti i Paesi considerati si osserva un repentino incremento della produzione elettrica rinnovabile con una forte accelerazione dal 2005. Negli ultimi anni si registra un rallentamento della crescita di produzione elettrica rinnovabile in EU28. Tra i Paesi considerati solo Germania e Regno Unito fanno registrare nel 2017 un incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

La produzione idroelettrica rappresentava nel 1990 la quasi totalità dell'energia elettrica da fonte rinnovabile. Negli anni successivi fino al 2017 i Paesi mostrano dinamiche di sviluppo differenti per le varie fonti in relazione alle specificità dei rispettivi sistemi elettrici e delle caratteristiche territoriali. La fonte idroelettrica continua a coprire nel 2017 più del 50% della produzione rinnovabile in Francia (54%) e in Svezia (68,5%), quote non meno rilevanti si registrano in Spagna e Italia che soddisfano rispettivamente il 21,3% e il 34,8% della produzione rinnovabile. La fonte eolica mostra un notevole sviluppo in Germania, Spagna, Polonia e Regno Unito con quote che vanno dal 48,9% della Germania al 61,8% della Polonia. La produzione elettrica da fotovoltaico gioca un ruolo significativo in Germania e Italia con quote del 18,2% e del 23,5% rispettivamente. Quote inferiori si registrano in Spagna per fotovoltaico e solare termico (16,3%), nel Regno Unito (11,6%) e Francia (10,3%). Le bioenergie coprono il 32,1% della produzione elettrica rinnovabile nel Regno Unito. Polonia e Germania hanno quote del 26,9% e 23,5% rispettivamente, gli altri Paesi hanno quote dal 6,9% in Spagna al 18,7% in Italia. La fonte geotermica è presente in maniera significativa solo in Italia (6%).

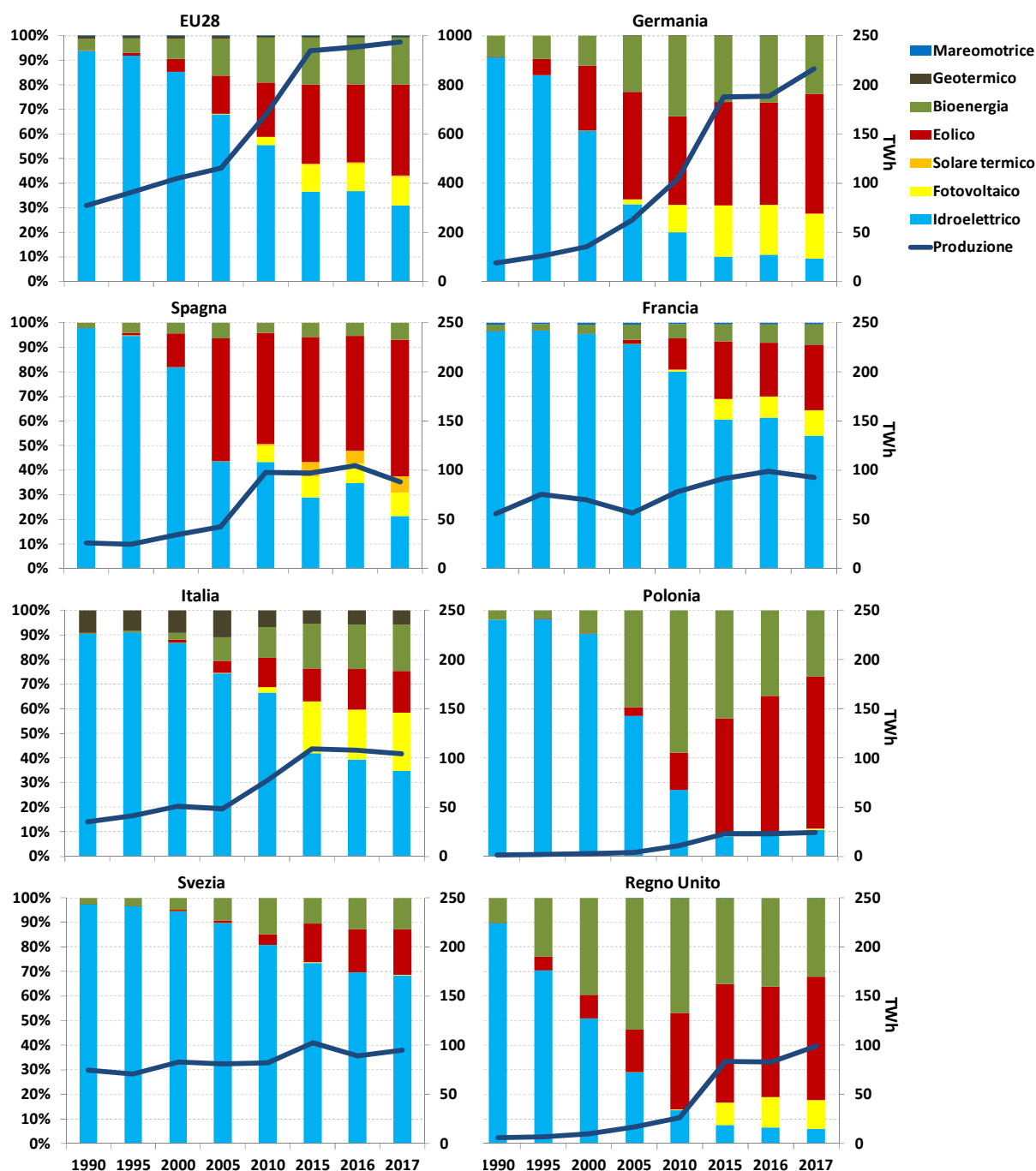


Figura 4.4 – Andamento della produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi nei principali Paesi Europei. Sull'ordinata a sinistra è riportata la quota di produzione per fonte, a destra è riportata la produzione elettrica.

Nel seguente grafico è illustrato l'andamento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, al netto della produzione da pompaggi, rispetto alla produzione totale a partire dal 2000 nei principali Paesi Europei. Emerge chiaramente che la Svezia ha una quota rinnovabile tra le più elevate in Europa, è inoltre evidente la rapida crescita della quota a livello europeo a partire dal 2007. Il dato italiano è maggiore della media europea e dopo aver raggiunto un picco nel 2014 mostra una flessione negli ultimi anni. Fatto salvo il dato registrato per la Svezia, nel 2017 la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia resta la più elevata tra i principali Paesi.

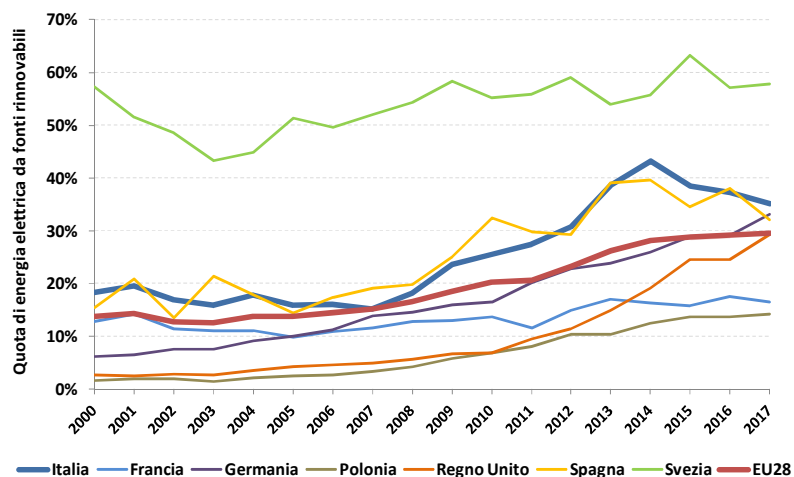


Figura 4.5 – Andamento della quota di produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili rispetto alla produzione totale nei principali Paesi Europei dal 2000.

La quota rinnovabile per il raggiungimento degli obiettivi europei è calcolata secondo le modalità fissate dalla Direttiva 2009/28/CE che, oltre alla normalizzazione della produzione idroelettrica ed eolica, richiede che sia calcolata rispetto al consumo interno lordo di energia elettrica, ovvero la produzione elettrica al netto dell'energia elettrica da pompaggi più il saldo import/export. La quota rinnovabile così calcolata sarà quindi minore per i Paesi importatori se confrontata con la quota calcolata rispetto alla produzione elettrica. Da ciò emerge che i Paesi importatori devono effettuare uno sforzo relativamente maggiore dei Paesi esportatori per raggiungere i propri obiettivi di rinnovabili elettriche.

4.2.3 Consumi di energia elettrica

Come già riportato, il consumo interno lordo di elettricità per il calcolo dei target di produzione da fonti rinnovabili è dato dalla produzione elettrica lorda al netto della produzione da pompaggi sommato al saldo import/export di energia elettrica. I Paesi considerati rappresentano il 72,9% del consumo interno lordo di elettricità dei 28 Paesi europei. I principali Paesi presentano diverse dinamiche in relazione al saldo import/export di energia elettrica. Al netto della variabilità annuale si hanno Paesi tradizionalmente esportatori come la Francia e Paesi come l'Italia che importano una quota rilevante di energia elettrica, sia pure con un andamento in diminuzione dal 2005. Negli ultimi anni Germania e Svezia fanno registrare quote rilevanti di energia elettrica esportata, mentre Spagna e Regno Unito mostrano un incremento dell'import.

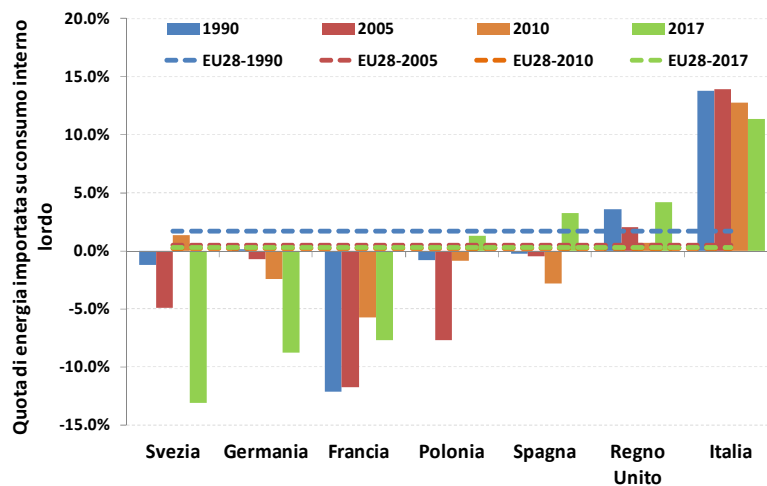


Figura 4.6 – Quota di energia elettrica importata rispetto al consumo interno lordo nei principali Paesi Europei. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

Il dato relativo alla quota import/export è rilevante ai fini della valutazione delle emissioni atmosferiche e del calcolo della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili, come richiesto dalla citata Direttiva. Se da un lato una significativa quota di import apporta un beneficio in termini di mancate emissioni per la soddisfazione del consumo interno di energia elettrica, dall'altro lato incide negativamente sulla quota di rinnovabili rispetto al consumo interno lordo, come è stato osservato in precedenza. Nel seguente grafico sono riportati gli andamenti della quota di energia elettrica rinnovabile sui consumi finali di elettricità dal 2005 secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE.

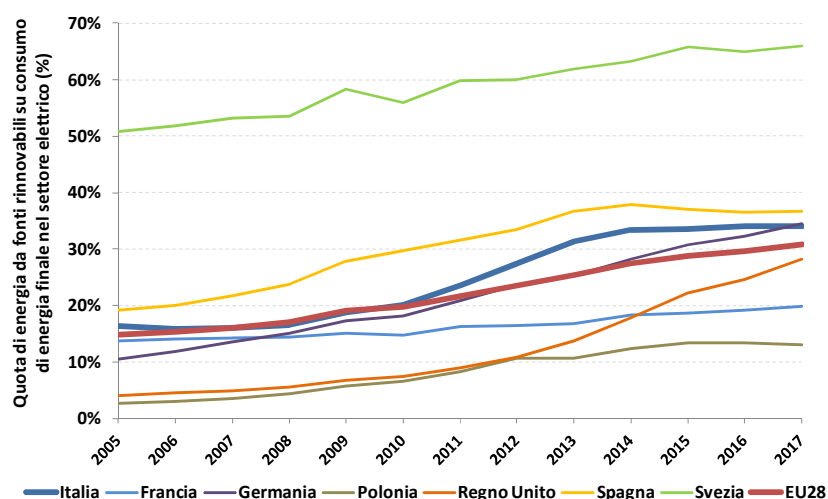


Figura 4.7 – Andamento della quota di produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili nei principali Paesi Europei dal 2005 secondo la metodologia richiesta dalla Direttiva 2009/28/CE.

Il confronto tra i dati illustrati in Figura 4.7 con i dati illustrati in Figura 4.8 mette in evidenza il ruolo dell'import/export di energia elettrica. La penalizzazione per i Paesi importatori e il beneficio per i Paesi esportatori in termini di obiettivi da raggiungere è illustrato nel seguente grafico.

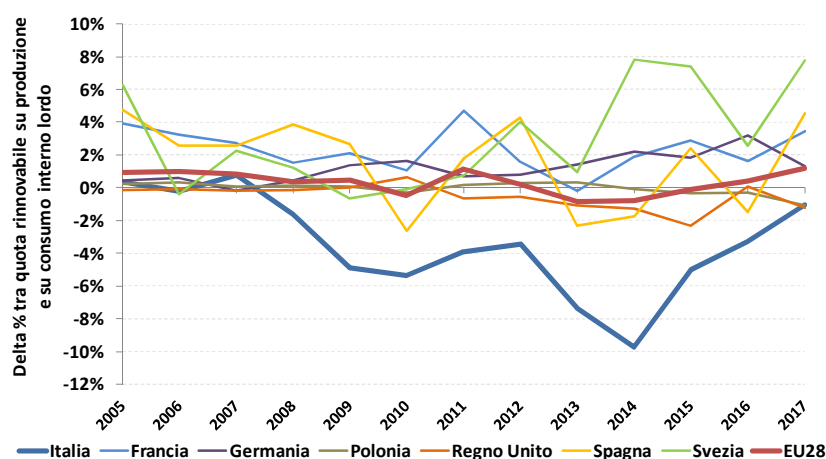


Figura 4.8 – Andamento del delta tra quota di produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili su produzione totale e su consumo interno lordo nei principali Paesi Europei.

Il grafico mostra come l'Italia abbia, tra i paesi esaminati, il delta inferiore tra quota rinnovabile rispetto alla produzione e rispetto al consumo interno lordo. La differenza tra le due quote si riduce in maniera rilevante nel 2017.

4.2.4 Efficienza dei parchi termoelettrici

Le prestazioni dei sistemi elettrici dei diversi Paesi saranno comparate attraverso parametri come la quota di consumi ausiliari delle centrali, le perdite di rete rispetto ai consumi finali e soprattutto l'efficienza di conversione dell'energia dei combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica e calore in caso di cogenerazione. In quest'ultimo caso occorre considerare che non tutta l'elettricità e il calore (utile) prodotto negli impianti cogenerativi possono essere considerati una produzione cogenerativa.⁶ E' tuttavia ragionevole operare un confronto dell'efficienza complessiva dei parchi termoelettrici dei diversi Paesi in termini di trasformazione dell'energia di origine nei prodotti finali indipendentemente dalle modalità con cui i diversi impianti sono stati utilizzati. A tal proposito la distinzione tra parco cogenerativo e non cogenerativo è stata operata considerando l'input di combustibile e la produzione di elettricità e calore per combustibile negli impianti classificati da EUROSTAT "CHP plants" e "electricity only".

Di seguito sono riportati i grafici con le percentuali di consumi dei servizi ausiliari rispetto alla produzione di energia lorda dei Paesi esaminati. In sintesi i consumi ausiliari sono consumi delle utenze elettriche funzionali alla produzione di energia elettrica, sono pertanto indicatori dell'energia richiesta dal sistema di generazione elettrica. La quota di consumi ausiliari in Italia è sempre stata inferiore alla media europea e nel 2017 la quota è maggiore solo a quella registrata per la Svezia. In termini generali la generazione termoelettrica, geotermica e di origine nucleare costituiscono le sorgenti con maggiore richiesta di consumi ausiliari, mentre le fonti rinnovabili come idroelettrico, eolico e fotovoltaico hanno consumi ausiliari molto ridotti. In seno alla produzione termoelettrica i consumi ausiliari maggiori sono relativi agli impianti alimentati da fonti solide e da bioenergie, minore energia è richiesta dagli impianti alimentati da prodotti petroliferi e ancor minore energia è richiesta da impianti alimentati da gas naturale. Pertanto, oltre all'efficienza dei diversi impianti, un parametro decisivo è rappresentato dal mix di fonti energetiche utilizzato da ciascun Paese.

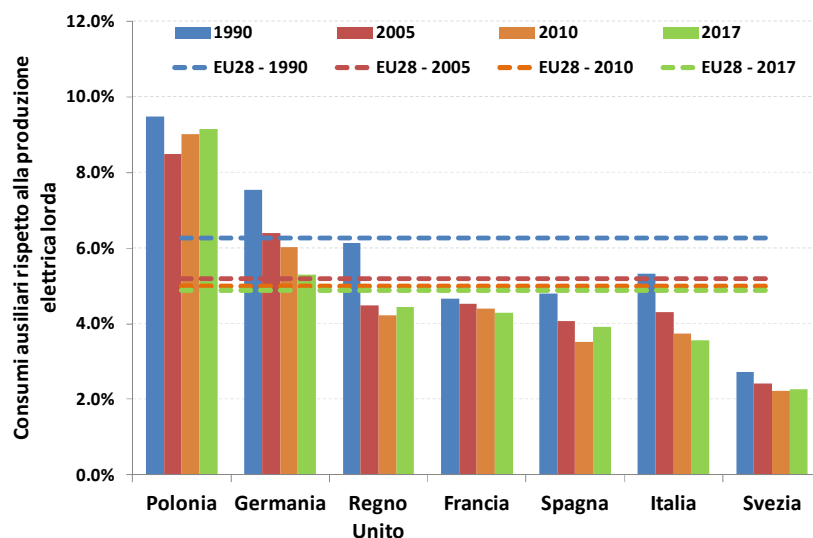


Figura 4.9 – Consumi ausiliari rispetto alla produzione elettrica lorda. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

Nel 2017 le perdite di rete rispetto all'energia disponibile per i consumi finali in l'Italia sono superiori solo a quelle registrate per la Germania tra i Paesi considerati. La quota nazionale è sempre stata inferiore alla media dei 28 Paesi Europei.

⁶ EEA, 2018 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/combined-heat-and-power-chp-1>

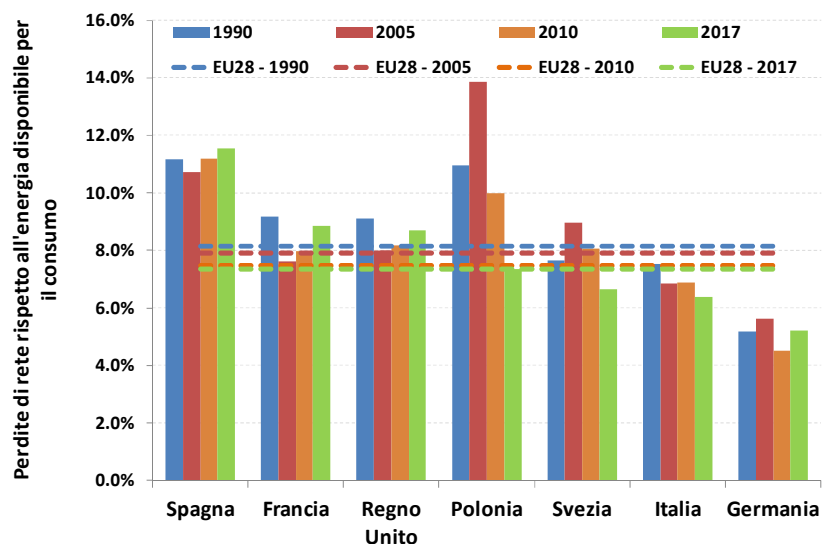


Figura 4.10 – Perdite di rete rispetto all'energia elettrica disponibile per i consumi finali. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

Il parametro decisamente più importante per valutare l'efficienza di un sistema di generazione elettrica è il rendimento di conversione in energia elettrica e calore dell'energia dei combustibili del parco termoelettrico.

Il seguente grafico mostra che il rendimento elettrico delle centrali non cogenerative nazionali (0,45 nel 2017) è tra i più elevati dei principali Paesi europei ed è secondo solo al dato del Regno Unito (0,47). Il valore nazionale nel 2017, insieme a quelli di Regno Unito e Francia, supera la media europea (0,42), mentre Polonia, Germania, Spagna e Svezia restano sotto la media di EU28. Dal 1990 si registra un incremento del rendimento nazionale del 11% contro un incremento del 14,4% della media europea che tuttavia faceva registrare un rendimento inferiore. Il Regno Unito nel 2017 mostra un incremento del 25,7% rispetto al dato del 1990.

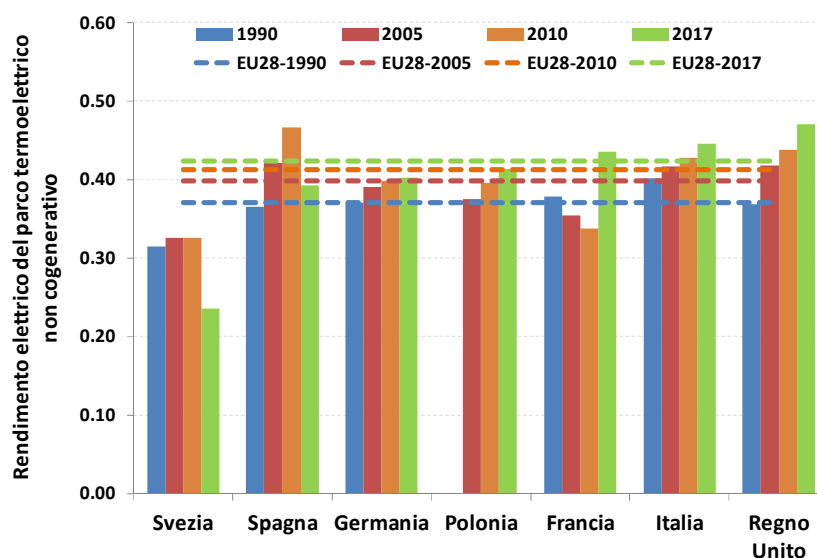


Figura 4.11 – Rendimento elettrico del parco termoelettrico non cogenerativo nei principali Paesi Europei. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

In merito all'efficienza del parco termoelettrico cogenerativo occorre sottolineare che Spagna e Regno Unito dal 1990 al 2017 non hanno produzione di calore da centrali cogenerative, mentre in

Francia la produzione di calore si registra a partire dal 1995 e in Italia dal 2004. Senza produzione di calore l'efficienza elettrica del parco termoelettrico coinciderà con l'efficienza elettrica. Il rendimento elettrico e il rendimento totale coincidono quindi in Spagna e Regno Unito. Nel 2017 il rendimento elettrico in Spagna è il più elevato tra i principali Paesi europei (0,66), di gran lunga maggiore della media europea (0,37). Il valore registrato per l'Italia è stato 0,39.

Il rendimento totale del parco cogenerativo italiano nel 2017 (0,61) è di poco inferiore alla media europea (0,62) e mostra un incremento del 22,8% rispetto al 1990.

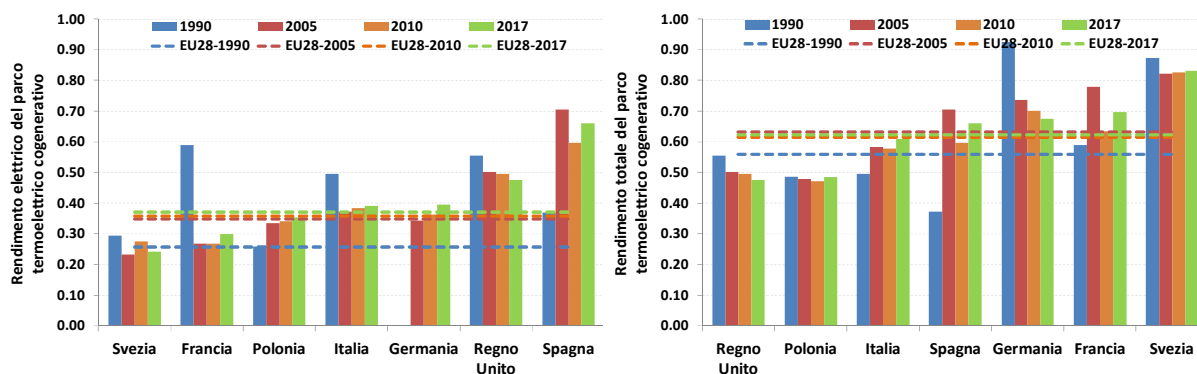


Figura 4.12 – Rendimento elettrico e rendimento totale del parco termoelettrico cogenerativo nei principali Paesi Europei. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

I valori del rendimento totale del parco cogenerativo inferiori a 75%-80% mostrano che tali parchi nei Paesi esaminati producono energia elettrica prevalentemente non in cogenerazione, fatto salvo quanto si osserva per la Svezia.

La quantità di calore prodotto rispetto all'energia elettrica, rapporto H/E, spiega le notevoli differenze tra rendimento elettrico e rendimento totale. La Svezia è caratterizzata da uno dei rapporti H/E più elevati in Europa che spiega la bassa efficienza elettrica a fronte di una efficienza totale tra le più elevate. Il rendimento elettrico del parco cogenerativo italiano di 0,39 nel 2017 è un valore intermedio tra 0,24 per la Svezia e 0,66 per la Spagna ed è superiore alla media europea (0,37).

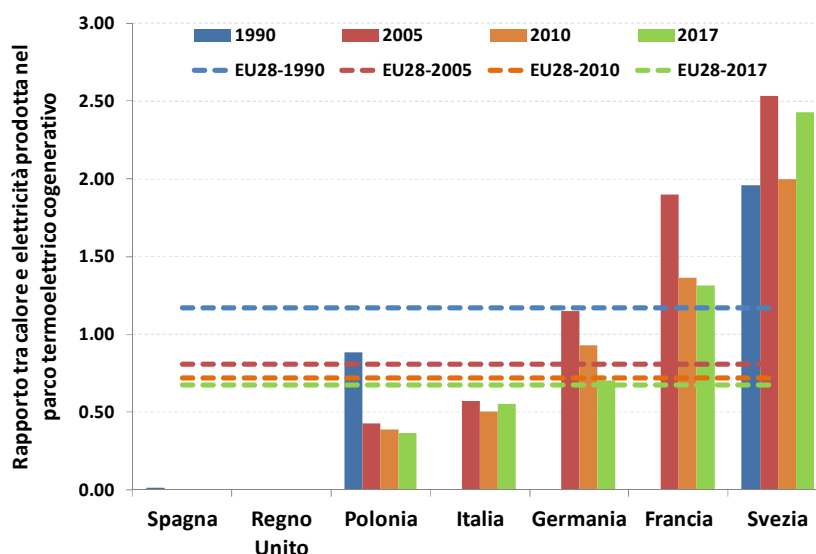


Figura 4.13 – Rapporto tra calore e elettricità prodotti dal parco termoelettrico cogenerativo. Non è riportato il valore del 1990 per la Germania perché i dati EUROSTAT riportano la produzione di solo calore. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

Nei seguenti grafici è riportato il rendimento dell'intero parco termoelettrico in relazione sia alla produzione elettrica sia alla produzione di energia elettrica e calore. I grafici mostrano che nel 2017 il rendimento totale del parco termoelettrico nazionale è pari a 0,54 ed è poco maggiore della media europea (0,51) e inferiore solo al dato registrato per la Svezia (0,83). Il rendimento elettrico nazionale del 2017 è pari a 0,42 ed è superato da Spagna (0,44) e Regno Unito (0,47). Il rendimento elettrico del parco termoelettrico dei principali Paesi mostra un intervallo piuttosto ampio, da 0,24 della Svezia a 0,47 del Regno Unito e la media europea è pari a 0,40.

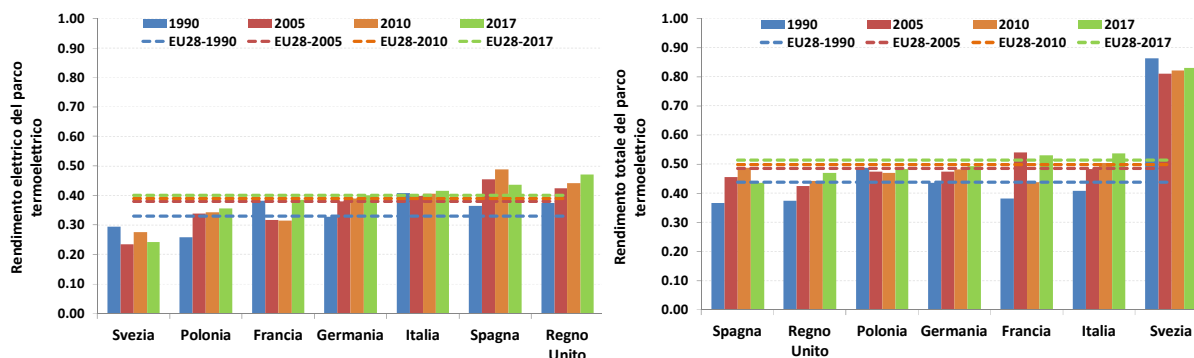


Figura 4.14 – Rendimento elettrico e rendimento totale del parco termoelettrico nei principali Paesi Europei. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

Nel 2017 il rendimento elettrico equivalente del parco termoelettrico cogenerativo, calcolato dopo lo scorporo della quota di combustibili destinata alla produzione di calore, è pari a 0,61 per l'Italia, poco superiore al valore medio europeo (0,59), con un andamento in costante crescita (+9,6% dal 2005). Il valore nazionale è maggiore di quello registrato per Polonia e Regno Unito (per entrambe 0,47). I restanti Paesi considerati hanno un rendimento elettrico equivalente più elevato di quello registrato per l'Italia, da 0,65 della Germania a 0,82 della Svezia in conseguenza del maggiore rapporto H/E in tali Paesi rispetto a quanto si registra in Italia. Nonostante questo il parco termoelettrico italiano, cogenerativo e non cogenerativo, mostra nel 2017 il rendimento elettrico equivalente più elevato dopo quello svedese, rispettivamente 0,52 e 0,82. Il rendimento elettrico equivalente medio europeo è 0,48.

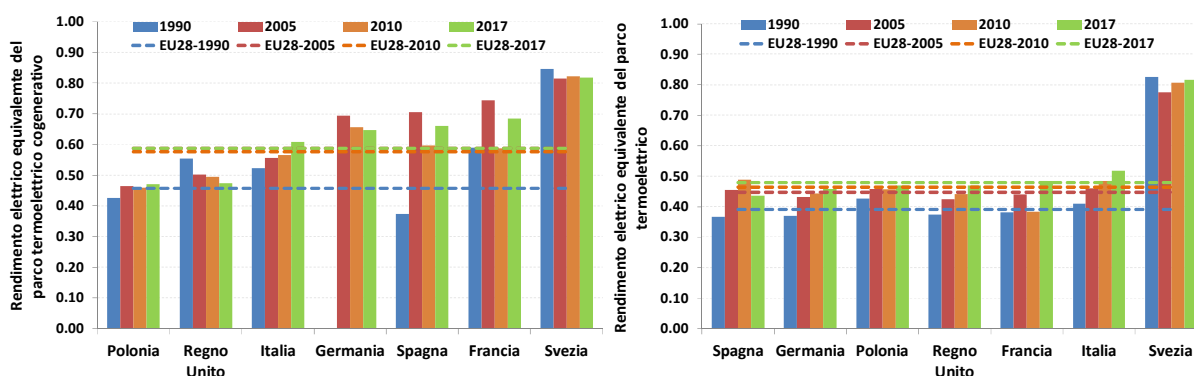


Figura 4.15 – Rendimento elettrico equivalente del parco termoelettrico cogenerativo e totale nei principali Paesi Europei. Dati in ordine crescente del valore del 2017.

4.3 Emissioni di gas a effetto serra dal settore elettrico

Le emissioni nazionali di gas serra e i relativi fattori di emissione presentati in questo capitolo non coincidono con quelli esposti nel capitolo 2 poiché, al fine di comparare i dati dei diversi Paesi, le elaborazioni sono state eseguite utilizzando per tutti i Paesi i fattori di emissione di default per combustibile riportati nelle linee guida IPCC (2006) per le sorgenti stazionarie delle industrie energetiche, mentre per i dati presentati nel capitolo 2 sono stati utilizzati i fattori di emissione nazionali per combustibile (ISPRA, 2019). Inoltre, il dato EUROSTAT del consumo di prodotti petroliferi considera l'energia della materia prima utilizzata per la produzione di gas di sintesi da gassificazione, mentre il dato Terna usato per il calcolo dei fattori di emissione nazionali considera l'energia dei gas di sintesi destinati alla trasformazione elettrica a valle dei processi di gassificazione.

Secondo le elaborazioni condotte nel presente studio nel 2017 le emissioni di gas serra dei 28 Paesi europei per la produzione di elettricità e calore sono 1.109,6 Mt CO_{2eq}, minori del 24,8% rispetto a quelle stimate nel 1990 e del 24,3% rispetto al livello del 2005, anno in cui comincia a registrarsi la sensibile riduzione delle emissioni del settore elettrico.

Tabella 4.2 – Emissioni di gas serra (Mt CO_{2eq}) da energia di combustibili destinati alla produzione di energia elettrica e calore nel settore termoelettrico dei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1.476,2	1.374,9	1.361,9	1.466,1	1.337,2	1.166,7	1.121,1	1.109,6
Germania	393,5	350,7	333,3	341,4	328,0	318,9	318,6	298,8
Polonia	181,5	150,3	146,7	154,6	149,6	143,3	142,2	143,7
Italia	123,3	130,5	137,1	160,2	137,1	110,8	110,5	110,8
Regno Unito	221,2	187,6	183,5	200,6	177,3	125,0	99,2	88,4
Spagna	66,4	77,6	98,2	117,9	71,5	84,5	70,2	82,8
Francia	46,4	38,4	48,7	59,2	50,0	37,3	39,9	44,7
Svezia	5,3	9,1	8,5	11,0	13,9	9,6	10,6	10,7

Complessivamente le emissioni dei principali Paesi rappresentano il 70,3% delle emissioni del 2017 dal settore elettrico di EU28, ovvero 779,8 Mt CO_{2eq}. Per i Paesi considerati la quota di emissioni dal settore elettrico nel 2017 è illustrata nel seguente grafico. L'Italia rappresenta il 10% delle emissioni europee.

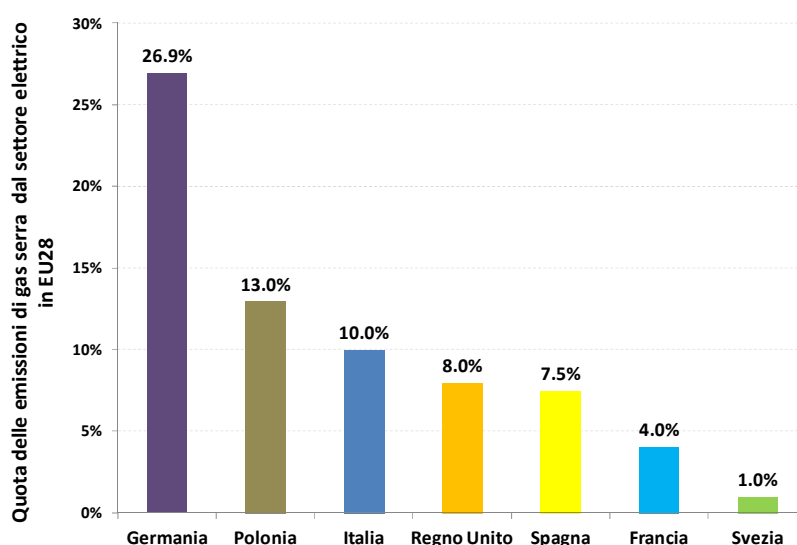


Figura 4.16 – Quota delle emissioni di gas serra nel settore elettrico nel 2017 per i principali Paesi europei rispetto alle emissioni di EU28.

Le emissioni di gas serra dal settore elettrico in EU28 mostrano una lieve diminuzione dal 1990 al 2005 (-0,7%) a fronte di un incremento costante della produzione elettrica (+28,2%) e un incremento della produzione di calore del 6%. A livello europeo si osserva quindi un disaccoppiamento già dal 1990 tra produzione di elettricità e calore ed emissioni atmosferiche di gas serra. Tuttavia le emissioni mostrano un significativo decremento solo successivamente al 2005 determinando un vistoso aumento del disaccoppiamento dovuto essenzialmente all'incremento della quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. In altre parole si osserva un progressivo incremento della distanza tra i tassi di variazione della produzione di elettricità e calore, che aumentano dal 1990, e i tassi di variazione delle emissioni, che invece diminuiscono dal 2007.

Il disaccoppiamento è evidente in quasi tutti i principali Paesi esaminati sebbene con dinamiche differenti. In Figura 4.17 si nota il minore disaccoppiamento fino al 2005 per Italia e Spagna e l'assenza di disaccoppiamento per la Polonia che mostra solo negli ultimi anni una lieve divergenza tra i due parametri. Altra eccezione è rappresentata dalla Svezia dove si osserva un disaccoppiamento di direzione opposta, ovvero un continuo incremento delle emissioni a fronte di una produzione elettrica sostanzialmente costante. E' utile tuttavia sottolineare che mediamente le emissioni dal settore elettrico della Svezia rappresentano meno dell'1% delle emissioni dei 28 Paesi europei e poco più dell'1% delle emissioni dei Paesi considerati.

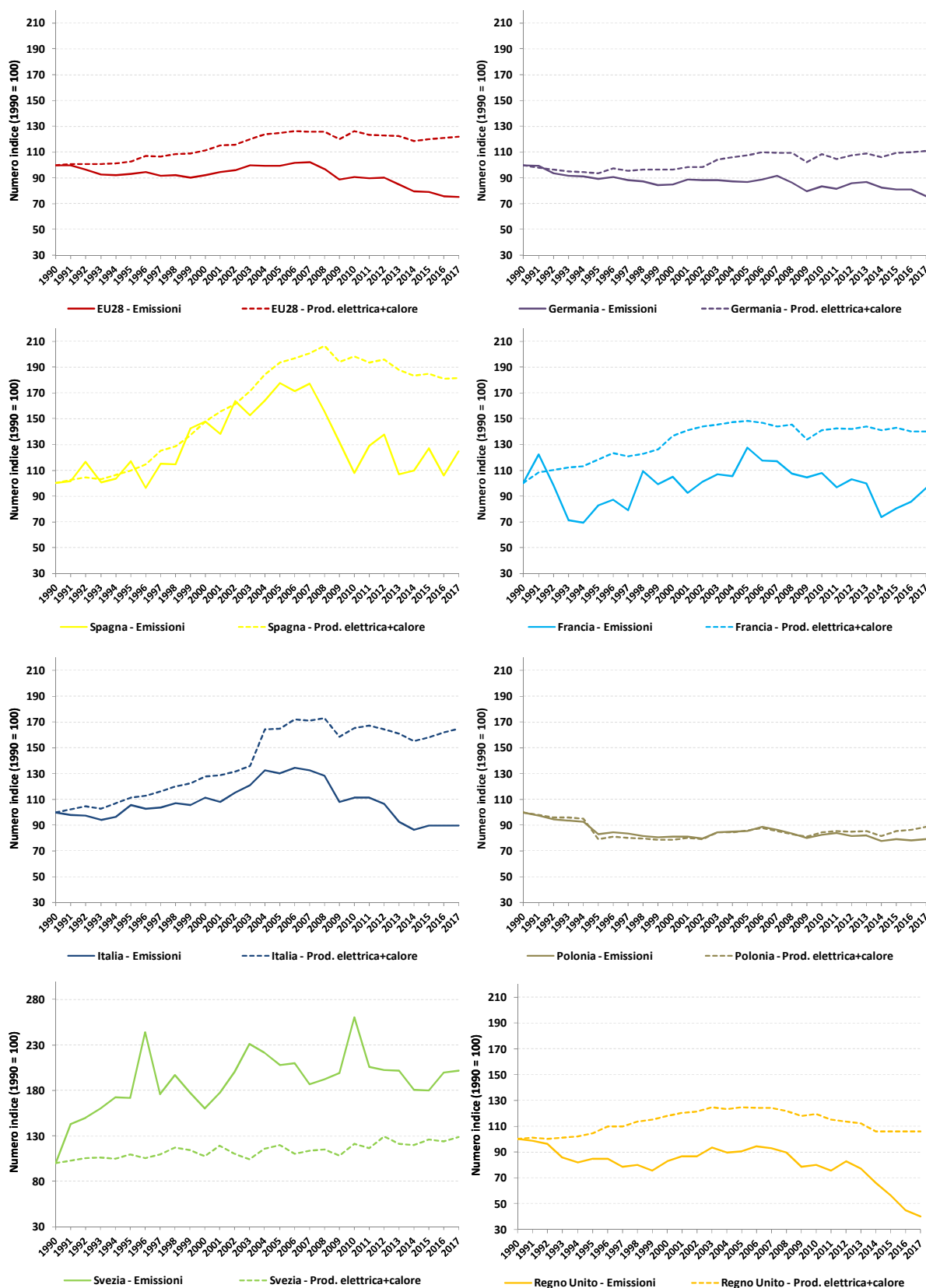


Figura 4.17 – Andamento dei tassi di variazione rispetto al 1990 della produzione di elettricità e calore ed emissioni di gas serra dal settore elettrico.

Nella seguente tabella sono riportati i tassi di variazione dei parametri nel periodo 2005-2017. Considerando il disaccoppiamento come distanza tra i tassi di variazione delle emissioni di gas serra e

della produzione di elettricità e calore i dati mostrano che nel periodo 2005-2017 la Germania ha il disaccoppiamento inferiore (12,9) dopo la Polonia (4,7). Il disaccoppiamento mostrato dall'Italia è 34,7 inferiore solo a quello del Regno Unito, pari a 40,9.

Tabella 4.3 – *Variazione percentuale delle emissioni di gas serra e della produzione di elettricità e calore nei periodi 1990-2005 e 2005-2017. Dati in ordine crescente del disaccoppiamento tra i due parametri nel 2005-2017.*

	Variazione 1990-2005 (%)		Variazione 2005-2017 (%)	
	CO _{2eq}	Elettricità e calore	CO _{2eq}	Elettricità e calore
EU28	-0,7%	19,2%	-24,3%	-4,1%
Polonia	-14,8%	-32,9%	-7,1%	-2,4%
Germania	-13,2%	-1,3%	-12,5%	0,4%
Francia	27,4%	77,1%	-24,5%	-11,4%
Svezia	107,6%	45,2%	-2,7%	12,7%
Spagna	77,5%	93,3%	-29,8%	-6,2%
Italia	29,9%	129,3%	-30,9%	3,8%
Regno Unito	-9,3%	24,6%	-56,0%	-15,1%

Le emissioni di gas serra per la sola produzione elettrica sono state stimate dopo aver scorporato il contenuto di combustibili destinato alla produzione di calore nelle centrali cogenerative, secondo la metodologia esposta nel paragrafo 4.1. Le emissioni di EU28 nel 2017 sono 945,5 Mt CO_{2eq} e i Paesi considerati sono responsabili del 71,9% di queste emissioni. In merito all'andamento delle emissioni e alla produzione elettrica non si registrano differenze rispetto a quanto precedentemente osservato per la produzione congiunta di elettricità e calore, fatto salvo per un disaccoppiamento maggiore di quanto già osservato per la Polonia.

Tabella 4.4 – *Emissioni di gas serra (Mt CO_{2eq}) da energia di combustibili destinati alla produzione di energia elettrica nel settore termoelettrico dei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1.249,0	1.197,0	1.204,2	1.270,4	1.139,9	1.003,0	953,3	945,5
Germania	350,7	322,9	306,6	307,7	293,8	288,5	287,4	267,6
Polonia	110,6	108,0	110,0	115,3	112,5	109,5	108,2	109,0
Italia	122,7	129,8	134,4	141,8	116,8	91,4	89,8	90,5
Regno Unito	221,2	187,0	183,0	200,6	177,3	125,0	99,2	88,4
Spagna	66,4	77,6	98,1	117,9	71,5	84,5	70,2	82,8
Francia	46,4	37,0	40,9	45,7	43,2	31,6	33,7	38,1
Svezia	1,8	3,5	3,3	3,7	5,1	2,8	3,0	3,1

A livello europeo le emissioni di gas serra aumentano del 1,7% dal 1990 al 2005, mentre la produzione elettrica aumenta del 28,2%. Dal 2005 al 2017 le emissioni si riducono del 25,6% a fronte di una diminuzione della produzione elettrica del 0,8%. Anche questi dati mostrano che il disaccoppiamento tra emissioni e produzione elettrica in Europa è cominciato dal 1990 ma che la riduzione delle emissioni comincia solo dopo il 2005.

Tabella 4.5 – *Variazione percentuale delle emissioni di gas serra e della produzione di elettricità nei periodi 1990-2005 e 2005-2017. Dati in ordine crescente del disaccoppiamento tra i due parametri nel 2005-2017.*

	Variazione 1990-2005 (%)		Variazione 2005-2016 (%)	
	CO _{2eq}	Elettricità	CO _{2eq}	Elettricità
EU28	1,7%	28,2%	-25,6%	-0,8%
Polonia	4,3%	15,1%	-5,5%	8,6%
Francia	-1,5%	36,9%	-16,6%	-2,4%
Germania	-12,2%	13,2%	-13,0%	5,0%
Svezia	111,0%	8,1%	-16,7%	3,7%
Spagna	77,6%	93,6%	-29,8%	-6,2%
Italia	15,5%	40,2%	-36,2%	-2,6%
Regno Unito	-9,3%	24,6%	-56,0%	-15,1%

4.3.1 *Fattori di emissione per la produzione di energia elettrica e calore*

Per il calcolo del fattore di emissione per la produzione di energia elettrica e energia termica si sottolinea che il calore di origine nucleare viene considerato in seno alla produzione totale dal settore elettrico. Tale calore rappresenta a livello europeo meno dello 0,3% del calore totale prodotto e nei Paesi esaminati non si registra produzione di calore di origine nucleare fatto salvo per la Germania nella prima metà degli anni '90.

Di seguito sono riportati i fattori di emissione di gas serra per la produzione di energia elettrica e calore nei principali Paesi europei.

Tabella 4.6 – *Fattori di emissione di gas serra del parco termoelettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO_{2eq}/ kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	747,3	716,2	654,8	608,5	561,7	569,8	536,2	525,8
Polonia	723,8	761,0	749,8	724,0	714,6	705,8	697,9	694,5
Spagna	928,7	894,1	780,8	629,3	502,3	655,2	618,1	622,2
Germania	785,3	780,3	745,8	680,0	639,0	637,8	621,3	600,7
Francia	952,2	856,6	547,4	520,1	578,9	507,9	442,8	445,6
Regno Unito	896,2	787,2	647,8	655,8	585,6	590,5	468,9	447,1
Italia	691,8	666,4	623,9	524,3	478,3	442,1	425,4	410,4
Svezia	343,0	272,2	267,4	261,8	224,8	194,4	199,7	201,8

I dati mostrano la riduzione dal 1990 del fattore di emissione medio europeo e dei singoli Paesi considerati. Nel 2017 l'Italia mostra un fattore di emissione (410,4 g CO_{2eq}/kWh) superiore solo a quello di Svezia (201,8 g CO_{2eq}/kWh), dove il parco termoelettrico è prevalentemente alimentato da bioenergie. Il Regno Unito presenta la maggiore riduzione del fattore di emissione dal 2005 (-31,8%), seguita da Svezia (-22,9%) e Italia (-21,7%). Le percentuali di riduzione più basse si registrano in Spagna (-1,1%), Polonia (-4,1%) e Germania (-11,7%).

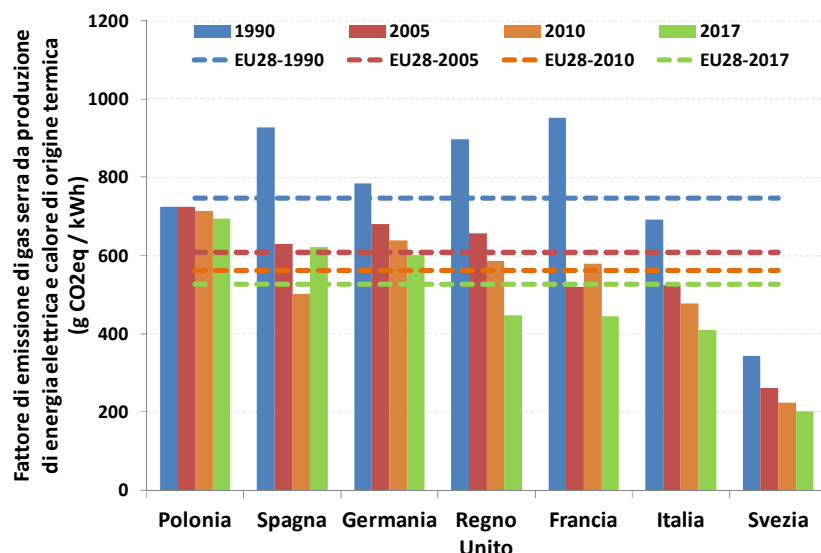


Figura 4.18 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione termica di energia elettrica e calore (g CO_{2eq}/kWh). Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

Di seguito sono riportati i fattori di emissione per la produzione di elettricità e calore dall'intero settore elettrico, comprensivo quindi della produzione rinnovabile e di origine nucleare.

Tabella 4.7 – Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO_{2eq}/kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	481,3	437,5	399,1	384,7	346,5	317,9	302,3	297,0
Polonia	719,8	753,8	741,8	715,2	699,0	663,8	650,3	639,8
Germania	585,3	559,9	514,6	476,5	451,4	436,5	432,5	403,4
Italia	578,7	549,6	507,7	457,2	386,2	325,2	316,6	312,0
Spagna	439,0	468,5	444,3	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Regno Unito	696,0	564,2	490,2	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4
Francia	111,3	77,5	85,3	95,7	85,0	62,5	68,1	76,5
Svezia	34,0	53,2	50,7	58,6	73,2	48,6	54,8	53,2

I Paesi con una quota significativa di energia elettrica da fonte nucleare e da fonti rinnovabili hanno un beneficio in termini di riduzione delle emissioni per unità di energia prodotta. Come è stato precedentemente osservato, in Francia è disponibile una quota rilevante di energia nucleare che consente la drastica riduzione del fattore di emissione rispetto a quanto registrato per il solo parco termoelettrico. Anche Svezia, Spagna, Germania e Regno Unito hanno quote non irrilevanti di energia elettrica da fonte nucleare. Tra i Paesi esaminati solo Italia e Polonia non hanno generazione elettrica di origine nucleare. Complessivamente l'energia elettrica di origine nucleare in EU28 nel 2017 è stata del 25,4%, in diminuzione rispetto al 1990 quando costituiva il 30,9%. Nel 2017 l'80,6% dell'energia elettrica di origine nucleare europea proviene dai Paesi esaminati, di cui il 48% dalla Francia e una media di circa 8% ciascuno dai restanti Paesi. L'energia elettrica di origine nucleare nei Paesi esaminati, esclusi Polonia e Italia, rappresenta nel 2017 il 33,8% in diminuzione dal 1990 quando la quota di energia nucleare rappresentava il 41,4% della produzione elettrica totale.

Il fattore di emissione medio europeo nel 2017 per la produzione di energia elettrica e calore (297 g CO_{2eq}/kWh) mostra una riduzione del 22,8% rispetto al dato registrato nel 2005, mentre la riduzione del fattore nazionale (312 g CO_{2eq}/kWh) è del 31,8%. Il Regno Unito mostra la riduzione più elevata, del 48,1%. Svezia, Polonia e Germania fanno registrare le percentuali di riduzione inferiori, rispettivamente -9,2%, -10,5% e -15,4%.

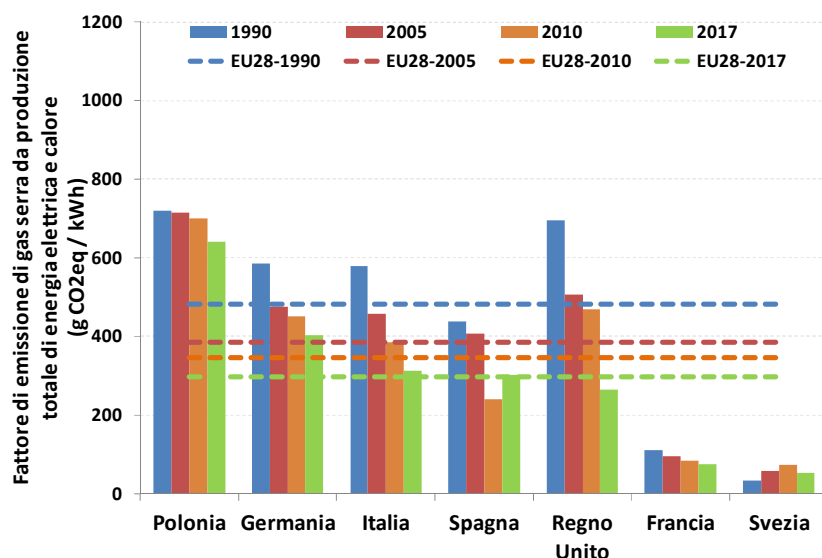


Figura 4.19 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione di energia elettrica e calore dal settore elettrico (g CO_{2eq}/kWh). Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

La stima delle emissioni di gas serra per il calcolo dei fattori di emissione da sola produzione elettrica, mostrati nei seguenti grafici e tabelle, è stata elaborata considerando la sola quota di energia dei combustibili destinata alla produzione elettrica, dopo aver scorporato l'energia destinata alla produzione di calore negli impianti cogenerativi.

Tabella 4.8 – Fattore di emissione di gas serra del parco termoelettrico per la produzione di elettricità (g CO_{2eq}/kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	840,1	797,6	719,1	671,7	613,3	629,7	588,6	575,0
Polonia	831,2	799,3	779,7	755,2	738,2	722,9	715,2	715,9
Germania	928,5	906,6	825,1	766,8	711,0	703,1	685,0	662,0
Spagna	928,7	894,0	780,6	629,3	502,3	655,2	618,1	622,2
Francia	952,2	918,0	771,1	684,9	696,0	619,1	524,0	521,7
Regno Unito	896,2	784,7	646,0	655,8	585,6	590,5	468,9	447,1
Italia	688,5	663,2	611,8	562,8	506,8	477,3	452,0	433,2
Svezia	332,3	342,8	374,3	302,8	244,6	202,3	196,8	198,7

Il fattore di emissione nazionale per la produzione elettrica di origine termica nel 2017 (433,2 g CO_{2eq}/kWh) è secondo solo a quello della Svezia (198,7 g CO_{2eq}/kWh), dove è più elevata la quota di bioenergie nel settore termoelettrico. Il fattore nazionale è di gran lunga inferiore alla media europea, pari a 575 g CO_{2eq}/kWh. Polonia e Germania restano i Paesi con i fattori di emissione più elevati, rispettivamente 715,9 g CO_{2eq}/kWh e 662 g CO_{2eq}/kWh, superiori alla media europea e mostrano tassi di riduzione dal 2005 tra i più bassi dei principali Paesi (-5,2% per la Polonia e -13,7% per la Germania, contro -23% per l'Italia e riduzioni maggiori per Francia, Regno Unito e Svezia).

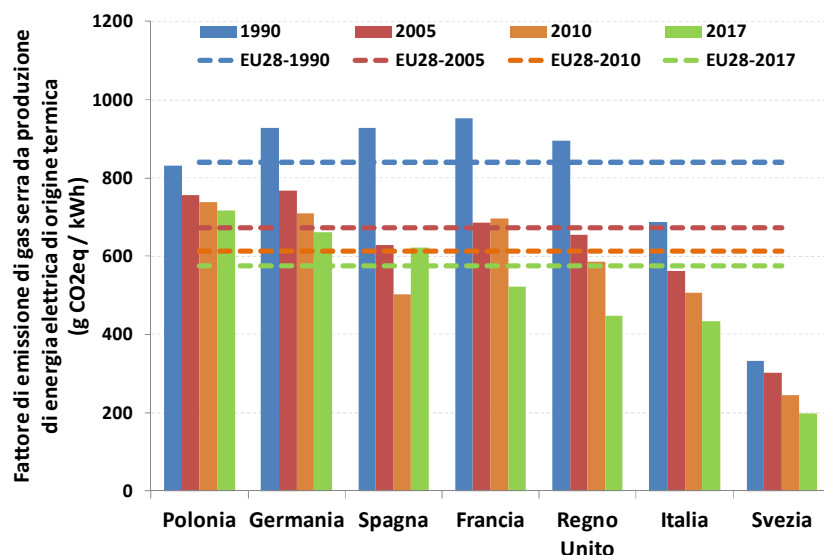


Figura 4.20 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione termica di energia elettrica (g CO_{2eq}/kWh). Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

La Figura 4.20 mostra che in tutti i Paesi si registra una riduzione dei fattori di emissione di gas serra per unità di energia elettrica prodotta nel settore termoelettrico, fatto salvo quanto registrato per la Spagna che nel 2017 mostra un fattore più elevato di quello registrato nel 2010 in corrispondenza di un incremento della quota di energia da combustibili solidi. L'incremento risulta tuttavia più contenuto quando oltre alla produzione termoelettrica si considera anche la produzione da fonti rinnovabili (Tabella 4.9).

Tabella 4.9 – Fattore di emissione di gas serra del settore elettrico per la produzione di elettricità (g CO_{2eq}/kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	484,7	439,7	400,6	386,1	341,8	312,1	294,5	289,3
Polonia	822,5	788,3	768,2	742,3	716,2	666,3	651,0	641,4
Germania	640,3	606,1	535,7	499,8	468,9	450,1	446,7	413,2
Italia	575,9	546,9	497,8	477,7	391,0	324,6	311,9	307,7
Spagna	438,9	468,5	444,2	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Regno Unito	696,0	562,4	488,8	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4
Francia	111,3	75,4	76,5	80,0	76,5	55,0	60,2	68,4
Svezia	12,0	23,5	22,9	23,4	34,1	17,4	19,1	18,8

Sebbene il fattore di emissione da produzione termoelettrica per l'Italia sia sempre stato inferiore alla media europea, il fattore di emissione medio europeo per la produzione elettrica totale è sempre stato inferiore al valore nazionale, grazie anche al contributo dell'energia elettrica di origine nucleare. Il progressivo incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una sensibile riduzione dei fattori di emissione. Inoltre la riduzione della quota di origine nucleare in Europa determina l'avvicinamento del fattore di emissione nazionale alla media europea, pur rimanendo più elevato (307,7 vs 289,3 g CO_{2eq}/kWh nel 2017). Il fattore di emissione italiano nel 2005 era maggiore del fattore medio europeo del 23,7% mentre nel 2017 è maggiore del 6,4%.

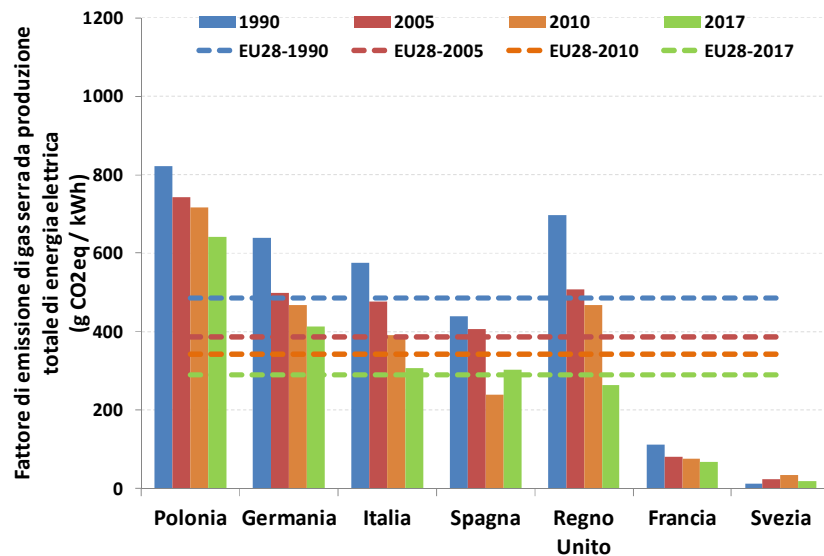


Figura 4.21 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione di energia elettrica dal settore elettrico (g CO_{2eq}/kWh). Dati in ordine decrescente del valore del 2017.

Dai dati illustrati è possibile concludere che il parco termoelettrico nazionale presenta fattori di emissione di gas a effetto serra tra i più bassi in confronto ai principali Paesi europei. Il seguente grafico riporta il contributo emissivo dei Paesi esaminati in EU28, già visto nel grafico 4.16, e l'analogo contributo in termini di produzione elettrica di origine termica. E' evidente che Germania e Polonia hanno una quota emissiva superiore alla quota di produzione elettrica, mentre per gli altri Paesi (Italia, Regno Unito, Spagna e Francia) si osserva il contrario.

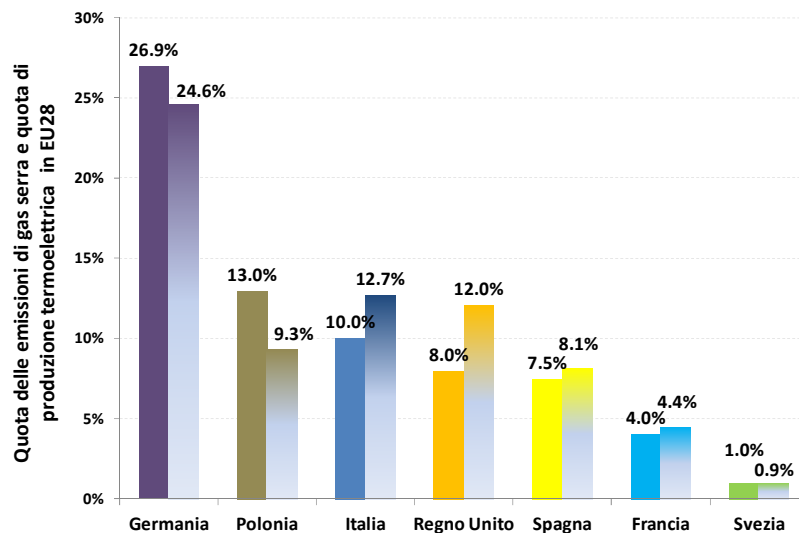


Figura 4.22 – Quota delle emissioni di gas serra nel settore elettrico nel 2017 per i principali Paesi europei rispetto a EU28 (barre con colore intero) e quota della produzione termoelettrica (barre sfumate).

Considerando tutti i 28 Stati Membri risulta evidente che il fattore di emissione di gas serra per la produzione di energia elettrica di origine termica in Italia sia tra i più bassi in Europa e nel 2017 occupa la 7^a posizione, ampiamente sotto la media europea. Il mix fossile nazionale, con una quota maggiore di gas naturale rispetto agli altri Paesi, nonché il contributo delle bioenergie, risultano fattori determinanti del fattore di emissione nazionale per il parco termoelettrico.

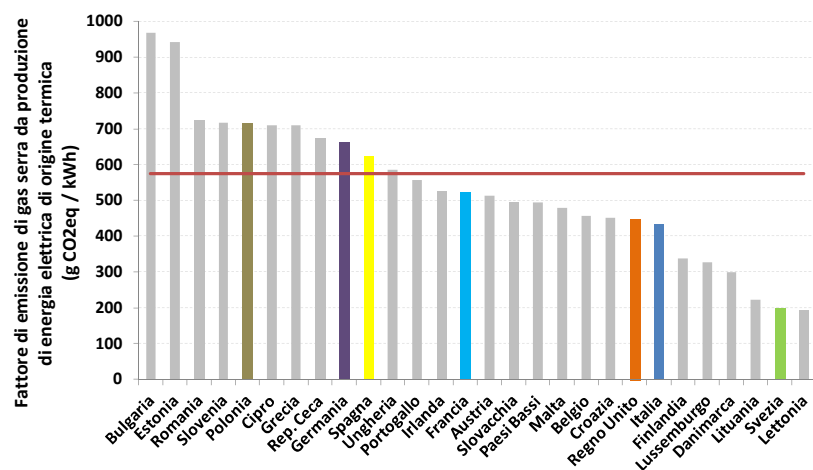


Figura 4.23 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione termica di energia elettrica (g CO_{2eq} / kWh) nel 2017. Dati in ordine decrescente. La linea rappresenta la media di EU28.

Considerando la produzione totale di energia elettrica, quindi il contributo delle fonti rinnovabili diverse da quelle termiche e il contributo della fonte nucleare, il fattore di emissione nazionale perde posizioni rispetto ad altri Paesi. Un ruolo rilevante è ricoperto dall'energia elettrica di fonte nucleare nei paesi che dispongono di tale fonte. Il ruolo delle fonti rinnovabili è infatti più elevato in Italia rispetto a Spagna, Regno Unito e Francia che dispongono di quote significative di energia nucleare. Nel 2017 l'Italia, dopo la Svezia, ha la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili più elevata tra i principali Paesi europei (Figura 4.25). D'altra parte il contributo dell'energia elettrica di origine nucleare in Spagna, Regno Unito e Francia nel 2017 è stato rispettivamente del 21,2%, 21% e 71,5% della produzione elettrica totale. L'effetto dell'energia nucleare è particolarmente evidente per la Francia che, pur avendo una quota di energia elettrica da fonti rinnovabili inferiore a quella registrata per l'Italia e un fattore di emissione da produzione termoelettrica decisamente più elevato, ha il fattore di emissione per la produzione totale di elettricità tra i più bassi in Europa, secondo solo a quello registrato per la Svezia. La Germania utilizza poco meno del 12% di energia elettrica nucleare ma la significativa presenza di combustibili solidi ad elevato contenuto di carbonio nel mix fossile non comporta una variazione nella graduatoria dei Paesi con il maggiore impatto emissivo del sistema elettrico. Tra i principali Paesi esaminati si ricorda che, oltre all'Italia, anche la Polonia non ha produzione di energia elettrica da fonte nucleare.

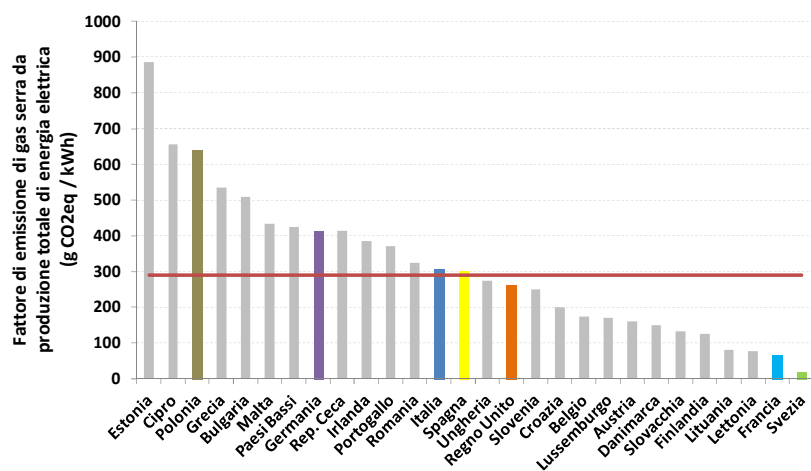


Figura 4.24 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione totale di energia elettrica (g CO_{2eq} / kWh) nel 2017. Dati in ordine decrescente. La linea rappresenta la media di EU28.

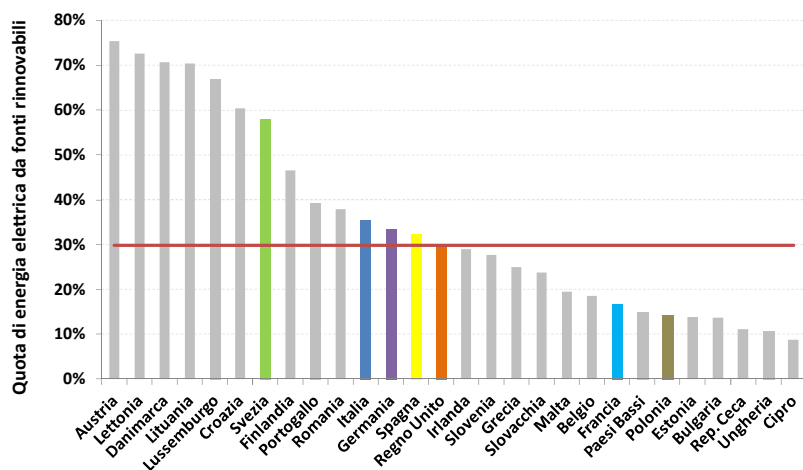


Figura 4.25 – Quota percentuale di energia elettrica da fonte rinnovabile nel 2017. Dati in ordine decrescente. La linea rappresenta la media di EU28.

I fattori di emissione per la generazione elettrica al netto del contributo dell'elettricità di origine nucleare fanno registrare per l'Italia un fattore superiore solo a quello registrato per la Svezia e per la Francia tra i principali Paesi europei. In merito alla Francia occorre considerare che, sebbene la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili sulla produzione totale sia inferiore a quella italiana, la quota è più elevata se non si considera l'apporto di origine nucleare.

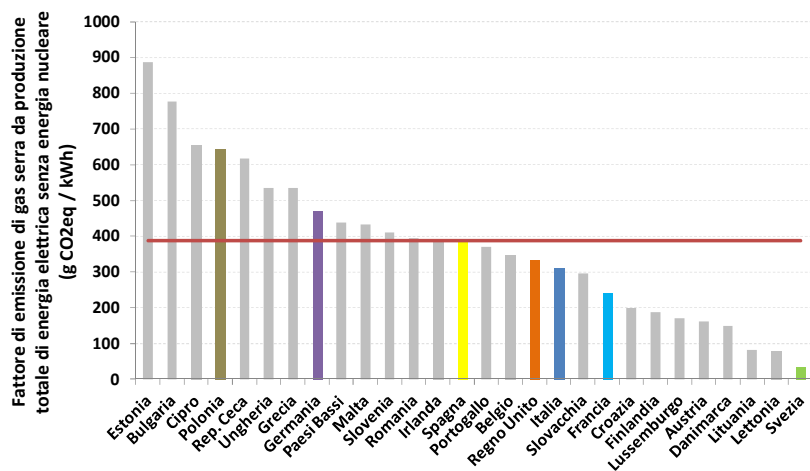


Figura 4.25 – Fattori di emissione di gas serra per la produzione totale di energia elettrica al netto della produzione di elettricità da fonte nucleare (g CO_{2eq} / kWh) nel 2017. Dati in ordine decrescente. La linea rappresenta la media di EU28.

CONCLUSIONI

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha subito un rilevante impulso negli ultimi anni nonostante l'arresto negli ultimi anni dell'andamento positivo osservato fino al 2014. La quota di energia elettrica rinnovabile rispetto alla produzione totale lorda è passata da 15,3% nel 2007 a 43,1% nel 2014 per scendere fino a 35,1% nel 2017. Le prime stime per il 2018 mostrano una inversione di tendenza dovuta unicamente all'aumento della produzione idroelettrica. Lo sviluppo dell'energia elettrica rinnovabile consegue le politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e di incremento delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali. Tale incremento è stato possibile attraverso diverse misure quali incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Pertanto a partire dal 2007 la crisi economica ha ridotto drasticamente i consumi totali aumentando nel contempo la quota delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda le emissioni atmosferiche del settore elettrico si osserva una rapida diminuzione dei fattori di emissione di CO₂ per la generazione elettrica. I risultati dell'analisi della decomposizione possono essere sintetizzati come segue:

- le emissioni di CO₂ sono diminuite da 126,2 Mt nel 1990 a 93 Mt nel 2017, mentre la produzione lorda di energia elettrica è passata nello stesso periodo da 216,6 TWh a 295,8 TWh; i fattori di emissione di CO₂ per la generazione di energia elettrica mostrano quindi una rapida diminuzione nel periodo 1990-2017. Considerando anche le emissioni dovute alla produzione di calore nel 2017 le emissioni di CO₂ del settore elettrico ammontano a 106,1 Mt;
- le emissioni di CH₄ e N₂O incidono da 0,4% a 0,7% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore;
- i fattori di emissione dei principali contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico mostrano una costante diminuzione. In particolare si registrano significative riduzioni rispetto al 2005 dei fattori di emissione di ossidi di zolfo (-87,9%), ossidi di azoto (-38,2%) e materiale particolato (-68,2%).
- l'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il connesso incremento della quota di gas naturale hanno avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂, mentre negli ultimi anni il significativo incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili assume un ruolo prevalente rispetto agli altri fattori considerati;
- l'analisi della decomposizione dei consumi elettrici mostra che l'efficienza contribuisce alla riduzione delle emissioni atmosferiche solo nel settore industriale che rivela una struttura piuttosto eterogenea per i diversi comparti, mentre nel settore terziario la diminuzione dei fattori di emissione è compensata dall'incremento dei consumi elettrici. Nel settore domestico si ha un forte disaccoppiamento tra consumi elettrici e corrispondenti emissioni atmosferiche;

I fattori di emissione nel settore della generazione e del consumo di energia elettrica sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgano il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello locale. Il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra può essere valutato solo attraverso la conoscenza dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dalle diverse fonti energetiche e la quantificazione del contributo dei fattori determinanti la variazione delle emissioni atmosferiche.

I fattori di emissione forniti nel presente studio consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate in seguito al contributo di diverse componenti e l'analisi della decomposizione fornisce una quantificazione del relativo contributo. In termini pratici, utilizzando i fattori di emissione per i consumi elettrici stimati per il 2017, il risparmio di un kWh a livello di utenza media consente di evitare l'emissione in atmosfera di un quantitativo di CO₂ pari al rispettivo fattore di emissione nazionale, ovvero 308,1 g, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 491 g CO₂. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

Il confronto dei sistemi di generazione elettrica dei principali Paesi europei mostra che il mix fossile nazionale è tra quelli a minore contenuto di carbonio con una quota di gas naturale tra le più elevate in Europa. Il gas naturale contribuisce infatti ad avere uno dei fattori di emissione per la generazione termoelettrica più bassi in Europa e, tra i principali Paesi esaminati, secondo solo a quello registrato per la Svezia, dove le bioenergie utilizzate nel parco termoelettrico assumono un ruolo rilevante. Per la produzione elettrica totale il fattore di emissione per l'Italia è maggiore di quello registrato per Spagna, Regno Unito, Francia e, ovviamente, Svezia. A tal proposito occorre considerare il ruolo delle fonti rinnovabili e dell'energia nucleare che non contribuiscono alle emissioni di gas serra. In merito alle fonti rinnovabili l'Italia nel 2017 ha la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili più elevata tra i principali Paesi europei, seconda solo alla Svezia. D'altra parte, a differenza dell'Italia, i Paesi con fattori di emissione inferiori dispongono di una quota significativa di energia nucleare, particolarmente elevata in Francia e Svezia. Tra i principali Paesi esaminati Italia e Polonia non hanno energia elettrica di origine nucleare. Alla luce di queste considerazioni è possibile concludere che, al netto del contributo di energia di origine nucleare e fatto salvo il caso di Svezia e Francia, i sistemi elettrici dei principali Paesi europei presentano impatto emissivo maggiore di quello italiano per unità di energia elettrica prodotta.

BIBLIOGRAFIA

- Ang B.W., 2005. *The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide*. Energy Policy 33, 867–871.
- Ang B.W., Zhang F.Q., 2000. *A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies*. Energy 25, 1149–1176.
- APAT, 2007. *Analisi di decomposizione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica e degli acidificanti potenziali applicata ai dati della NAMEA italiana*.
- de Haan M. 2001. *A structural decomposition analysis of pollution in the Netherlands*. Economic Systems Research, 13, 181-196.
- Dietzenbacher E., Los B., 1998. *Structural decomposition techniques: sense and sensitivity*. Economic System Research 10, 307-323.
- EEA, 2015. *Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects*. Technical report No 1/2015.
- EEA, 2018. *Trends and projections in Europe 2018 - Tracking progress towards Europe's climate and energy targets*. Technical report No 16/2018.
- EMEP/CORINAIR, 2007. *Emission Inventory Guidebook – 2007*. Technical report No 16/2007.
- ENEL, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- European Commission, 2011. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. COM(2011) 112.
- European Commission, 2018a. *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. COM(2018) 773
- European Commission, 2018b. *In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*.
- EUROSTAT, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- EUROSTAT, 2016. *Electricity and heat annual questionnaire 2015 and historical revisions*.
- GSE, 2017. *Quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*.
- GSE, 2018. *Rapporto statistico – Energia da fonti rinnovabili. Anno 2017*.
- Hoekstra R., van der Bergh J.J.C.J.M., 2003. *Comparing structural and index decomposition analysis*. Energy Economics 25, 39–64.
- IPCC 2006, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.
- IPCC, 2013. *Technical Summary*. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- ISPRA, 2019. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2017. National Inventory Report 2019 (in preparazione)*.
- ISTAT, *Conti economici nazionali*. <http://dati.istat.it/>
- Malla S., 2009. *CO₂ emissions from electricity generation in seven Asia-Pacific and North American countries: A decomposition analysis*. Energy Policy 37, 1–9.
- MSE, 2010. *Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (conforme alla direttiva 2009/28/CE e alla decisione della Commissione del 30 giugno 2009)*.

Seibel S., 2003. *Decomposition analysis of carbon dioxide-emission changes in Germany - Conceptual frame work and empirical results*. Federal Statistical Office of Germany Environmental Economic accounting division.

SNAM Rete Gas, *Bilancio di Sostenibilità*, vari anni.

TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.

TERNA, *Elenco dei combustibili utilizzabili in centrali termoelettriche, comunicazione personale*.

TERNA, 2019. *Rapporto mensile sul sistema elettrico*, dicembre 2018.

Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. Energy policy 52, 159-165.

APPENDICE

Tabella A.1 – *Contenuto di energia dei combustibili per la generazione di energia elettrica e calore nel settore termoelettrico (ktep).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	388.179	371.018	381.260	427.648	410.635	355.967	353.037	353.846
EA19	225.136	222.797	237.698	275.607	261.510	234.594	234.956	238.722
Austria	4.146	4.574	4.052	5.684	5.911	4.623	4.557	4.880
Belgio	6.548	7.153	7.036	7.645	8.368	6.366	5.944	5.916
Bulgaria	9.620	8.053	5.859	6.518	7.273	6.912	6.163	6.457
Cipro	521	647	890	1.088	1.198	938	1.020	1.026
Rep. Ceca	15.131	15.421	15.647	15.819	15.544	14.016	14.322	13.532
Germania	99.151	88.606	84.581	91.056	91.462	90.111	91.645	86.936
Danimarca	6.023	8.472	7.835	7.131	7.625	4.102	4.620	4.399
Estonia	4.989	2.541	2.438	2.597	3.114	2.694	2.872	3.044
Grecia	8.759	9.182	11.584	12.430	11.191	8.325	7.810	8.732
Spagna	16.815	20.246	26.497	35.456	25.118	25.896	22.310	26.270
Finlandia	5.263	6.757	7.195	7.807	10.239	6.344	6.556	6.373
Francia	11.008	9.719	13.305	18.124	16.997	12.711	14.692	16.267
Croazia	1.395	1.057	1.295	1.511	1.283	1.039	1.170	1.213
Ungheria	5.338	5.823	6.019	5.646	5.230	3.324	3.521	3.561
Irlanda	3.046	3.771	4.818	4.811	4.613	3.813	4.229	4.066
Italia	37.542	40.633	45.105	54.333	48.892	41.460	42.036	43.239
Lituania	2.610	950	914	1.227	1.306	720	582	520
Lussemburgo	188	135	96	577	553	227	137	148
Lettonia	890	596	518	576	789	974	1.041	751
Malta	504	485	498	611	578	264	173	285
Paesi Bassi	13.981	16.624	17.744	19.584	21.581	19.330	19.595	19.045
Polonia	44.330	36.888	36.365	38.803	38.302	37.066	36.689	36.834
Portogallo	4.320	5.524	6.570	7.978	5.645	6.481	6.380	7.764
Romania	22.852	16.588	10.675	10.109	8.424	7.654	7.235	7.488
Svezia	1.543	3.261	3.266	4.476	6.452	5.139	5.543	5.511
Slovenia	1.486	1.387	1.302	1.508	1.562	1.171	1.253	1.264
Slovacchia	3.369	3.267	2.556	2.518	2.392	2.148	2.122	2.197
Regno Unito	56.812	52.656	56.601	62.028	58.992	42.121	38.818	36.128

Tabella A.2 – *Contenuto di energia dei combustibili per la generazione di energia elettrica nel settore termoelettrico (ktep).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	316.768	311.923	326.563	358.579	340.124	200.218	212.158	291.270
EA19	203.519	203.158	214.489	238.871	223.664	200.609	199.535	203.161
Austria	3.375	3.672	3.172	4.501	4.314	3.169	3.040	3.338
Belgio	6.236	6.854	6.565	7.030	7.324	5.407	5.028	5.113
Bulgaria	6.687	5.539	4.517	5.216	5.906	5.745	5.086	5.550
Cipro	521	647	890	1.088	1.198	937	1.019	1.025
Rep. Ceca	10.938	10.317	12.040	11.709	10.336	9.664	9.859	9.412
Germania	87.564	80.497	76.537	79.916	80.121	79.693	80.653	75.800
Danimarca	3.873	5.409	4.768	3.736	3.918	1.610	1.974	1.739
Estonia	2.871	1.916	2.042	2.277	2.802	2.359	2.525	2.692
Grecia	8.756	9.182	11.520	12.304	11.064	8.186	7.670	8.594
Spagna	16.801	20.244	26.490	35.456	25.118	25.896	22.310	26.270
Finlandia	3.633	4.674	4.157	4.156	6.151	3.150	3.204	3.009
Francia	11.008	9.025	10.403	13.067	13.885	9.923	11.571	12.958
Croazia	1.078	744	1.008	1.186	965	767	881	834
Ungheria	4.161	4.919	4.572	4.355	4.100	2.657	2.780	2.897
Irlanda	3.046	3.771	4.818	4.811	4.613	3.813	4.229	4.066
Italia	37.395	40.472	44.312	47.131	40.911	33.243	33.460	34.609
Lituania	1.376	156	289	456	517	321	209	154
Lussemburgo	188	135	72	493	471	162	73	74
Lettonia	230	114	146	158	311	388	396	323
Malta	504	485	498	611	578	264	173	285
Paesi Bassi	12.434	12.697	13.325	15.107	16.829	15.712	16.041	15.515
Polonia	26.847	26.236	26.945	28.701	28.695	28.471	27.961	27.920
Portogallo	4.263	5.427	6.334	7.502	4.956	5.848	5.775	7.152
Romania	12.337	9.956	7.155	6.529	5.857	5.643	5.208	5.632
Svezia	551	1.065	986	1.359	2.209	1.512	1.630	1.636
Slovenia	1.122	1.055	1.063	1.229	1.268	927	1.001	1.002
Slovacchia	2.198	2.135	1.858	1.579	1.233	1.211	1.157	1.181
Regno Unito	56.812	52.403	56.389	62.028	58.992	42.121	38.818	36.128

Tabella A.3 – *Contenuto di energia dei combustibili per la generazione di energia elettrica e calore nelle centrali cogenerative (ktoe).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	139.631	126.237	121.048	157.805	174.076	153.601	157.876	159.964
EA19	50.106	49.924	51.896	86.919	96.749	86.653	90.003	92.323
Austria	2.201	2.674	1.626	2.103	2.901	2.480	2.720	2.631
Belgio	1.836	1.693	1.142	1.561	2.553	2.738	2.738	2.588
Bulgaria	5.923	4.240	2.217	2.278	1.970	1.604	1.503	1.304
Cipro	-	-	-	6	12	7	7	9
Rep. Ceca	5.685	6.962	6.112	7.030	12.945	11.804	11.853	11.438
Germania	11.587	8.109	8.045	22.012	25.479	25.750	27.497	28.704
Danimarca	5.538	7.604	7.327	7.127	7.597	4.097	4.615	4.392
Estonia	4.989	2.541	548	443	456	467	478	522
Grecia	173	180	715	1.838	2.536	2.646	2.561	2.341
Spagna	1.033	2.410	3.305	4.116	4.190	3.990	3.817	4.168
Finlandia	3.542	4.593	5.600	6.463	7.002	5.353	5.505	5.560
Francia	169	1.019	4.413	7.926	5.727	5.220	5.537	5.905
Croazia	504	546	536	670	720	455	528	887
Ungheria	1.645	1.381	2.086	2.280	1.934	1.232	1.343	1.313
Irlanda	50	57	123	117	288	306	301	302
Italia	2.876	4.676	10.230	21.823	24.962	21.866	23.449	24.183
Lituania	2.610	950	914	1.227	1.306	720	582	520
Lussemburgo	-	25	68	126	125	102	101	110
Lettonia	890	596	518	575	787	974	1.041	751
Malta	-	-	-	-	-	1	1	2
Paesi Bassi	13.907	16.139	10.677	11.710	13.177	9.224	8.817	9.017
Polonia	44.330	36.886	36.355	36.521	37.119	36.117	35.808	35.991
Portogallo	384	825	980	1.249	1.565	1.600	1.578	1.629
Romania	22.852	13.292	7.506	5.950	4.266	3.186	3.138	3.018
Svezia	1.521	3.220	3.187	4.365	6.385	5.133	5.537	5.507
Slovenia	1.336	1.212	1.154	1.345	1.437	1.166	1.249	1.260
Slovacchia	2.524	2.223	1.839	2.281	2.246	2.043	2.022	2.121
Regno Unito	1.526	2.182	3.825	4.665	4.392	3.321	3.549	3.793

Tabella A.4 – *Contenuto di energia dei combustibili per la generazione di energia elettrica nelle centrali cogenerative (ktep).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	68.220	67.142	66.351	88.735	103.566	92.228	94.738	97.388
EA19	28.490	30.285	28.687	50.154	58.903	52.668	54.582	56.761
Austria	1.429	1.772	746	920	1.304	1.026	1.202	1.089
Belgio	1.524	1.394	671	946	1.509	1.779	1.822	1.785
Bulgaria	2.991	1.725	875	976	603	436	426	396
Cipro	-	-	-	6	12	6	6	7
Rep. Ceca	1.493	1.859	2.505	2.920	7.737	7.451	7.390	7.317
Germania	-	-	-	10.873	14.138	15.332	16.504	17.569
Danimarca	3.388	4.542	4.260	3.732	3.890	1.605	1.969	1.731
Estonia	2.871	1.916	151	123	144	133	131	171
Grecia	171	180	652	1.712	2.409	2.506	2.421	2.202
Spagna	1.019	2.408	3.297	4.116	4.190	3.990	3.817	4.168
Finlandia	1.911	2.510	2.563	2.811	2.914	2.159	2.154	2.197
Francia	169	326	1.511	2.869	2.615	2.433	2.416	2.596
Croazia	187	233	249	345	401	183	239	508
Ungheria	468	477	639	989	805	564	602	649
Irlanda	50	57	123	117	288	306	301	302
Italia	2.729	4.515	9.437	14.621	16.981	13.649	14.872	15.553
Lituania	1.376	156	289	456	517	321	209	154
Lussemburgo	-	25	44	43	43	37	37	37
Lettonia	230	114	146	157	309	388	396	323
Malta	-	-	-	-	-	1	1	1
Paesi Bassi	12.360	12.211	6.257	7.233	8.425	5.605	5.264	5.488
Polonia	26.847	26.233	26.936	26.419	27.512	27.522	27.080	27.077
Portogallo	327	728	744	773	876	968	973	1.018
Romania	12.337	6.660	3.985	2.370	1.699	1.175	1.111	1.161
Svezia	529	1.024	908	1.247	2.142	1.506	1.624	1.632
Slovenia	972	881	915	1.066	1.143	922	998	998
Slovacchia	1.352	1.091	1.141	1.342	1.088	1.105	1.057	1.105
Regno Unito	1.526	1.929	3.613	4.665	4.392	3.321	3.549	3.793

Tabella A.5 – *Contenuto di energia dei combustibili per la generazione di energia elettrica nelle centrali non cogenerative (ktep).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	248.548	244.781	260.212	269.844	236.559	202.366	195.161	193.881
EA19	175.030	172.873	185.802	188.688	164.761	147.941	144.953	146.400
Austria	1.946	1.900	2.426	3.581	3.010	2.143	1.838	2.249
Belgio	4.712	5.460	5.894	6.083	5.815	3.628	3.206	3.328
Bulgaria	3.696	3.814	3.642	4.240	5.303	5.309	4.660	5.154
Cipro	521	647	890	1.082	1.186	931	1.013	1.018
Rep. Ceca	9.446	8.459	9.535	8.789	2.599	2.212	2.469	2.094
Germania	87.564	80.497	76.537	69.043	65.983	64.361	64.149	58.232
Danimarca	485	867	508	5	28	5	4	8
Estonia	-	-	1.891	2.154	2.658	2.226	2.394	2.521
Grecia	8.585	9.001	10.869	10.592	8.655	5.679	5.249	6.392
Spagna	15.782	17.836	23.193	31.340	20.928	21.905	18.493	22.102
Finlandia	1.721	2.165	1.595	1.345	3.237	991	1.050	813
Francia	10.839	8.699	8.892	10.198	11.270	7.491	9.155	10.362
Croazia	891	511	759	841	563	583	643	326
Ungheria	3.693	4.442	3.933	3.366	3.296	2.092	2.179	2.248
Irlanda	2.996	3.713	4.694	4.694	4.325	3.507	3.928	3.764
Italia	34.666	35.957	34.875	32.510	23.930	19.594	18.588	19.056
Lituania	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	188	110	28	451	428	125	36	37
Lettonia	-	-	-	0	2	-	-	-
Malta	504	485	498	611	578	263	172	284
Paesi Bassi	74	485	7.067	7.874	8.404	10.106	10.777	10.028
Polonia	-	3	9	2.281	1.183	949	881	843
Portogallo	3.936	4.699	5.590	6.729	4.080	4.881	4.801	6.135
Romania	-	3.297	3.170	4.159	4.158	4.468	4.097	4.471
Svezia	22	41	78	111	67	6	6	4
Slovenia	151	174	148	163	125	5	3	5
Slovacchia	846	1.044	717	237	146	106	100	76
Regno Unito	55.286	50.474	52.776	57.363	54.601	38.800	35.269	32.335

Tabella A.6 – *Produzione lorda di energia elettrica al netto della produzione da pompaggio (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	2.576,5	2.722,6	3.005,8	3.290,7	3.335,5	3.214,2	3.236,7	3.268,6
EA19	1.746,4	1.863,1	2.095,0	2.311,2	2.368,1	2.284,0	2.311,9	2.328,5
Austria	49,3	55,2	59,9	64,5	67,9	61,8	65,3	67,4
Belgio	70,3	73,5	82,8	85,7	93,8	68,7	84,7	85,5
Bulgaria	42,1	41,8	40,6	44,0	46,0	48,7	44,7	44,9
Cipro	2,0	2,5	3,4	4,4	5,3	4,5	4,9	5,0
Rep. Ceca	62,3	60,6	72,9	81,9	85,3	82,6	82,1	85,9
Germania	547,7	532,8	572,3	615,8	626,6	641,0	643,5	647,7
Danimarca	26,0	36,8	36,1	36,2	38,9	28,9	30,5	31,0
Estonia	17,2	8,7	8,5	10,2	13,0	10,4	12,2	12,9
Grecia	34,8	41,3	53,4	59,4	57,4	51,8	54,4	55,2
Spagna	151,2	165,6	220,9	289,4	298,3	277,7	271,3	273,4
Finlandia	54,4	64,0	70,0	70,6	80,7	68,6	68,8	67,5
Francia	417,2	491,2	535,2	571,2	564,5	574,2	559,6	557,0
Croazia	8,9	9,3	11,3	13,1	14,8	11,2	12,6	11,8
Ungheria	28,4	34,0	35,2	35,8	37,4	30,4	31,9	32,9
Irlanda	14,2	17,6	23,7	25,6	28,2	28,1	30,2	30,7
Italia	213,1	237,4	269,9	296,8	298,8	281,6	287,9	294,0
Lituania	28,4	13,5	11,1	14,4	5,0	4,3	3,7	3,6
Lussemburgo	0,6	0,5	0,4	3,3	3,2	1,3	0,8	0,9
Lettonia	6,6	4,0	4,1	4,9	6,6	5,5	6,4	7,5
Malta	1,1	1,6	1,9	2,2	2,1	1,3	0,9	1,6
Paesi Bassi	72,0	81,2	89,6	99,9	119,3	110,4	115,2	117,3
Polonia	134,4	137,0	143,2	155,4	157,1	164,3	166,2	170,0
Portogallo	28,3	33,1	43,4	46,2	53,7	51,3	59,1	57,7
Romania	64,3	59,3	51,9	59,4	60,6	65,9	64,6	63,9
Svezia	146,0	148,3	145,2	158,4	148,5	161,9	155,9	164,1
Slovenia	12,4	12,9	13,6	15,1	16,3	14,8	16,2	16,1
Slovacchia	25,5	26,4	30,8	31,4	27,5	26,6	26,8	27,4
Regno Unito	317,8	332,5	374,4	395,4	378,9	336,1	336,3	335,5

Tabella A.7 – Produzione lorda di energia elettrica da impianti di combustione cogenerativi (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	416,6	430,5	467,1	641,1	723,4	642,8	667,5	689,7
EA19	168,8	183,1	210,8	375,0	428,1	386,4	405,6	423,4
Austria	8,7	10,5	5,7	7,7	11,6	9,2	10,9	10,2
Belgio	7,3	8,1	5,7	7,5	14,3	14,6	15,0	14,8
Bulgaria	11,3	8,4	5,6	5,8	5,1	4,0	3,9	3,7
Cipro	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Rep. Ceca	11,2	12,9	19,7	20,2	43,3	42,3	42,8	43,7
Germania	-	-	-	87,7	107,9	114,7	123,6	132,2
Danimarca	23,3	31,3	29,3	29,6	30,9	14,2	17,0	15,5
Estonia	17,2	8,7	1,2	1,0	1,3	1,2	1,2	1,5
Grecia	0,9	0,9	3,4	8,1	10,9	10,1	9,5	9,5
Spagna	4,4	9,2	26,1	33,7	29,1	29,5	29,8	32,0
Finlandia	16,9	22,3	25,1	27,3	29,0	21,6	21,6	21,5
Francia	1,2	2,1	15,7	24,8	17,9	18,2	19,6	20,7
Croazia	1,1	1,4	1,5	2,4	3,0	1,4	1,8	3,8
Ungheria	2,6	2,1	4,8	8,7	7,5	4,6	5,1	5,4
Irlanda	0,2	0,2	0,6	0,6	1,9	2,2	2,2	2,2
Italia	16,6	29,2	60,1	94,4	111,5	95,9	105,1	110,1
Lituania	10,9	1,3	2,3	3,4	4,0	2,8	1,8	1,3
Lussemburgo	-	0,1	0,2	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Lettonia	2,2	1,0	1,3	1,5	3,0	3,5	3,8	3,0
Malta	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Paesi Bassi	67,8	75,3	46,9	57,5	65,6	43,8	41,8	44,2
Polonia	133,0	135,1	141,0	142,8	147,0	147,1	147,1	148,2
Portogallo	1,6	3,6	4,9	5,8	7,2	7,2	7,0	7,1
Romania	50,2	31,7	18,9	17,6	12,8	9,8	9,1	9,4
Svezia	5,2	10,0	8,6	11,8	20,5	13,9	15,1	15,5
Slovenia	4,5	4,3	4,4	5,1	5,5	5,1	5,7	5,6
Slovacchia	8,6	6,3	7,2	8,2	7,0	6,5	6,6	7,0
Regno Unito	9,8	14,5	26,8	27,2	25,3	19,1	20,1	20,9

Tabella A.8 – *Produzione lorda di energia elettrica da impianti di combustione non cogenerativi (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1.070,1	1.070,2	1.207,4	1.250,1	1.135,2	950,0	952,1	954,5
EA19	761,0	764,1	864,4	878,5	789,8	693,3	697,6	714,2
Austria	9,1	7,6	12,2	18,3	15,8	9,7	8,1	11,0
Belgio	20,0	23,7	28,4	29,8	29,2	18,7	16,7	17,8
Bulgaria	14,3	13,8	14,2	15,1	19,9	20,9	18,2	19,9
Cipro	2,0	2,5	3,4	4,3	5,2	4,1	4,5	4,6
Rep. Ceca	37,3	33,5	37,8	34,6	10,2	8,7	10,5	9,0
Germania	377,7	356,2	371,6	313,7	305,3	295,6	296,0	272,1
Danimarca	2,1	4,2	2,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Estonia	-	0,0	7,3	9,1	11,3	8,4	10,3	10,7
Grecia	32,1	36,9	45,9	45,0	36,2	27,1	30,3	32,2
Spagna	67,0	77,6	99,6	153,6	113,4	99,5	83,8	101,0
Finlandia	7,4	9,6	7,4	5,8	15,3	4,4	4,8	3,6
Francia	47,6	38,3	37,4	41,9	44,2	32,8	44,7	52,4
Croazia	3,8	2,2	3,3	3,6	2,5	2,6	2,9	1,4
Ungheria	11,9	17,7	16,1	13,0	13,4	8,8	9,5	10,0
Irlanda	13,3	16,6	22,0	23,3	22,8	18,6	21,2	20,3
Italia	161,7	166,6	159,6	157,5	119,0	95,6	93,6	98,7
Lituania	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	0,6	0,3	0,1	2,7	2,6	0,7	0,1	0,1
Lettonia	-	-	-	0,0	0,0	-	-	-
Malta	1,1	1,6	1,9	2,2	2,1	1,2	0,7	1,5
Paesi Bassi	0,4	1,2	37,6	36,0	45,4	53,6	59,4	56,7
Polonia	-	0,0	0,0	10,0	5,4	4,3	4,2	4,1
Portogallo	17,6	21,2	26,9	33,8	20,8	22,8	22,9	31,2
Romania	2,7	10,7	12,4	16,0	16,0	18,8	17,8	19,2
Svezia	0,1	0,2	0,3	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0
Slovenia	0,4	0,6	0,7	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0
Slovacchia	3,0	3,8	2,5	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3
Regno Unito	236,9	223,8	256,5	278,8	277,6	192,5	191,4	176,7

Tabella A.9 – *Calore da impianti di combustione cogenerativi (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	488,8	419,0	405,6	518,3	522,1	454,6	471,1	466,3
EA19	197,1	177,9	209,9	316,1	314,2	281,2	291,7	288,7
Austria	4,8	6,4	8,0	10,8	14,6	13,5	14,1	14,4
Belgio	2,6	2,7	6,0	5,3	9,8	7,7	7,4	6,1
Bulgaria	29,9	21,7	10,4	10,7	12,3	11,0	10,3	8,9
Cipro	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Rep. Ceca	32,7	35,3	28,8	29,4	30,6	26,3	27,3	26,2
Germania	123,4	93,3	75,4	100,7	100,1	89,6	93,1	93,2
Danimarca	15,1	24,4	27,0	29,4	32,2	23,8	25,0	25,9
Estonia	13,7	3,4	3,0	2,6	2,9	3,1	3,3	3,1
Grecia	-	-	0,3	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6
Spagna	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Finlandia	17,1	20,5	30,1	35,7	40,7	32,2	34,2	33,2
Francia	-	4,5	35,9	47,0	24,4	22,5	25,9	27,2
Croazia	3,3	2,9	2,4	2,7	2,6	2,5	2,5	3,0
Ungheria	11,0	10,0	14,1	11,4	10,3	5,5	6,2	5,5
Irlanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia	-	-	-	53,6	56,3	59,2	61,0	61,1
Lituania	9,8	6,7	5,0	6,4	6,3	3,6	3,5	3,6
Lussemburgo	-	-	0,1	0,9	0,8	0,6	0,6	0,7
Lettonia	6,2	4,4	3,3	4,1	4,7	5,3	6,0	3,8
Malta	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Paesi Bassi	10,5	27,4	34,9	35,9	37,4	29,5	27,9	27,1
Polonia	117,8	62,3	54,7	60,9	57,0	51,5	52,5	54,6
Portogallo	0,3	0,4	1,6	3,8	5,9	5,4	5,2	5,3
Romania	71,7	61,1	35,3	27,8	21,9	17,6	17,5	16,0
Svezia	10,2	23,4	23,0	29,9	40,9	35,4	38,1	37,7
Slovenia	1,7	1,7	1,8	2,0	2,1	2,0	2,1	2,1
Slovacchia	7,0	6,4	4,4	6,6	7,7	6,3	6,7	7,1
Regno Unito	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella A.10 – *Calore da impianti nucleari (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1,9	1,0	0,9	1,8	1,4	1,2	1,2	1,3
EA19	1,9	1,0	0,6	1,2	0,7	0,5	0,5	0,6
Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Belgio	-	-	-	-	-	-	-	-
Bulgaria	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Cipro	-	-	-	-	-	-	-	-
Rep. Ceca	-	-	-	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3
Germania	1,2	0,3	-	-	-	-	-	-
Danimarca	-	-	-	-	-	-	-	-
Estonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Spagna	-	-	-	-	-	-	-	-
Finlandia	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	-	-	-	-	-	-	-	-
Croazia	-	-	-	-	-	-	-	-
Ungheria	-	-	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Irlanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia	-	-	-	-	-	-	-	-
Lituania	0,8	0,7	0,6	0,5	-	-	-	-
Lussemburgo	-	-	-	-	-	-	-	-
Lettonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Polonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-
Romania	-	-	-	-	-	-	-	-
Svezia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovacchia	-	-	-	0,6	0,7	0,5	0,5	0,6
Regno Unito	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella A.11 – *Produzione lorda di energia elettrica da impianti nucleari (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	794,9	880,8	945,0	997,7	916,6	857,0	839,7	829,7
EA19	619,9	678,4	751,2	780,9	726,0	660,6	637,6	622,2
Austria	-	-	-	-	-	-	-	-
Belgio	42,7	41,4	48,2	47,6	47,9	26,1	43,5	42,2
Bulgaria	14,7	17,3	18,2	18,7	15,2	15,4	15,8	15,5
Cipro	-	-	-	-	-	-	-	-
Rep. Ceca	12,6	12,2	13,6	24,7	28,0	26,8	24,1	28,3
Germania	152,5	153,1	169,6	163,1	140,6	91,8	84,6	76,3
Danimarca	-	-	-	-	-	-	-	-
Estonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-
Spagna	54,3	55,5	62,2	57,5	62,0	57,2	58,6	58,0
Finlandia	19,2	19,2	22,5	23,3	22,8	23,2	23,2	22,5
Francia	314,1	377,2	415,2	451,5	428,5	437,4	403,2	398,4
Croazia	-	-	-	-	-	-	-	-
Ungheria	13,7	14,0	14,2	13,8	15,8	15,8	16,1	16,1
Irlanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia	-	-	-	-	-	-	-	-
Lituania	17,0	11,8	8,4	10,3	-	-	-	-
Lussemburgo	-	-	-	-	-	-	-	-
Lettonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-	-
Paesi Bassi	3,5	4,0	3,9	4,0	4,0	4,1	4,0	3,4
Polonia	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-	-	-	-	-	-	-	-
Romania	-	-	5,5	5,6	11,6	11,6	11,3	11,5
Svezia	68,2	69,9	57,3	72,4	57,8	56,3	63,1	65,7
Slovenia	4,6	4,8	4,8	5,9	5,7	5,6	5,7	6,3
Slovacchia	12,0	11,4	16,5	17,7	14,6	15,1	14,8	15,1
Regno Unito	65,7	89,0	85,1	81,6	62,1	70,3	71,7	70,3

Tabella A.12 – *Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili al netto dell'apporto da pompaggi (TWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	309,1	361,5	418,6	460,9	679,7	937,9	953,9	975,2
EA19	208,0	253,0	291,1	312,4	503,8	655,3	685,3	684,2
Austria	32,6	38,9	43,4	40,9	45,0	47,4	50,9	50,9
Belgio	0,6	0,7	1,0	2,1	6,5	14,5	14,3	15,8
Bulgaria	1,9	2,3	2,7	4,3	5,8	8,8	7,1	6,1
Cipro	-	-	-	0,0	0,1	0,4	0,4	0,4
Rep. Ceca	1,2	2,4	2,3	3,1	5,9	9,4	9,4	9,6
Germania	19,1	25,9	35,5	62,5	104,8	187,4	188,3	216,3
Danimarca	0,8	1,9	5,6	9,8	12,4	19,0	18,5	21,9
Estonia	-	0,0	0,0	0,1	1,0	1,5	1,5	1,8
Grecia	1,8	3,6	4,1	6,4	10,5	14,9	14,9	13,8
Spagna	26,0	24,4	34,5	42,3	97,8	97,1	104,6	88,4
Finlandia	16,0	19,5	23,4	23,5	24,2	30,5	30,4	31,5
Francia	55,8	75,5	69,4	56,3	78,2	91,5	99,2	92,6
Croazia	3,9	5,7	6,5	7,1	9,3	7,5	8,4	7,1
Ungheria	0,2	0,2	0,2	1,9	3,0	3,2	3,3	3,5
Irlanda	0,7	0,7	1,2	1,9	3,7	7,9	7,5	8,9
Italia	34,9	41,5	50,9	48,4	77,0	108,9	108,0	103,9
Lituania	0,4	0,4	0,3	0,5	0,9	1,7	2,1	2,5
Lussemburgo	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Lettonia	4,5	2,9	2,8	3,4	3,6	2,8	3,5	5,5
Malta	-	-	-	-	0,0	0,2	0,3	0,3
Paesi Bassi	0,8	1,4	3,0	7,4	11,2	13,7	14,8	17,4
Polonia	1,5	2,0	2,3	3,8	10,9	22,7	22,8	24,1
Portogallo	9,8	9,4	12,9	8,3	28,4	24,4	32,3	22,6
Romania	11,4	16,7	14,8	20,2	20,3	26,2	27,0	24,3
Svezia	74,5	70,6	83,1	81,2	82,1	102,4	89,1	95,0
Slovenia	3,0	3,3	3,9	3,6	4,7	4,4	5,1	4,4
Slovacchia	1,9	4,9	4,6	4,7	5,9	6,0	6,6	6,5
Regno Unito	5,8	6,9	10,0	16,9	26,2	83,4	83,1	99,3

Tabella A.13 – Emissioni di gas serra (Mt CO₂eq) da energia di combustibili destinati alla produzione di energia elettrica e calore nel settore termoelettrico.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1.476,2	1.374,9	1.361,9	1.466,1	1.337,2	1.166,7	1.121,1	1.109,6
EA19	848,6	822,4	848,1	929,5	831,2	755,1	737,5	739,2
Austria	13,8	14,1	12,9	18,3	17,8	14,1	13,4	14,7
Belgio	26,2	28,3	26,1	25,5	23,8	18,1	16,9	16,8
Bulgaria	35,7	30,5	23,1	26,1	29,1	27,9	24,5	25,8
Cipro	1,7	2,1	2,9	3,5	3,9	3,0	3,3	3,3
Rep. Ceca	63,9	64,2	64,0	64,6	63,0	53,9	55,0	51,3
Germania	393,5	350,7	333,3	341,4	328,0	318,9	318,6	298,8
Danimarca	23,3	30,5	25,2	21,5	22,6	10,8	12,2	10,4
Estonia	21,4	11,1	10,4	11,1	12,9	10,9	11,6	12,3
Grecia	35,2	36,8	44,7	47,5	41,7	30,7	27,0	30,1
Spagna	66,4	77,6	98,2	117,9	71,5	84,5	70,2	82,8
Finlandia	17,8	22,9	22,3	23,2	31,7	17,3	18,3	17,5
Francia	46,4	38,4	48,7	59,2	50,0	37,3	39,9	44,7
Croazia	4,2	3,2	4,0	4,8	4,0	3,2	3,5	3,1
Ungheria	19,3	20,3	21,2	17,0	15,4	10,5	10,8	10,7
Irlanda	10,8	13,1	15,6	15,4	13,3	11,9	12,7	11,8
Italia	123,3	130,5	137,1	160,2	137,1	110,8	110,5	110,8
Lituania	7,1	2,7	2,3	3,0	3,1	1,5	1,2	1,0
Lussemburgo	1,7	0,9	0,2	1,4	1,3	0,5	0,3	0,3
Lettonia	2,3	1,8	1,4	1,3	1,8	1,9	2,0	1,3
Malta	1,8	1,6	1,6	2,0	1,9	0,9	0,6	0,7
Paesi Bassi	45,1	52,6	53,6	57,7	61,2	61,7	60,8	57,8
Polonia	181,5	150,3	146,7	154,6	149,6	143,3	142,2	143,7
Portogallo	15,4	19,9	22,2	25,6	15,8	19,9	19,0	22,8
Romania	73,3	56,8	37,5	36,2	31,2	27,6	25,5	26,3
Svezia	5,3	9,1	8,5	11,0	13,9	9,6	10,6	10,7
Slovenia	6,1	5,7	5,3	6,2	6,2	4,6	4,9	4,9
Slovacchia	12,6	11,7	9,3	9,2	8,2	6,6	6,4	6,7
Regno Unito	221,2	187,6	183,5	200,6	177,3	125,0	99,2	88,4

Tabella A.14 – Emissioni di gas serra (Mt CO₂eq) da energia di combustibili destinati alla produzione di energia elettrica nel settore termoelettrico, dopo scorporo del contenuto energetico destinato alla produzione di calore nelle centrali cogenerative.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	1.249,0	1.197,0	1.204,2	1.270,4	1.139,9	1.003,0	953,3	945,5
EA19	771,5	759,3	778,2	826,7	728,2	668,1	647,7	650,0
Austria	11,2	11,2	10,4	15,1	14,0	10,5	9,7	10,9
Belgio	25,3	27,3	24,9	24,0	21,4	15,9	14,7	14,9
Bulgaria	26,6	21,8	18,5	21,5	24,4	23,8	20,9	22,9
Cipro	1,7	2,1	2,9	3,5	3,9	3,0	3,3	3,3
Rep. Ceca	46,2	43,3	49,8	48,4	41,5	36,8	37,4	35,5
Germania	350,7	322,9	306,6	307,7	293,8	288,5	287,4	267,6
Danimarca	15,1	20,0	16,0	12,0	12,6	4,7	5,9	4,6
Estonia	12,4	8,5	9,0	10,0	12,0	10,1	10,8	11,4
Grecia	35,2	36,8	44,4	46,9	41,2	30,1	26,4	29,5
Spagna	66,4	77,6	98,1	117,9	71,5	84,5	70,2	82,8
Finlandia	11,8	15,6	13,3	12,9	20,2	8,7	9,3	8,4
Francia	46,4	37,0	40,9	45,7	43,2	31,6	33,7	38,1
Croazia	3,4	2,3	3,3	4,0	3,2	2,6	2,9	2,3
Ungheria	15,4	17,3	16,2	13,4	12,2	8,5	8,8	9,0
Irlanda	10,8	13,1	15,6	15,4	13,3	11,9	12,7	11,8
Italia	122,7	129,8	134,4	141,8	116,8	91,4	89,8	90,5
Lituania	3,7	0,5	0,8	1,2	1,3	0,7	0,5	0,3
Lussemburgo	1,7	0,9	0,2	1,2	1,1	0,4	0,2	0,2
Lettonia	0,6	0,3	0,4	0,4	0,7	0,7	0,8	0,6
Malta	1,8	1,6	1,6	2,0	1,9	0,9	0,6	0,7
Paesi Bassi	40,9	42,1	42,1	45,7	48,4	53,4	52,6	49,9
Polonia	110,6	108,0	110,0	115,3	112,5	109,5	108,2	109,0
Portogallo	15,2	19,6	21,5	24,3	14,1	18,4	17,6	21,4
Romania	37,3	34,6	25,9	24,8	23,0	21,2	19,3	20,7
Svezia	1,8	3,5	3,3	3,7	5,1	2,8	3,0	3,1
Slovenia	4,6	4,4	4,4	5,1	5,1	3,7	4,0	4,0
Slovacchia	8,4	7,8	6,7	6,1	4,3	3,7	3,5	3,6
Regno Unito	221,2	187,0	183,0	200,6	177,3	125,0	99,2	88,4

Tabella A.15 – Fattore di emissione di gas serra nel parco termoelettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO₂eq / kWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	747,3	716,2	654,8	608,5	561,7	569,8	536,2	525,8
EA19	753,0	731,0	659,9	592,2	542,5	554,9	528,7	518,2
Austria	613,4	577,3	495,6	495,2	422,9	434,1	403,5	412,9
Belgio	877,9	818,9	649,2	597,3	446,0	443,0	431,1	433,8
Bulgaria	642,8	693,0	765,5	823,8	781,0	777,6	757,9	795,6
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,5	730,1	717,5	722,4	706,6
Rep. Ceca	786,2	786,1	741,2	767,3	748,6	697,4	681,6	650,2
Germania	785,3	780,3	745,8	680,0	639,0	637,8	621,3	600,7
Danimarca	576,8	509,6	429,0	364,8	357,1	283,1	291,4	250,7
Estonia	692,0	917,9	903,3	870,4	829,0	854,9	782,1	805,1
Grecia	1066,1	976,4	901,3	884,0	877,4	813,1	667,7	712,6
Spagna	928,7	894,1	780,8	629,3	502,3	655,2	618,1	622,2
Finlandia	428,9	436,7	356,3	337,5	372,7	298,0	302,6	300,6
Francia	952,2	856,6	547,4	520,1	578,9	507,9	442,8	445,6
Croazia	510,6	496,3	553,9	554,2	490,7	498,1	487,3	386,1
Ungheria	755,4	680,6	608,2	513,5	492,1	555,5	521,5	512,2
Irlanda	796,9	775,5	689,7	643,1	537,6	573,6	543,2	525,7
Italia	691,8	666,4	623,9	524,3	478,3	442,1	425,4	410,4
Lituania	342,8	337,5	320,9	309,5	302,9	242,6	234,6	199,5
Lussemburgo	3128,6	2280,1	562,4	335,0	332,7	307,1	267,9	255,4
Lettonia	274,1	324,0	298,5	237,9	236,7	215,4	203,9	187,4
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	884,1	704,1	762,6	477,0
Paesi Bassi	572,8	505,9	449,0	446,2	412,4	485,9	470,5	451,9
Polonia	723,8	761,0	749,8	724,0	714,6	705,8	697,9	694,5
Portogallo	787,6	789,1	666,0	588,6	467,9	560,6	540,5	522,3
Romania	588,0	548,5	562,5	589,2	615,2	596,1	575,7	588,5
Svezia	343,0	272,2	267,4	261,8	224,8	194,4	199,7	201,8
Slovenia	933,8	866,5	781,1	794,2	751,3	646,8	629,2	638,6
Slovacchia	679,3	708,9	655,1	592,6	532,4	492,7	467,1	462,5
Regno Unito	896,2	787,2	647,8	655,8	585,6	590,5	468,9	447,1

Tabella A.16 – *Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO₂eq / kWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	481,3	437,5	399,1	384,7	346,5	317,9	302,3	297,0
EA19	436,2	402,8	367,9	353,6	309,8	294,3	283,2	282,4
Austria	256,0	229,8	189,5	242,4	215,3	186,8	168,4	179,8
Belgio	360,0	370,9	293,5	279,9	229,3	237,3	183,3	183,7
Bulgaria	495,3	478,9	451,8	475,7	497,3	465,0	445,4	478,7
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,3	724,9	662,7	667,6	652,6
Rep. Ceca	672,4	669,4	629,4	578,7	541,8	494,1	501,0	457,1
Germania	585,3	559,9	514,6	476,5	451,4	436,5	432,5	403,4
Danimarca	567,9	499,3	399,7	327,9	317,7	203,9	220,3	182,2
Estonia	692,0	917,8	903,0	865,3	813,1	808,1	750,3	767,4
Grecia	1011,8	892,2	831,8	791,4	720,9	586,3	490,3	540,3
Spagna	439,0	468,5	444,3	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Finlandia	248,4	270,7	223,1	218,5	261,1	172,0	178,1	173,8
Francia	111,3	77,5	85,3	95,7	85,0	62,5	68,1	76,5
Croazia	345,7	265,5	293,1	306,9	229,6	234,5	232,0	213,5
Ungheria	488,8	461,3	429,5	359,1	321,1	290,8	282,8	276,8
Irlanda	757,9	743,4	658,0	599,4	472,5	422,9	420,4	386,1
Italia	578,7	549,6	507,7	457,2	386,2	325,2	316,6	312,0
Lituania	182,2	129,0	139,4	142,6	275,6	196,5	171,9	136,6
Lussemburgo	2777,6	1868,1	413,8	322,0	317,6	258,6	206,5	186,0
Lettonia	178,3	210,2	185,8	148,6	161,9	175,4	160,3	112,8
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	883,7	653,7	651,8	432,3
Paesi Bassi	546,3	484,0	430,4	425,0	390,6	440,8	424,5	400,7
Polonia	719,8	753,8	741,8	715,2	699,0	663,8	650,3	639,8
Portogallo	536,3	591,8	494,5	511,2	265,6	350,3	295,0	361,9
Romania	538,7	471,5	429,7	415,2	378,0	329,8	311,1	328,8
Svezia	34,0	53,2	50,7	58,6	73,2	48,6	54,8	53,2
Slovenia	432,7	390,9	345,5	359,9	334,9	271,7	268,3	271,3
Slovacchia	388,6	356,3	262,7	239,5	227,1	196,0	187,8	190,7
Regno Unito	696,0	564,2	490,2	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4

Tabella A.17 – *Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore al netto della produzione di origine nucleare (g CO₂eq / kWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	650,2	608,1	552,2	521,5	454,7	414,9	390,9	381,9
EA19	641,2	603,6	545,9	503,4	424,9	396,5	375,1	370,5
Austria	256,0	229,8	189,5	242,4	215,3	186,8	168,4	179,8
Belgio	870,0	810,8	641,6	586,5	426,6	360,3	347,6	340,8
Bulgaria	621,8	658,3	703,2	724,4	676,4	628,2	626,6	675,6
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,3	724,9	662,7	667,6	652,6
Rep. Ceca	775,1	767,3	726,4	746,0	716,0	657,3	643,9	613,2
Germania	758,8	741,5	697,2	616,9	559,6	499,2	488,6	449,7
Danimarca	567,9	499,3	399,7	327,9	317,7	203,9	220,3	182,2
Estonia	692,0	917,8	903,0	865,3	813,1	808,1	750,3	767,4
Grecia	1011,8	892,2	831,8	791,4	720,9	586,3	490,3	540,3
Spagna	684,6	704,4	618,4	508,3	302,7	383,2	330,2	384,2
Finlandia	339,8	350,3	287,7	279,7	321,6	223,6	229,9	223,7
Francia	450,2	324,3	312,5	354,9	312,1	234,3	218,9	240,3
Croazia	345,7	265,5	293,1	306,9	229,6	234,5	232,0	213,5
Ungheria	750,2	676,9	605,1	510,2	480,9	524,1	491,6	479,8
Irlanda	757,9	743,4	658,0	599,4	472,5	422,9	420,4	386,1
Italia	578,7	549,6	507,7	457,2	386,2	325,2	316,6	312,0
Lituania	335,5	321,3	302,9	290,2	275,6	196,5	171,9	136,6
Lussemburgo	2777,6	1868,1	413,8	322,0	317,6	258,6	206,5	186,0
Lettonia	178,3	210,2	185,8	148,6	161,9	175,4	160,3	112,8
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	883,7	653,7	651,8	432,3
Paesi Bassi	570,5	502,6	444,4	437,9	400,7	454,1	436,6	410,4
Polonia	719,8	753,8	741,8	715,2	699,0	663,8	650,3	639,8
Portogallo	536,3	591,8	494,5	511,2	265,6	350,3	295,0	361,9
Romania	538,7	471,5	458,3	443,4	439,9	383,2	360,6	384,1
Svezia	60,4	89,7	76,8	95,3	105,3	68,0	81,2	78,9
Slovenia	643,4	580,5	499,9	548,9	483,7	409,5	390,3	414,9
Slovacchia	617,0	547,0	493,8	456,2	395,2	368,7	341,6	344,0
Regno Unito	877,6	770,3	634,3	639,4	559,8	470,3	374,9	333,3

Tabella A.18 – *Fattore di emissione di gas serra nel parco termoelettrico per la produzione di elettricità (g CO₂eq / kWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	840,1	797,6	719,1	671,7	613,3	629,7	588,6	575,0
EA19	829,7	801,5	723,8	659,5	597,9	618,8	587,1	571,4
Austria	627,9	619,8	580,9	581,0	511,0	554,4	508,9	512,9
Belgio	925,2	859,2	730,6	641,7	491,6	478,6	463,9	457,1
Bulgaria	1040,7	981,4	932,7	1025,9	977,2	959,9	946,3	967,5
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,5	730,3	719,9	724,6	708,9
Rep. Ceca	952,7	934,5	865,9	883,4	775,1	720,1	702,2	671,9
Germania	928,5	906,6	825,1	766,8	711,0	703,1	685,0	662,0
Danimarca	594,7	563,0	503,8	405,0	405,8	330,2	347,0	298,9
Estonia	723,3	979,8	1053,9	986,5	948,3	1045,2	936,8	941,4
Grecia	1065,9	976,4	901,8	883,4	876,1	809,9	662,7	708,7
Spagna	928,7	894,0	780,6	629,3	502,3	655,2	618,1	622,2
Finlandia	485,3	489,8	409,2	389,1	455,8	335,8	353,4	337,3
Francia	952,2	918,0	771,1	684,9	696,0	619,1	524,0	521,7
Croazia	679,1	632,9	679,9	664,1	578,5	652,6	621,9	451,7
Ungheria	1062,6	873,8	778,2	615,8	583,7	636,1	604,5	585,4
Irlanda	796,9	775,5	689,7	643,1	537,6	573,6	543,2	525,7
Italia	688,5	663,2	611,8	562,8	506,8	477,3	452,0	433,2
Lituania	339,6	374,0	335,4	341,6	320,6	262,3	260,9	222,0
Lussemburgo	3128,6	2280,1	646,5	363,3	360,2	355,2	329,4	326,3
Lettonia	276,5	323,3	289,2	233,6	232,6	212,6	201,8	192,0
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	884,1	705,1	764,9	478,3
Paesi Bassi	600,5	550,8	497,8	488,6	435,9	548,2	519,7	494,5
Polonia	831,2	799,3	779,7	755,2	738,2	722,9	715,2	715,9
Portogallo	791,5	790,2	676,0	612,5	505,1	612,0	587,3	557,1
Romania	704,5	815,6	826,7	736,6	797,8	739,8	720,0	721,7
Svezia	332,3	342,8	374,3	302,8	244,6	202,3	196,8	198,7
Slovenia	946,0	892,5	872,3	875,7	841,5	732,0	703,8	716,6
Slovacchia	728,3	774,6	693,9	680,4	567,8	534,7	495,3	494,6
Regno Unito	896,2	784,7	646,0	655,8	585,6	590,5	468,9	447,1

Tabella A.19 – *Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità (g CO₂eq / kWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	484,7	439,7	400,6	386,1	341,8	312,1	294,5	289,3
EA19	441,8	407,5	371,5	357,7	307,5	292,5	280,1	279,1
Austria	226,6	203,4	174,1	234,6	206,1	169,5	148,3	161,4
Belgio	359,3	371,8	301,3	279,5	227,8	231,4	173,9	174,6
Bulgaria	632,2	521,7	454,3	489,4	530,9	489,2	468,1	508,7
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,3	725,1	664,8	669,5	654,5
Rep. Ceca	742,4	714,9	683,6	590,9	486,0	445,1	455,6	412,9
Germania	640,3	606,1	535,7	499,8	468,9	450,1	446,7	413,2
Danimarca	580,1	544,2	443,5	330,8	324,0	161,9	193,1	149,2
Estonia	723,3	979,6	1053,3	979,2	926,1	970,8	888,4	886,8
Grecia	1011,7	892,2	831,9	790,0	718,3	581,4	484,7	535,4
Spagna	438,9	468,5	444,2	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Finlandia	216,9	243,9	190,4	182,5	250,5	127,3	135,7	125,1
Francia	111,3	75,4	76,5	80,0	76,5	55,0	60,2	68,4
Croazia	378,9	245,1	290,4	305,7	216,2	231,9	230,8	199,1
Ungheria	542,9	509,3	460,7	373,9	326,2	280,7	276,3	273,6
Irlanda	757,9	743,4	658,0	599,4	472,5	422,9	420,4	386,1
Italia	575,9	546,9	497,8	477,7	391,0	324,6	311,9	307,7
Lituania	130,6	35,9	68,5	81,2	255,5	170,1	124,3	81,5
Lussemburgo	2777,6	1868,1	417,8	345,6	339,7	274,0	196,3	170,6
Lettonia	89,5	84,7	91,8	73,0	107,3	135,5	118,3	76,5
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	883,7	654,6	653,5	433,4
Paesi Bassi	568,7	518,8	469,2	457,1	405,6	483,7	456,7	425,5
Polonia	822,5	788,3	768,2	742,3	716,2	666,3	651,0	641,4
Portogallo	536,0	590,1	495,6	525,3	262,9	358,1	297,0	370,2
Romania	579,5	583,0	498,7	417,2	379,1	321,0	299,5	323,6
Svezia	12,0	23,5	22,9	23,4	34,1	17,4	19,1	18,8
Slovenia	370,4	337,4	322,0	334,3	314,0	251,0	248,7	250,4
Slovacchia	330,8	296,4	218,3	194,5	156,5	140,7	129,6	132,8
Regno Unito	696,0	562,4	488,8	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4

Tabella A.20 – *Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità al netto della produzione di origine nucleare (g CO₂eq / kWh).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	701,0	649,9	584,3	554,0	471,3	425,5	397,7	387,7
EA19	684,9	640,9	579,1	540,2	443,4	411,6	386,8	380,9
Austria	226,6	203,4	174,1	234,6	206,1	169,5	148,3	161,4
Belgio	916,0	849,9	720,6	628,5	465,7	373,1	357,8	345,1
Bulgaria	969,6	888,8	821,8	850,0	794,1	714,7	723,9	777,7
Cipro	858,2	842,0	857,8	807,3	725,1	664,8	669,5	654,5
Rep. Ceca	930,5	895,8	840,2	846,3	723,4	659,2	645,0	616,3
Germania	887,4	850,5	761,3	679,7	604,5	525,3	514,3	468,4
Danimarca	580,1	544,2	443,5	330,8	324,0	161,9	193,1	149,2
Estonia	723,3	979,6	1053,3	979,2	926,1	970,8	888,4	886,8
Grecia	1011,7	892,2	831,9	790,0	718,3	581,4	484,7	535,4
Spagna	684,5	704,4	618,3	508,3	302,7	383,2	330,2	384,2
Finlandia	335,5	348,5	280,6	272,3	349,2	192,5	204,8	187,5
Francia	450,2	324,9	341,1	382,0	317,7	230,8	215,3	240,2
Croazia	378,9	245,1	290,4	305,7	216,2	231,9	230,8	199,1
Ungheria	1049,7	866,7	771,6	609,8	564,2	586,6	556,3	536,2
Irlanda	757,9	743,4	658,0	599,4	472,5	422,9	420,4	386,1
Italia	575,9	546,9	497,8	477,7	391,0	324,6	311,9	307,7
Lituania	326,1	285,5	281,9	286,9	255,5	170,1	124,3	81,5
Lussemburgo	2777,6	1868,1	417,8	345,6	339,7	274,0	196,3	170,6
Lettonia	89,5	84,7	91,8	73,0	107,3	135,5	118,3	76,5
Malta	1605,0	977,9	838,6	883,9	883,7	654,6	653,5	433,4
Paesi Bassi	597,8	545,8	490,7	476,2	419,6	502,3	472,9	438,3
Polonia	822,5	788,3	768,2	742,3	716,2	666,3	651,0	641,4
Portogallo	536,0	590,1	495,6	525,3	262,9	358,1	297,0	370,2
Romania	579,5	583,0	557,2	460,2	469,0	389,9	362,9	394,7
Svezia	22,6	44,4	37,8	43,1	55,9	26,6	32,1	31,4
Slovenia	589,2	535,7	494,9	547,4	481,6	405,6	384,0	411,6
Slovacchia	626,6	522,5	470,0	447,5	333,5	326,3	288,5	294,8
Regno Unito	877,6	767,8	632,5	639,4	559,8	470,3	374,9	333,3

Tabella A.21 – *Rendimento totale del parco termoelettrico.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,438	0,445	0,469	0,484	0,499	0,495	0,509	0,513
EA19	0,430	0,434	0,465	0,490	0,504	0,499	0,510	0,514
Austria	0,468	0,461	0,551	0,558	0,611	0,602	0,625	0,628
Belgio	0,392	0,415	0,490	0,480	0,548	0,553	0,566	0,564
Bulgaria	0,496	0,469	0,443	0,418	0,441	0,446	0,452	0,433
Cipro	0,326	0,332	0,326	0,346	0,379	0,385	0,382	0,388
Rep. Ceca	0,462	0,455	0,475	0,457	0,465	0,474	0,484	0,502
Germania	0,435	0,436	0,454	0,474	0,483	0,477	0,481	0,492
Danimarca	0,577	0,608	0,644	0,711	0,713	0,796	0,781	0,809
Estonia	0,532	0,409	0,408	0,423	0,430	0,408	0,445	0,431
Grecia	0,324	0,353	0,368	0,372	0,366	0,390	0,445	0,416
Spagna	0,366	0,369	0,408	0,454	0,487	0,428	0,438	0,435
Finlandia	0,676	0,667	0,749	0,757	0,714	0,789	0,795	0,786
Francia	0,381	0,397	0,575	0,540	0,437	0,497	0,527	0,530
Croazia	0,506	0,532	0,481	0,498	0,546	0,534	0,530	0,578
Ungheria	0,411	0,441	0,499	0,504	0,514	0,488	0,508	0,504
Irlanda	0,382	0,385	0,403	0,427	0,462	0,467	0,475	0,476
Italia	0,408	0,414	0,419	0,484	0,504	0,520	0,531	0,537
Lituania	0,682	0,725	0,683	0,691	0,675	0,763	0,780	0,821
Lussemburgo	0,254	0,255	0,370	0,602	0,602	0,617	0,669	0,670
Lettonia	0,809	0,783	0,773	0,838	0,842	0,776	0,809	0,784
Malta	0,188	0,290	0,331	0,315	0,314	0,394	0,364	0,450
Paesi Bassi	0,484	0,537	0,578	0,568	0,591	0,565	0,567	0,578
Polonia	0,486	0,460	0,463	0,473	0,470	0,471	0,477	0,483
Portogallo	0,389	0,392	0,437	0,468	0,515	0,470	0,474	0,483
Romania	0,469	0,537	0,537	0,523	0,517	0,519	0,527	0,513
Svezia	0,864	0,884	0,839	0,810	0,821	0,825	0,826	0,830
Slovenia	0,378	0,409	0,450	0,442	0,451	0,518	0,535	0,525
Slovacchia	0,475	0,434	0,475	0,533	0,551	0,533	0,555	0,567
Regno Unito	0,374	0,389	0,430	0,424	0,441	0,432	0,469	0,470

Tabella A.22 – *Rendimento elettrico del parco termoelettrico.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,329	0,348	0,378	0,380	0,389	0,385	0,394	0,400
EA19	0,355	0,366	0,389	0,391	0,400	0,396	0,404	0,410
Austria	0,369	0,340	0,381	0,394	0,399	0,351	0,359	0,374
Belgio	0,358	0,382	0,417	0,420	0,447	0,449	0,459	0,475
Bulgaria	0,229	0,237	0,291	0,277	0,296	0,309	0,308	0,315
Cipro	0,326	0,332	0,326	0,346	0,379	0,384	0,380	0,387
Rep. Ceca	0,276	0,258	0,316	0,298	0,296	0,313	0,320	0,335
Germania	0,328	0,346	0,378	0,379	0,388	0,392	0,394	0,400
Danimarca	0,362	0,361	0,348	0,357	0,350	0,297	0,316	0,303
Estonia	0,296	0,294	0,300	0,335	0,350	0,309	0,346	0,343
Grecia	0,324	0,353	0,366	0,368	0,361	0,384	0,438	0,411
Spagna	0,365	0,369	0,408	0,454	0,487	0,428	0,438	0,435
Finlandia	0,397	0,406	0,389	0,365	0,372	0,352	0,346	0,338
Francia	0,381	0,357	0,343	0,317	0,314	0,345	0,376	0,386
Croazia	0,305	0,292	0,319	0,342	0,371	0,331	0,344	0,368
Ungheria	0,234	0,293	0,298	0,331	0,343	0,347	0,356	0,371
Irlanda	0,382	0,385	0,403	0,427	0,462	0,467	0,475	0,476
Italia	0,408	0,414	0,419	0,399	0,405	0,397	0,406	0,415
Lituania	0,360	0,117	0,214	0,240	0,262	0,330	0,258	0,219
Lussemburgo	0,254	0,255	0,243	0,475	0,474	0,391	0,293	0,274
Lettonia	0,208	0,150	0,218	0,229	0,333	0,311	0,311	0,343
Malta	0,188	0,290	0,331	0,315	0,314	0,394	0,362	0,449
Paesi Bassi	0,419	0,395	0,409	0,410	0,442	0,433	0,444	0,456
Polonia	0,258	0,315	0,334	0,338	0,342	0,351	0,354	0,356
Portogallo	0,382	0,385	0,416	0,427	0,426	0,398	0,403	0,425
Romania	0,199	0,220	0,252	0,286	0,294	0,321	0,319	0,329
Svezia	0,295	0,268	0,234	0,235	0,276	0,233	0,235	0,243
Slovenia	0,282	0,303	0,332	0,329	0,334	0,373	0,393	0,382
Slovacchia	0,296	0,266	0,326	0,306	0,272	0,280	0,284	0,288
Regno Unito	0,374	0,389	0,430	0,424	0,441	0,432	0,469	0,470

Tabella A.23 – *Rendimento elettrico dopo scorporo dell'energia dei combustibili destinati alla produzione di calore nel parco termoelettrico.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,391	0,404	0,433	0,447	0,464	0,458	0,474	0,479
EA19	0,393	0,401	0,431	0,451	0,468	0,463	0,475	0,481
Austria	0,453	0,424	0,487	0,497	0,546	0,512	0,538	0,546
Belgio	0,376	0,399	0,447	0,457	0,510	0,529	0,543	0,549
Bulgaria	0,329	0,345	0,377	0,346	0,364	0,372	0,373	0,366
Cipro	0,326	0,332	0,326	0,346	0,379	0,384	0,381	0,388
Rep. Ceca	0,381	0,386	0,411	0,402	0,445	0,454	0,465	0,482
Germania	0,371	0,381	0,417	0,432	0,443	0,443	0,447	0,459
Danimarca	0,563	0,565	0,572	0,681	0,681	0,757	0,740	0,766
Estonia	0,515	0,390	0,358	0,383	0,388	0,353	0,393	0,388
Grecia	0,324	0,353	0,368	0,371	0,366	0,391	0,446	0,417
Spagna	0,366	0,369	0,408	0,454	0,487	0,428	0,438	0,435
Finlandia	0,575	0,586	0,674	0,685	0,620	0,710	0,708	0,715
Francia	0,381	0,384	0,439	0,439	0,384	0,442	0,477	0,485
Croazia	0,394	0,415	0,410	0,436	0,493	0,448	0,457	0,535
Ungheria	0,300	0,347	0,392	0,429	0,438	0,434	0,451	0,456
Irlanda	0,382	0,385	0,403	0,427	0,462	0,467	0,475	0,476
Italia	0,410	0,416	0,426	0,460	0,484	0,495	0,511	0,519
Lituania	0,683	0,713	0,675	0,646	0,663	0,741	0,720	0,738
Lussemburgo	0,254	0,255	0,324	0,555	0,556	0,546	0,550	0,546
Lettonia	0,805	0,783	0,776	0,837	0,844	0,781	0,819	0,798
Malta	0,188	0,290	0,331	0,315	0,314	0,394	0,363	0,450
Paesi Bassi	0,471	0,518	0,545	0,532	0,567	0,533	0,543	0,559
Polonia	0,426	0,443	0,450	0,458	0,457	0,457	0,465	0,469
Portogallo	0,387	0,392	0,432	0,454	0,485	0,441	0,445	0,461
Romania	0,369	0,366	0,376	0,443	0,423	0,436	0,444	0,438
Svezia	0,826	0,820	0,774	0,775	0,807	0,791	0,799	0,817
Slovenia	0,373	0,398	0,407	0,404	0,411	0,471	0,492	0,481
Slovacchia	0,453	0,407	0,448	0,488	0,528	0,498	0,521	0,537
Regno Unito	0,374	0,391	0,432	0,424	0,441	0,432	0,469	0,470

Tabella A.24 – *Rendimento totale delle centrali termoelettriche cogenerative.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,558	0,579	0,620	0,632	0,615	0,614	0,620	0,621
EA19	0,628	0,622	0,697	0,684	0,660	0,662	0,666	0,663
Austria	0,525	0,545	0,727	0,757	0,778	0,788	0,791	0,804
Belgio	0,464	0,550	0,881	0,709	0,813	0,700	0,705	0,697
Bulgaria	0,598	0,611	0,622	0,623	0,759	0,800	0,813	0,831
Cipro	-	-	-	0,416	0,514	0,762	0,760	0,712
Rep. Ceca	0,665	0,594	0,683	0,606	0,491	0,500	0,509	0,525
Germania	0,915	0,989	0,806	0,736	0,702	0,682	0,678	0,675
Danimarca	0,596	0,630	0,660	0,712	0,715	0,797	0,782	0,810
Estonia	0,532	0,409	0,668	0,715	0,801	0,802	0,822	0,755
Grecia	0,434	0,416	0,443	0,407	0,387	0,346	0,338	0,373
Spagna	0,372	0,328	0,680	0,704	0,596	0,635	0,671	0,661
Finlandia	0,825	0,802	0,848	0,838	0,856	0,863	0,872	0,845
Francia	0,589	0,554	1,005	0,779	0,634	0,670	0,705	0,697
Croazia	0,753	0,690	0,637	0,657	0,675	0,727	0,703	0,655
Ungheria	0,712	0,753	0,777	0,759	0,792	0,705	0,722	0,713
Irlanda	0,337	0,355	0,404	0,464	0,581	0,606	0,628	0,624
Italia	0,496	0,537	0,505	0,583	0,578	0,610	0,609	0,609
Lituania	0,682	0,725	0,683	0,691	0,675	0,763	0,780	0,821
Lussemburgo	-	0,352	0,458	0,886	0,870	0,798	0,810	0,799
Lettonia	0,809	0,783	0,773	0,839	0,844	0,776	0,809	0,784
Malta	-	-	-	-	-	0,665	0,689	0,705
Paesi Bassi	0,484	0,547	0,659	0,686	0,672	0,684	0,680	0,680
Polonia	0,486	0,460	0,463	0,479	0,472	0,473	0,479	0,485
Portogallo	0,432	0,416	0,565	0,663	0,715	0,677	0,667	0,657
Romania	0,459	0,600	0,622	0,656	0,698	0,739	0,727	0,724
Svezia	0,872	0,890	0,852	0,822	0,827	0,825	0,826	0,831
Slovenia	0,395	0,427	0,459	0,452	0,455	0,519	0,536	0,525
Slovacchia	0,532	0,489	0,545	0,561	0,564	0,541	0,563	0,574
Regno Unito	0,555	0,570	0,602	0,501	0,495	0,496	0,488	0,475

Tabella A.25 – Rendimento elettrico delle centrali cogenerative.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,257	0,293	0,332	0,349	0,357	0,360	0,364	0,371
EA19	0,290	0,315	0,349	0,371	0,380	0,383	0,388	0,394
Austria	0,338	0,339	0,303	0,314	0,344	0,320	0,345	0,333
Belgio	0,343	0,413	0,429	0,416	0,482	0,458	0,473	0,493
Bulgaria	0,164	0,170	0,219	0,220	0,222	0,212	0,223	0,247
Cipro	-	-	-	0,416	0,504	0,597	0,600	0,561
Rep. Ceca	0,170	0,159	0,277	0,247	0,288	0,308	0,311	0,329
Germania	0,000	0,000	0,000	0,342	0,364	0,383	0,386	0,396
Danimarca	0,361	0,354	0,344	0,357	0,350	0,297	0,316	0,303
Estonia	0,296	0,294	0,189	0,202	0,252	0,228	0,224	0,245
Grecia	0,434	0,416	0,403	0,381	0,369	0,327	0,318	0,351
Spagna	0,368	0,328	0,680	0,704	0,596	0,635	0,671	0,661
Finlandia	0,410	0,418	0,386	0,363	0,356	0,346	0,338	0,332
Francia	0,589	0,174	0,306	0,269	0,268	0,299	0,304	0,301
Croazia	0,196	0,226	0,245	0,306	0,362	0,264	0,291	0,368
Ungheria	0,138	0,130	0,197	0,329	0,332	0,323	0,324	0,354
Irlanda	0,337	0,355	0,404	0,464	0,581	0,606	0,628	0,624
Italia	0,496	0,537	0,505	0,372	0,384	0,377	0,385	0,392
Lituania	0,360	0,117	0,214	0,240	0,262	0,330	0,258	0,219
Lussemburgo	-	0,352	0,278	0,304	0,302	0,295	0,302	0,269
Lettonia	0,208	0,150	0,218	0,229	0,333	0,311	0,311	0,343
Malta	-	-	-	-	-	0,532	0,544	0,494
Paesi Bassi	0,419	0,401	0,378	0,422	0,428	0,408	0,408	0,422
Polonia	0,258	0,315	0,334	0,336	0,340	0,350	0,353	0,354
Portogallo	0,358	0,372	0,427	0,401	0,394	0,385	0,381	0,377
Romania	0,189	0,205	0,217	0,254	0,258	0,263	0,248	0,269
Svezia	0,294	0,266	0,232	0,233	0,276	0,233	0,235	0,243
Slovenia	0,288	0,305	0,326	0,326	0,328	0,374	0,394	0,382
Slovacchia	0,293	0,242	0,338	0,311	0,267	0,275	0,279	0,285
Regno Unito	0,555	0,570	0,602	0,501	0,495	0,496	0,488	0,475

Tabella A.26 – *Rendimento elettrico dopo scorporo dell'energia dei combustibili destinati alla produzione di calore nelle centrali termoelettriche cogenerative.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,458	0,494	0,553	0,587	0,576	0,573	0,582	0,587
EA19	0,509	0,520	0,632	0,643	0,625	0,631	0,639	0,641
Austria	0,521	0,511	0,661	0,719	0,765	0,773	0,780	0,803
Belgio	0,413	0,502	0,730	0,686	0,815	0,705	0,710	0,715
Bulgaria	0,324	0,419	0,554	0,514	0,725	0,779	0,787	0,813
Cipro	-	-	-	0,416	0,510	0,757	0,759	0,705
Rep. Ceca	0,648	0,595	0,677	0,594	0,481	0,489	0,498	0,514
Germania	-	-	-	0,693	0,656	0,643	0,644	0,647
Danimarca	0,590	0,593	0,591	0,682	0,684	0,759	0,741	0,768
Estonia	0,515	0,390	0,684	0,728	0,796	0,799	0,818	0,752
Grecia	0,439	0,416	0,443	0,409	0,388	0,346	0,336	0,373
Spagna	0,373	0,329	0,682	0,704	0,596	0,635	0,671	0,661
Finlandia	0,760	0,765	0,843	0,835	0,856	0,858	0,863	0,840
Francia	0,589	0,543	0,893	0,743	0,588	0,643	0,696	0,684
Croazia	0,529	0,530	0,528	0,595	0,650	0,655	0,644	0,642
Ungheria	0,485	0,375	0,643	0,759	0,797	0,704	0,723	0,716
Irlanda	0,337	0,355	0,404	0,464	0,581	0,606	0,628	0,624
Italia	0,522	0,556	0,548	0,555	0,564	0,604	0,608	0,609
Lituania	0,683	0,713	0,675	0,646	0,663	0,741	0,720	0,738
Lussemburgo	-	0,352	0,430	0,897	0,877	0,805	0,818	0,809
Lettonia	0,805	0,783	0,776	0,839	0,848	0,781	0,819	0,798
Malta	-	-	-	-	-	0,665	0,689	0,705
Paesi Bassi	0,472	0,530	0,645	0,683	0,669	0,672	0,683	0,693
Polonia	0,426	0,443	0,450	0,465	0,459	0,460	0,467	0,471
Portogallo	0,420	0,422	0,563	0,648	0,703	0,637	0,618	0,604
Romania	0,350	0,409	0,408	0,639	0,647	0,714	0,701	0,699
Svezia	0,846	0,837	0,815	0,815	0,822	0,793	0,801	0,818
Slovenia	0,395	0,420	0,411	0,411	0,412	0,472	0,493	0,482
Slovacchia	0,547	0,494	0,544	0,528	0,552	0,509	0,534	0,548
Regno Unito	0,555	0,645	0,637	0,501	0,495	0,496	0,488	0,475

Tabella A.27 – *Rendimento elettrico delle centrali termoelettriche non cogenerative.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	0,370	0,376	0,399	0,398	0,413	0,404	0,419	0,423
EA19	0,374	0,380	0,400	0,400	0,412	0,403	0,414	0,419
Austria	0,404	0,342	0,433	0,441	0,451	0,388	0,380	0,422
Belgio	0,365	0,373	0,415	0,421	0,431	0,442	0,448	0,460
Bulgaria	0,333	0,311	0,334	0,307	0,323	0,338	0,336	0,332
Cipro	0,326	0,332	0,326	0,346	0,378	0,382	0,379	0,386
Rep. Ceca	0,339	0,340	0,341	0,339	0,337	0,339	0,365	0,371
Germania	0,371	0,381	0,417	0,391	0,398	0,395	0,397	0,402
Danimarca	0,370	0,417	0,417	0,305	0,295	0,235	0,259	0,272
Estonia	-	-	0,332	0,363	0,366	0,326	0,370	0,364
Grecia	0,322	0,352	0,363	0,365	0,359	0,411	0,497	0,433
Spagna	0,365	0,374	0,369	0,421	0,466	0,390	0,390	0,393
Finlandia	0,371	0,380	0,401	0,371	0,408	0,386	0,391	0,377
Francia	0,378	0,378	0,362	0,354	0,337	0,377	0,420	0,435
Croazia	0,366	0,363	0,372	0,371	0,381	0,383	0,387	0,368
Ungheria	0,277	0,344	0,351	0,332	0,350	0,361	0,376	0,381
Irlanda	0,383	0,385	0,403	0,426	0,454	0,455	0,464	0,464
Italia	0,401	0,398	0,393	0,417	0,428	0,419	0,433	0,445
Lituania	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	0,254	0,233	0,158	0,522	0,524	0,469	0,270	0,287
Lettonia	-	-	-	0,125	0,322	-	-	-
Malta	0,188	0,290	0,331	0,315	0,314	0,393	0,361	0,449
Paesi Bassi	0,427	0,205	0,457	0,393	0,465	0,456	0,474	0,486
Polonia	-	0,400	0,282	0,375	0,395	0,394	0,407	0,413
Portogallo	0,384	0,388	0,414	0,432	0,438	0,402	0,410	0,437
Romania	-	0,279	0,336	0,332	0,331	0,363	0,374	0,370
Svezia	0,314	0,396	0,301	0,325	0,326	0,331	0,331	0,235
Slovenia	0,230	0,287	0,380	0,355	0,405	0,259	0,265	0,259
Slovacchia	0,303	0,317	0,296	0,262	0,350	0,380	0,385	0,370
Regno Unito	0,369	0,381	0,418	0,418	0,437	0,427	0,467	0,470

Tabella A.28 – *Contenuto di energia dei combustibili utilizzati nel settore termoelettrico nei principali Paesi europei (ktep).*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28								
Antracite, BKB	1.332	539	611	4.996	3.363	3.494	1.897	1.654
Carbone e altri solidi	164.446	148.217	136.405	137.938	112.636	105.125	89.311	82.184
Coke, torba, scisto	6.107	4.575	3.952	4.381	5.345	3.911	3.973	4.024
Lignite	98.229	85.756	81.791	83.043	76.324	74.777	70.552	70.833
Prodotti petroliferi	55.218	54.157	41.170	35.192	22.740	16.543	16.115	15.489
Gas naturale	49.138	60.959	94.327	126.479	140.521	88.912	106.251	114.243
Gas derivati	8.006	6.964	8.420	8.911	8.535	8.538	8.293	8.385
Biomasse	2.172	3.648	5.456	12.335	19.647	24.185	24.369	24.934
Biogas	334	795	1.744	3.346	6.735	12.368	12.802	12.566
RSU	2.423	4.123	5.924	9.940	12.720	15.746	16.941	17.350
Bioliquidi	-	-	-	419	915	1.052	1.012	975
Rifiuti industriali	774	1.285	1.450	657	1.153	1.316	1.519	1.208

Germania								
Antracite, BKB	1.092	465	404	2.005	1.940	2.055	782	747
Carbone e altri solidi	33.504	35.184	32.549	29.006	25.514	24.446	24.585	19.748
Coke, torba, scisto	289	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	46.057	35.907	34.157	34.688	32.310	34.404	33.274	32.812
Prodotti petroliferi	3.342	2.369	1.421	2.449	1.677	1.265	1.212	1.190
Gas naturale	10.614	10.273	11.095	15.783	17.683	11.940	15.210	16.116
Gas derivati	2.430	1.742	1.796	2.024	2.272	2.314	2.449	2.486
Biomasse	111	386	330	1.653	2.687	3.040	2.901	2.856
Biogas	152	255	439	687	2.921	5.764	5.971	5.703
RSU	1.071	1.124	1.362	2.742	3.641	4.294	4.636	4.682
Bioliquidi	-	-	-	18	203	73	79	88
Rifiuti industriali	490	901	1.028	-	614	516	547	507

Spagna								
Antracite, BKB	153	-	-	1.770	89	1.078	693	532
Carbone e altri solidi	10.733	13.360	16.751	14.678	5.483	10.790	8.031	10.298
Coke, torba, scisto	-	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	3.103	1.833	1.480	1.178	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	2.193	3.692	4.497	5.302	3.506	3.564	3.420	3.240
Gas naturale	273	753	2.685	10.798	14.621	8.260	8.086	9.929
Gas derivati	216	234	391	342	218	300	237	283
Biomasse	56	93	284	732	648	1.203	1.190	1.282
Biogas	-	54	106	277	204	202	193	201
RSU	79	185	229	379	348	499	459	505
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	-	-
Rifiuti industriali	8	42	75	-	-	-	-	-

Tabella A.28 - segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Francia								
Antracite, BKB	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbone e altri solidi	6.942	5.569	6.473	6.404	4.444	2.784	2.454	3.052
Coke, torba, scisto	-	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	759	529	108	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	1.641	1.236	1.235	2.886	1.652	1.590	1.687	1.652
Gas naturale	437	551	3.000	5.463	6.712	3.834	5.784	6.636
Gas derivati	923	706	1.002	835	656	733	564	610
Biomasse	162	219	168	637	1.279	1.123	1.437	1.464
Biogas	17	19	68	192	375	553	571	574
RSU	127	890	1.241	1.696	1.853	1.960	2.087	2.184
Bioliquidi	-	-	-	-	-	2	2	1
Rifiuti industriali	-	-	-	-	25	130	106	94

Italia								
Antracite, BKB	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbone e altri solidi	6.737	5.244	6.044	10.399	9.035	9.801	7.960	7.253
Coke, torba, scisto	-	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	264	43	1	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	21.531	25.009	18.954	12.079	7.365	4.522	4.315	4.164
Gas naturale	8.075	9.375	18.689	28.283	27.855	20.362	22.735	24.986
Gas derivati	896	859	979	1.302	1.112	608	767	655
Biomasse	2	8	106	780	852	1.673	1.747	1.728
Biogas	1	23	131	324	506	1.827	1.831	1.849
RSU	22	56	172	1.111	1.557	1.692	1.741	1.706
Bioliquidi	-	-	-	-	572	940	905	861
Rifiuti industriali	14	17	29	55	40	35	36	36

Polonia								
Antracite, BKB	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbone e altri solidi	28.852	23.256	22.935	23.535	22.984	19.880	20.246	20.224
Coke, torba, scisto	-	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	13.185	12.622	12.054	12.747	11.397	12.125	11.573	11.861
Prodotti petroliferi	1.248	409	436	565	562	405	432	393
Gas naturale	71	63	299	1.070	973	1.235	1.482	1.798
Gas derivati	602	425	540	488	792	990	968	913
Biomasse	249	22	70	372	1.510	2.249	1.711	1.282
Biogas	-	3	9	13	66	150	173	196
RSU	-	-	-	-	9	17	95	155
Bioliquidi	-	-	-	-	0	2	1	1
Rifiuti industriali	124	89	21	13	8	14	9	11

Tabella A.28 - segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Svezia								
Antracite, BKB	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbone e altri solidi	537	535	334	282	292	191	123	149
Coke, torba, scisto	52	162	128	226	305	109	120	114
Lignite	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	274	761	281	320	435	69	119	75
Gas naturale	130	272	215	198	700	174	246	102
Gas derivati	123	134	225	292	230	185	191	226
Biomasse	294	1.107	1.696	2.509	3.344	2.972	3.227	3.252
Biogas	-	15	20	23	13	5	5	5
RSU	133	275	343	563	1.046	1.406	1.476	1.556
Bioliquidi	-	-	-	28	67	10	19	15
Rifiuti industriali	-	-	25	35	21	18	18	18

Regno Unito								
Antracite, BKB	-	-	-	-	-	-	-	-
Carbone e altri solidi	47.681	35.966	28.010	31.024	24.427	17.414	7.157	5.278
Coke, torba, scisto	-	-	-	-	-	-	-	-
Lignite	-	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti petroliferi	7.252	4.009	1.288	1.171	1.057	562	523	498
Gas naturale	1.114	11.634	25.117	25.666	29.184	16.455	23.067	22.135
Gas derivati	554	427	882	971	651	769	532	510
Biomasse	-	112	161	950	1.122	3.305	3.311	3.615
Biogas	134	287	754	1.406	1.786	2.111	2.242	2.230
RSU	77	221	389	487	707	1.283	1.582	1.677
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	-	-
Rifiuti industriali	-	-	-	353	58	223	404	185

Tabella A.29 – Produzione lorda di energia elettrica da impianti di combustione per combustibile nei principali Paesi europei (TWh). La produzione totale comprende l'energia elettrica da pompaggi.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28								
Solidi	1.019,4	945,9	933,9	960,3	829,2	794,8	704,9	677,0
<i>Antracite, BKB</i>	1,5	0,8	0,9	20,9	13,0	14,9	7,5	6,4
<i>Carbone e altri solidi</i>	659,4	608,5	575,3	581,5	482,4	452,5	382,9	353,5
<i>Coke, torba, scisto</i>	20,7	16,1	13,6	16,8	20,4	13,8	15,1	15,2
<i>Lignite</i>	337,8	320,5	344,1	341,2	313,4	313,7	299,4	301,9
Petroliferi	224,2	230,3	181,3	142,8	86,9	65,4	63,9	60,7
Gas naturale	192,6	268,4	479,6	668,3	765,0	497,6	611,0	663,3
Gas derivati	30,9	26,0	33,6	35,8	34,4	33,4	32,7	32,6
Altri non rinnovabili	5,3	8,7	12,1	14,4	19,0	23,2	25,9	25,4
Altre sorgenti	0,2	0,7	1,4	10,7	4,6	4,9	4,9	4,9
Bioenergia	14,3	21,4	34,1	69,8	124,1	178,3	181,2	185,3
Rinnovabili	294,7	340,1	384,5	391,1	555,7	759,6	772,6	789,9
Nucleare	794,9	880,8	945,0	997,7	916,6	857,0	839,7	829,7
Produzione totale	2.595,0	2.743,4	3.035,4	3.325,8	3.366,6	3.244,3	3.266,8	3.299,4
Germania								
Solidi	310,9	289,1	296,7	288,1	262,9	272,2	261,7	241,9
<i>Antracite, BKB</i>	1,0	0,6	0,3	8,6	7,8	9,1	3,3	3,2
<i>Carbone e altri solidi</i>	141,0	147,1	143,2	126,9	110,6	110,4	110,6	91,8
<i>Coke, torba, scisto</i>	0,8	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	168,0	141,4	153,2	152,6	144,5	152,7	147,9	146,9
Petroliferi	10,4	9,0	4,8	12,0	8,7	6,2	5,8	5,6
Gas naturale	40,5	43,2	52,5	74,0	90,4	63,0	82,3	87,7
Gas derivati	10,8	7,2	7,5	9,6	10,6	11,5	11,5	10,9
Altri non rinnovabili	3,6	5,3	5,8	3,3	6,4	7,1	7,3	7,3
Altre sorgenti	-	-	-	3,2	2,3	1,8	1,9	1,7
Bioenergia	1,6	2,4	4,3	14,4	34,3	50,3	50,9	50,9
Rinnovabili	17,5	23,5	31,1	48,1	70,5	137,0	137,4	165,4
Nucleare	152,5	153,1	169,6	163,1	140,6	91,8	84,6	76,3
Produzione totale	550,0	537,3	576,5	622,6	633,0	646,9	649,1	653,7
Spagna								
Solidi	59,7	65,9	79,1	79,1	25,3	51,4	36,4	45,1
<i>Antracite, BKB</i>	0,3	-	-	8,3	0,3	4,8	3,1	2,2
<i>Carbone e altri solidi</i>	47,7	58,2	72,9	65,3	25,0	46,5	33,3	42,9
<i>Coke, torba, scisto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	11,8	7,7	6,2	5,4	-	-	-	-
Petroliferi	8,6	14,6	22,6	24,4	16,6	17,2	16,9	15,8
Gas naturale	1,5	3,8	20,2	79,0	94,9	52,5	52,8	64,0
Gas derivati	0,9	1,2	1,8	1,7	1,0	1,3	1,0	1,2
Altri non rinnovabili	0,1	0,3	0,6	0,5	0,7	0,8	0,7	0,8
Altre sorgenti	-	-	-	5,0	0,2	0,2	0,1	0,1
Bioenergia	0,5	1,0	1,5	2,7	4,0	5,8	5,7	6,1
Rinnovabili	25,5	23,4	33,0	39,6	93,8	91,3	98,9	82,3
Nucleare	54,3	55,5	62,2	57,5	62,0	57,2	58,6	58,0
Produzione totale	151,9	167,1	224,5	294,1	301,5	280,9	274,8	275,7

Tabella A.29 - segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Francia								
Solidi	31,5	24,2	27,0	27,5	23,4	11,9	10,3	12,6
<i>Antracite, BKB</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Carbone e altri solidi</i>	29,1	22,1	26,6	27,5	23,4	11,9	10,3	12,6
<i>Coke, torba, scisto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	2,4	2,0	0,4	-	-	-	-	-
Petroliferi	8,7	7,7	7,2	7,9	5,5	6,7	6,9	7,4
Gas naturale	3,0	3,8	11,5	23,1	23,8	21,1	35,0	40,4
Gas derivati	4,0	2,4	3,9	3,2	3,0	2,7	2,0	2,4
Altri non rinnovabili	0,2	0,4	1,1	1,7	2,0	2,3	2,4	2,5
Altre sorgenti	-	-	-	-	0,1	0,7	0,6	0,7
Bioenergia	1,4	1,8	2,5	3,4	4,4	6,4	7,6	7,7
Rinnovabili	54,4	73,6	66,9	52,9	73,8	85,1	91,6	84,9
Nucleare	314,1	377,2	415,2	451,5	428,5	437,4	403,2	398,4
Produzione totale	420,8	494,3	540,0	576,1	569,3	579,2	564,4	562,1
Italia								
Solidi	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	43,2	35,6	32,6
<i>Antracite, BKB</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Carbone e altri solidi</i>	30,9	24,0	26,3	43,6	39,7	43,2	35,6	32,6
<i>Coke, torba, scisto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	1,2	0,2	0,0	-	-	-	-	-
Petroliferi	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	13,4	12,1	11,5
Gas naturale	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	110,9	126,1	140,3
Gas derivati	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	2,2	2,8	2,5
Altri non rinnovabili	0,1	0,2	0,5	1,5	2,1	2,4	2,5	2,5
Altre sorgenti	-	0,4	0,8	1,1	0,8	0,6	0,7	0,7
Bioenergia	0,1	0,2	1,4	4,7	9,4	19,4	19,5	19,4
Rinnovabili	34,9	41,2	49,5	43,8	67,5	89,5	88,5	84,5
Nucleare	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8
Polonia								
Solidi	130,4	131,8	135,9	141,9	136,5	130,5	130,3	131,2
<i>Antracite, BKB</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Carbone e altri solidi</i>	75,8	77,5	82,4	87,1	87,9	77,7	79,4	79,0
<i>Coke, torba, scisto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	54,6	54,3	53,5	54,8	48,7	52,8	50,9	52,2
<i>Lignite</i>	1,6	1,5	1,9	2,8	2,9	2,1	2,3	2,0
Petroliferi	0,1	0,3	0,9	5,2	4,8	6,4	7,8	10,0
Gas naturale	0,7	1,2	2,0	1,4	1,9	2,4	2,6	2,3
Gas derivati	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
Altri non rinnovabili	-	-	-	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Altre sorgenti	0,1	0,1	0,2	1,5	6,3	9,9	8,0	6,5
Bioenergia	1,4	1,9	2,1	2,3	4,6	12,7	14,9	17,6
Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucleare	136,3	139,0	145,2	156,9	157,7	164,9	166,6	170,5
Produzione totale	130,4	131,8	135,9	141,9	136,5	130,5	130,3	131,2

Tabella A.29 - segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Svezia								
Solidi	1,1	2,4	1,7	1,2	1,8	0,6	0,5	0,5
<i>Antracite, BKB</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Carbone e altri solidi</i>	1,1	2,3	1,6	0,6	1,0	0,4	0,3	0,3
<i>Coke, torba, scisto</i>	0,1	0,2	0,1	0,5	0,7	0,2	0,2	0,2
<i>Lignite</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroliferi	1,3	3,9	1,5	1,4	1,8	0,3	0,4	0,3
Gas naturale	0,4	0,7	0,5	0,6	2,9	0,4	0,6	0,3
Gas derivati	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9	0,7	0,6	0,7
Altri non rinnovabili	0,1	0,1	0,2	0,9	1,2	1,2	1,6	1,7
Altre sorgenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Bioenergia	1,9	2,4	4,1	7,5	12,2	10,8	11,5	12,1
Rinnovabili	72,5	68,2	79,0	73,7	69,9	91,7	77,6	82,9
Nucleare	68,2	69,9	57,3	72,4	57,8	56,3	63,1	65,7
Produzione totale	146,5	148,4	145,3	158,4	148,6	162,1	156,0	164,3

Regno Unito								
Solidi	204,7	153,8	120,0	134,6	107,6	75,9	30,7	22,5
<i>Antracite, BKB</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Carbone e altri solidi</i>	204,7	153,8	120,0	134,6	107,6	75,9	30,7	22,5
<i>Coke, torba, scisto</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Lignite</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroliferi	34,7	17,3	8,4	5,3	4,8	2,0	1,9	1,6
Gas naturale	5,0	63,7	148,1	152,6	175,7	99,9	143,4	136,7
Gas derivati	1,8	1,4	2,4	1,7	1,1	1,1	0,8	0,8
Altri non rinnovabili	0,1	0,4	0,5	2,6	1,4	3,6	4,8	4,2
Altre sorgenti	-	-	-	-	-	-	-	-
Bioenergia	0,6	1,6	3,9	9,1	12,3	29,3	30,1	31,9
Rinnovabili	5,2	5,2	6,0	7,8	13,9	54,1	53,1	67,5
Nucleare	65,7	89,0	85,1	81,6	62,1	70,3	71,7	70,3
Produzione totale	319,7	334,0	377,1	398,4	382,1	338,9	339,3	338,3

Tabella A.30 – Produzione lorda di elettricità da fonti rinnovabili al netto dell'apporto da pompaggi nei principali Paesi europei (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28								
Idroelettrico	290,2	332,0	356,9	313,3	376,9	342,1	351,0	300,7
Fotovoltaico	0,0	0,0	0,1	1,5	22,5	102,9	106,0	113,7
Solare termico	-	-	-	-	0,8	5,6	5,6	5,9
Eolico	0,8	4,1	22,2	70,5	149,4	301,9	302,9	362,4
Bioenergia	14,3	21,4	34,1	69,8	124,1	178,3	181,2	185,3
Geotermico	3,2	3,5	4,8	5,4	5,6	6,6	6,7	6,7
Mareomotrice	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Produzione totale	309,1	361,5	418,6	460,9	679,7	937,9	953,9	975,2

Germania								
Idroelettrico	17,4	21,8	21,7	19,6	21,0	19,0	20,5	20,2
Fotovoltaico	0,0	0,0	0,1	1,3	11,7	38,7	38,1	39,4
Solare termico	-	-	-	-	0,0	-	-	-
Eolico	0,1	1,7	9,4	27,2	37,8	79,2	78,6	105,7
Bioenergia	1,6	2,4	4,3	14,4	34,3	50,3	50,9	50,9
Geotermico	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2
Mareomotrice	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	19,1	25,9	35,5	62,5	104,8	187,4	188,3	216,3

Spagna								
Idroelettrico	25,5	23,1	28,3	18,4	42,3	28,1	36,4	18,8
Fotovoltaico	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	8,3	8,1	8,5
Solare termico	-	-	-	-	0,8	5,6	5,6	5,9
Eolico	0,0	0,3	4,7	21,2	44,3	49,3	48,9	49,1
Bioenergia	0,5	1,0	1,5	2,7	4,0	5,8	5,7	6,1
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-
Mareomotrice	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	26,0	24,4	34,5	42,3	97,8	97,1	104,6	88,4

Francia								
Idroelettrico	53,9	73,1	66,4	51,5	62,7	55,4	60,8	50,0
Fotovoltaico	-	0,0	0,0	0,0	0,6	7,8	8,7	9,6
Solare termico	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolico	0,0	0,0	0,0	1,0	9,9	21,3	21,5	24,7
Bioenergia	1,4	1,8	2,5	3,4	4,4	6,4	7,6	7,7
Geotermico	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1
Mareomotrice	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Produzione totale	55,8	75,5	69,4	56,3	78,2	91,5	99,2	92,6

Tabella A.30 – segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Italia								
Idroelettrico	31,6	37,8	44,2	36,1	51,1	45,5	42,4	36,2
Fotovoltaico	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	22,9	22,1	24,4
Solare termico	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolico	0,0	0,0	0,6	2,3	9,1	14,8	17,7	17,7
Bioenergia	0,1	0,2	1,4	4,7	9,4	19,4	19,5	19,4
Geotermico	3,2	3,4	4,7	5,3	5,4	6,2	6,3	6,2
Mareomotrice	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	34,9	41,5	50,9	48,4	77,0	108,9	108,0	103,9

Polonia								
Idroelettrico	1,4	1,9	2,1	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6
Fotovoltaico	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2
Solare termico	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolico	-	0,0	0,0	0,1	1,7	10,9	12,6	14,9
Bioenergia	0,1	0,1	0,2	1,5	6,3	9,9	8,0	6,5
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-
Mareomotrice	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	1,5	2,0	2,3	3,8	10,9	22,7	22,8	24,1

Svezia								
Idroelettrico	72,5	68,1	78,6	72,8	66,4	75,3	62,0	65,1
Fotovoltaico	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Solare termico	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolico	0,0	0,1	0,5	0,9	3,5	16,3	15,5	17,6
Bioenergia	1,9	2,4	4,1	7,5	12,2	10,8	11,5	12,1
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-
Mareomotrice	-	-	-	-	-	-	-	-
Produzione totale	74,5	70,6	83,1	81,2	82,1	102,4	89,1	95,0

Regno Unito								
Idroelettrico	5,2	4,8	5,1	4,9	3,6	6,3	5,4	5,9
Fotovoltaico	-	-	0,0	0,0	0,0	7,5	10,4	11,5
Solare termico	-	-	-	-	-	-	-	-
Eolico	0,0	0,4	0,9	2,9	10,3	40,3	37,3	50,0
Bioenergia	0,6	1,6	3,9	9,1	12,3	29,3	30,1	31,9
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-
Mareomotrice	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produzione totale	5,8	6,9	10,0	16,9	26,2	83,4	83,1	99,3

Tabella A.31 – Saldo import/export, produzione elettrica lorda e netta, perdite di distribuzione, consumo interno lordo e consumi finali al netto dei consumi nel settore energetico per i principali Paesi europei (TWh).

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28								
Saldo Imp/exp	45,7	20,6	23,0	15,7	7,6	14,4	18,4	10,2
Produzione elettrica lorda	2.595,0	2.743,6	3.035,7	3.325,8	3.366,6	3.244,2	3.266,7	3.299,2
Produzione elettrica netta	2.432,5	2.584,7	2.873,4	3.153,5	3.198,3	3.083,0	3.108,5	3.137,9
Perdite di distribuzione	176,0	200,5	217,1	220,1	212,4	207,2	205,8	206,2
Consumo interno lordo	2.640,7	2.764,2	3.058,8	3.341,5	3.374,1	3.258,6	3.285,1	3.309,4
Consumi finali	2.161,4	2.257,4	2.527,9	2.784,5	2.837,9	2.750,8	2.781,9	2.798,0

Germania								
Saldo Imp/exp	0,9	4,8	3,1	-4,6	-15,0	-48,3	-50,5	-52,5
Produzione elettrica lorda	550,0	537,3	576,5	622,6	633,0	646,9	649,1	653,7
Produzione elettrica netta	508,6	498,9	538,5	582,7	594,8	610,1	614,2	619,1
Perdite di distribuzione	23,5	25,3	34,1	29,3	24,0	25,6	25,8	27,0
Consumo interno lordo	550,9	542,1	579,6	618,0	618,0	598,6	598,6	601,3
Consumi finali	455,1	451,2	483,5	522,3	532,4	514,7	517,4	519,0

Spagna								
Saldo Imp/exp	-0,4	4,5	4,4	-1,3	-8,3	-0,1	7,7	9,2
Produzione elettrica lorda	151,9	167,1	224,5	294,1	301,5	280,9	274,8	275,7
Produzione elettrica netta	144,6	159,1	214,4	282,1	291,0	269,8	264,4	264,9
Perdite di distribuzione	14,0	16,0	19,3	26,0	27,4	26,5	26,7	27,1
Consumo interno lordo	151,5	171,6	228,9	292,7	293,2	280,8	282,4	284,9
Consumi finali	125,8	140,9	188,5	242,2	244,8	232,0	232,5	234,6

Francia								
Saldo Imp/exp	-45,4	-69,8	-69,5	-60,3	-30,7	-64,1	-41,5	-40,1
Produzione elettrica lorda	420,8	494,3	540,0	576,1	569,3	579,2	564,4	562,1
Produzione elettrica netta	401,2	472,6	516,1	550,0	544,3	554,9	540,8	538,0
Perdite di distribuzione	27,7	30,2	30,4	32,2	35,4	36,1	37,5	38,6
Consumo interno lordo	375,3	424,4	470,5	515,7	538,6	515,1	522,9	522,0
Consumi finali	302,2	342,9	384,9	422,8	444,1	432,4	439,5	436,9

Italia								
Saldo Imp/exp	34,7	37,4	44,3	49,2	44,2	46,4	37,0	37,8
Produzione elettrica lorda	216,6	241,5	276,6	303,7	302,1	283,0	289,8	295,8
Produzione elettrica netta	205,1	229,2	263,3	290,6	290,7	272,4	279,7	285,3
Perdite di distribuzione	16,2	17,6	19,2	20,6	20,6	19,7	18,8	18,7
Consumo interno lordo	251,3	278,9	321,0	352,9	346,2	329,4	326,8	333,6
Consumi finali	214,6	238,3	273,0	300,9	299,3	287,5	286,0	292,0

Tabella A.31 – segue

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
Polonia								
Saldo Imp/exp	-1,0	-2,8	-6,4	-11,2	-1,4	-0,3	2,0	2,3
Produzione elettrica lorda	136,3	139,0	145,2	156,9	157,7	164,9	166,6	170,5
Produzione elettrica netta	123,4	127,4	132,2	143,6	143,5	150,7	152,0	154,9
Perdite di distribuzione	10,6	18,1	14,2	14,6	11,9	10,5	9,5	10,0
Consumo interno lordo	135,3	136,2	138,8	145,8	156,3	164,6	168,6	172,8
Consumi finali	96,2	89,7	98,1	105,0	118,7	127,8	132,8	135,8

Svezia								
Saldo Imp/exp	-1,8	-1,7	4,7	-7,4	2,1	-22,6	-11,7	-19,0
Produzione elettrica lorda	146,5	148,4	145,3	158,4	148,6	162,1	156,0	164,3
Produzione elettrica netta	142,5	144,2	141,6	154,6	145,3	159,0	152,5	160,5
Perdite di distribuzione	9,2	10,1	10,8	11,7	10,6	6,2	7,6	8,5
Consumo interno lordo	144,7	146,7	149,9	151,0	150,6	139,5	144,3	145,3
Consumi finali	120,3	124,6	128,7	130,7	131,2	124,9	127,5	127,3

Regno Unito								
Saldo Imp/exp	11,9	16,3	14,2	8,3	2,7	21,1	17,7	14,8
Produzione elettrica lorda	319,7	334,0	377,1	398,4	382,1	338,9	339,3	338,3
Produzione elettrica netta	300,1	316,6	360,8	380,5	365,9	322,4	324,2	323,3
Perdite di distribuzione	25,0	26,9	31,1	27,9	26,9	28,6	26,6	26,1
Consumo interno lordo	331,7	350,4	391,2	406,7	384,7	360,0	357,0	353,1
Consumi finali	274,4	294,7	329,8	348,9	329,0	303,6	303,9	300,7

