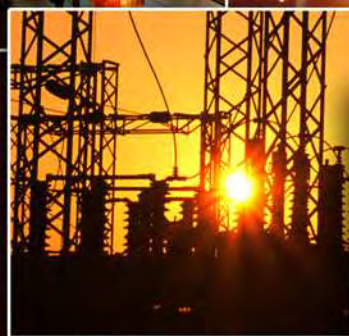




ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Fattori di emissione di CO₂ nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni



RAPPORTI



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Fattori di emissione di CO₂ nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questo rapporto.

La Legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 195 del 21 agosto 2008, ha istituito l'ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. L'ISPRA svolge le funzioni che erano proprie dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (ex APAT), dell'Istituto Nazionale per la Fauna Selvatica (ex INFS) e dell'Istituto Centrale per la Ricerca scientifica e tecnologica Applicata al Mare (ex ICRAM).

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

© ISPRA, Rapporti 172/12

ISBN 978-88-448-0580-7

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina: Paolo Orlandi

ISPRA – Servizio Comunicazione

Coordinamento editoriale:

Daria Mazzella

ISPRA – Settore Editoria

Il testo è disponibile sul sito web ISPRA all'indirizzo: <http://www.isprambiente.it>

Autori

Antonio Caputo (ISPRA)

Un sincero ringraziamento a Renato Marra Campanale per avermi *iniziato* all'analisi della decomposizione e a Mario Contaldi per aver avuto la pazienza di ascoltare e indirizzare le mie elucubrazioni durante la preparazione di questo lavoro.

Contatti: Antonio Caputo

Tel. 0650072540

Fax 0650072657

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.it

“Di tutte le cose che hanno molte parti, e il cui insieme non è come un ammasso e il cui intero è qualcosa di più delle parti, c’è una causa dell’unità.”

Aristotele, *Metafisica VIII*, 7, 1045a, 8.

INDICE

Riassunto / Abstract	6
Introduzione	7
1 Analisi della decomposizione	8
1.1 Index Decomposition Analysis (IDA)	8
1.2 Structural Decomposition Analysis (SDA)	9
2 Analisi dei dati	11
2.1 Fattori di emissione dei combustibili	11
2.2 Analisi della decomposizione	17
3 Risultati e discussione	18
3.1 Produzione di energia elettrica ed emissioni di CO ₂	18
3.1.1 <i>Potenza installata e produzione elettrica</i>	23
3.1.2 <i>Relazione tra produzione elettrica e PIL</i>	26
3.2 Emissioni di CO ₂ da produzione elettrica	29
3.2.1 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione ed il consumo di energia elettrica</i>	30
3.2.2 <i>Analisi della decomposizione</i>	34
Conclusioni	37
Bibliografia	38

RIASSUNTO / ABSTRACT

Lo scopo principale di questo lavoro è l'analisi della variazione delle emissioni di CO₂ dovute alla generazione elettrica nel periodo 1990-2010 attraverso la decomposizione dei fattori determinanti. Sono state valutate due diverse metodologie di decomposizione riportate in letteratura (*Structural decomposition analysis* e *Index Decomposition Analysis*) ed una di esse è stata applicata ai dati aggregati del settore elettrico. Il rapporto presenta inoltre i fattori di emissione atmosferica di anidride carbonica per la generazione e per i consumi di energia elettrica, calcolati in relazione ai combustibili fossili utilizzati nel settore termoelettrico. I fattori di emissione della generazione e del consumo di energia elettrica sono indispensabili per la programmazione ed 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 ed 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.

Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica sono diminuite da 126,4 Mt nel 1990 a 118,4 Mt nel 2010, mentre la produzione lorda di energia elettrica è aumentata da 216,9 TWh a 302,1 TWh nello stesso periodo; pertanto i fattori di emissione di CO₂ mostrano una rapida diminuzione nel periodo 1990-2010. L'analisi della decomposizione mostra che l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico, in termini di efficienza di conversione elettrica, ha avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂ nel periodo considerato, seguito dall'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e dall'impiego di combustibili fossili a minore contenuto di carbonio. La decomposizione anno per anno della variazione delle emissioni di CO₂ mostra che negli ultimi anni il fattore dominante è rappresentato dall'incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili e che tale fattore ha il maggior potenziale di riduzione nei prossimi anni.

The main task of this study is to analyze the change of CO₂ emissions from electricity generation during the period 1990-2010 through the decomposition of driver factors. Two techniques of decomposition analysis have been considered (*Structural decomposition analysis* e *Index Decomposition Analysis*) and the index approach has been applied to structural decomposition analysis. Moreover CO₂ emission factors for electricity generation and consumption have been calculated. Emission factors for electricity generation and electricity consumption are useful tools to plan and monitor projects that aim to reduce GHG emissions in electricity sector either as concerns the strategies of electricity production at national level, through increase of renewable share and fuel mix change, or energy saving measures at user level, through electricity saving and increase of final use efficiency. The reduction potential can be assessed through the knowledge of emission factors and the role of different factors that contribute to reduce emissions.

CO₂ emissions has decreased from 126.4 Mt in 1990 to 118.4 Mt in 2010, while the gross electricity generation increase in the same period from 216.9 TWh to 302.1 TWh; so the emission factors for electricity generation decrease sharply in the period 1990-2010. Decomposition analysis shows that technological efficiency of electricity generation in power plants plays the dominant role in decreasing of CO₂ emissions in the considered period, followed by the use of renewable sources and fuel mix shift toward low carbon fuels. The year by year decomposition analysis and the trend of emission factors show that the increasing share of renewable sources is the main driver factor in decreasing of CO₂ emissions from electricity generation in the last years. Moreover renewable sources deployment represents the factor with the greater potential to reduce CO₂ emissions in the electricity sector for the next years.

INTRODUZIONE

La concentrazione atmosferica dei gas ad effetto serra (GHG) rappresenta il principale fattore determinante del riscaldamento globale (IPCC, 2007[a]). Tra i gas serra considerati nel Protocollo di Kyoto l'anidride carbonica (CO₂) copre un ruolo prevalente in termini emissivi, nel 2004 infatti le emissioni globali di CO₂ rappresentavano più del 75% delle emissioni di gas serra (IPCC, 2007[b]). La riduzione delle emissioni di CO₂ è la principale strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici. L'obiettivo della riduzione delle emissioni può essere raggiunto attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili, l'incremento dell'efficienza, e l'utilizzo di combustibili a basso contenuto di carbonio (EC, 2011). La stima dell'impatto delle misure intraprese per ridurre le emissioni atmosferiche è un elemento essenziale nella valutazione delle politiche ambientali.

In letteratura l'analisi della decomposizione è stata usata per quantificare l'impatto di differenti fattori determinanti la variazione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ (Zhang *et al.*, 2012; Wood, 2009; Ang and Zhang, 2000). Le tecniche di decomposizione permettono di studiare le variazioni di un indicatore in un determinato intervallo temporale scomponendolo nelle variazioni dei suoi fattori determinanti. L'analisi consente quindi di valutare il ruolo di ciascun determinante sulla variazione dell'indicatore considerato.

Rivolgendo lo sguardo alla situazione italiana, le emissioni di anidride carbonica per la generazione elettrica rappresentano una delle principali componenti delle emissioni di gas serra nazionali, 23,6% nel 2010. Il continuo incremento della domanda elettrica nonché la concentrazione in relativamente pochi impianti di produzione rendono il settore della generazione elettrica particolarmente rilevante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni atmosferiche di gas serra. La riduzione delle emissioni può essere realizzata in diversi modi: incremento dell'efficienza energetica, utilizzo di combustibili fossili con fattori di emissione più bassi, oppure incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, l'adozione di tecnologie a maggiore efficienza può interessare sia il settore della produzione elettrica, con conseguente riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili, sia il settore dei consumi elettrici nelle utenze finali, con riduzione della domanda elettrica.

La stima delle emissioni provenienti dal parco termoelettrico per i singoli combustibili fossili con i rispettivi fattori di emissione, insieme alla valutazione delle quantità di produzione “*carbon free*”, rappresentano pertanto elementi di conoscenza fondamentali per valutare gli effetti di strategie di riduzione delle emissioni dal settore elettrico. In tale contesto i fattori di emissione per la generazione di energia elettrica e le quantità consumate rappresentano strumenti idonei ai fini del monitoraggio delle emissioni di gas serra nonché degli obiettivi fissati dalla normativa in tale ambito.

1 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 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'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. Questa 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 anche 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). Nel presente studio 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).

1.1 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 $L(a, a) = a$

1.2 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:

$$\Delta V = A^t \times B^t - A^0 \times B^0 \tag{1}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta V &= A^t \times B^t - A^0 \times B^0 + A^t \times B^0 - A^t \times B^0 \\ &= \Delta A \times B^0 + \Delta B \times A^t \end{aligned} \tag{2}$$

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

$$\Delta V = \Delta A \times B^t + \Delta B \times A^0 \tag{2b}$$

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:

$$\Delta V = \Delta F_1 x F_2^t \dots F_{n-1}^t x F_n^t + F_1^0 x \Delta F_2 \dots F_{n-1}^t x F_n^t +$$

$$+ F_1^0 x F_2^0 \dots \Delta F_{n-1} x F_n^t + F_1^0 x F_2^0 x \dots F_{n-1}^0 x \Delta F_n \quad (3)$$

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

$$\Delta V = \Delta F_1 x F_2^0 \dots F_{n-1}^0 x F_n^0 + F_1^t x \Delta F_2 \dots F_{n-1}^0 x F_n^0 +$$

$$+ F_1^t x F_2^t \dots \Delta F_{n-1} x F_n^0 + F_1^t x F_2^t x \dots F_{n-1}^t x \Delta F_n \quad (4)$$

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.

2 ANALISI DEI DATI

2.1 Fattori di emissione dei combustibili

I fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica considerati nel presente articolo sono stati calcolati in base al consumo di combustibili comunicati ad ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) da TERNA¹ a partire dal 2001, mentre i dati precedenti al 2001 sono pubblicati da ENEL.

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 ed 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 1990-2010 - National Inventory Report 2012*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, 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

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.

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.

I combustibili utilizzati per la produzione elettrica sono raggruppati in 6 macrocategorie in relazione alle rispettive caratteristiche fisiche e chimiche: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, altri combustibili non rinnovabili e combustibili rinnovabili (Tabella 2.1).

Tabella 2.1 – Elenco dei combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica.

Combustibili solidi	Altri combustibili non rinnovabili
Carbone	Gas di sintesi da processi di gassificazione
Lignite	Gas residui di processi chimici
Carbone sub-bituminoso	Idrogeno
Gas naturale	Rifiuti industriali non biodegradabili
Gas naturale	Altri combustibili, gassosi
Gas derivati	Altri combustibili, solidi
Gas da acciaieria a ossigeno	Combustibili rinnovabili
Gas da estrazione	Biodiesel
Gas d'altoforno	Biogas da attività agricole e forestali
Gas di cokeria	Biogas da deiezioni animali
Prodotti petroliferi	Biogas da fanghi di depurazione
Cherosene	Biogas da rifiuti solidi urbani (smaltiti in discarica)
Coke di petrolio	Biogas da FORSU (frazione organica RSU)
Distillati leggeri	Biogas da rifiuti non RSU
Gas di petrolio liquefatto (GPL)	Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili
Gas di raffineria	Biomasse solide
Gasolio	Oli vegetali grezzi
Nafta	CDR (Combustibile Derivato da Rifiuti) ^[1]
Olio combustibile	Rifiuti liquidi biodegradabili
Orimulsion	RSU / RSAU, rifiuti solidi urbani o assimilabili ^[1]
Petrolio grezzo	Altri combustibili, bioliquidi

^[1] il 50% è biodegradabile

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.

Di seguito sono riportate le tabelle con i fattori di emissione per i combustibili di origine fossile utilizzati per la produzione elettrica e pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2010, National Inventory Report 2010*, (Allegato 6).

Tabella 2.2a – Fattori di emissione medi del gas naturale.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ (con coefficiente di ossidazione 0,995)	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Gas Naturale (secco) IPCC '96	56,061	55,780	1,925	2,334
Gas Naturale, IPCC '06	56,100	-	-	-
media	54,100	-	-	-
minimo	58,100	-	-	-
massimo				
Fattori di emissione nazionali				
Gas Naturale, 1990	55,606	55,328	1,942	2,315
1995	55,702	55,423	1,961	2,319
2000	55,751	55,472	1,971	2,321
2001	55,699	55,421	1,960	2,319
2002	56,255	55,974	1,965	2,342
2003	55,874	55,594	1,961	2,326
2004	55,874	55,595	1,945	2,326
2005	55,869	55,590	1,944	2,326
2006	55,946	55,666	1,949	2,329
2007	55,917	55,637	1,947	2,328
2008	56,025	55,745	1,950	2,332
2008, pci 8190 kcal/m ³	57,196	56,910	1,950	2,381
2009	56,050	55,769	1,958	2,333
2009, pci 8190 kcal/m ³	57,419	57,132	1,958	2,390
2010	56,000	55,720	1,962	2,331
2010, pci 8190 kcal/m ³	57,532	57,244	1,962	2,395

Tabella 2.2b – Fattori di emissione medi dell'olio combustibile.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ (con coefficiente di ossidazione 0,99)	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Olio combustibile, IPCC, 1996	77,310	76,539	3,148	3,202
Olio combustibile, IPCC '06	77,400			
media	75,200			
minimo	79,600			
massimo				
Fattori di emissione nazionali				
Olio combustibile, 1990	77,339	76,565	3,111	3,203
1995	77,425	76,650	3,127	3,207
2000	76,665	75,898	3,124	3,176
2001	76,665	75,889	3,122	3,175
2002	76,709	75,942	3,125	3,177
2003	76,921	76,151	3,131	3,186
2004	76,939	76,170	3,132	3,187
2005	75,875	75,116	3,110	3,143
2006	75,952	75,193	3,111	3,146
2007	76,326	75,562	3,113	3,162
2008	76,393	75,629	3,111	3,164
2009	76,449	75,684	3,112	3,167
2010	76,424	75,660	3,110	3,166

Tabella 2.2c – Fattori di emissione medi del carbone.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
		(con coefficiente di ossidazione 0.98)		
Carbone sub-bituminoso, IPCC 1996	98,200	96,234	2,557	4,026
Altro carbone sub-bituminoso, IPCC 2006, media	94,600			
minimo	87,300			
massimo	102,500			
Fattori di emissione nazionali				
Carbone da vapore, 1990	96,512	94,582	2,502	3,960
1995	95,926	94,007	2,519	3,936
2000	93,312	91,446	2,404	3,826
2001	95,304	93,398	2,434	3,908
2002	94,727	92,832	2,423	3,884
2003	95,385	93,478	2,435	3,911
2004	95,382	93,474	2,430	3,911
2005	94,403	92,515	2,419	3,871
2006	94,630	92,737	2,368	3,880
2007	95,192	93,288	2,386	3,903
2008	93,775	91,900	2,242	3,845
2009	93,913	92,035	2,285	3,851
2010	93,781	91,905	2,290	3,845

Tabella 2.2d – Fattori di emissione medi dei gas di raffineria.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Fattori di emissione nazionali		(con coefficiente di ossidazione 0.995)		
Gas di raffineria, 1990-2004	62,392	62,080	3,117	2,597
2005	58,255	57,963	2,749	2,425
2006	56,969	56,889	2,619	2,373
2007	56,204	56,700	2,603	2,340
2008	58,187	57,896	2,691	2,422
2009	57,625	57,337	2,684	2,399
2010	57,796	57,331	2,710	2,406

Tabella 2.2e – Fattori di emissione medi dei gas di cokeria.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Fattori di emissione nazionali		(con coefficiente di ossidazione 0.995)		
Gas di cokeria, 1990-1999	47,200	46,964	0,835	1,965
2000-2004	42,111	41,900	0,802	1,753
2005	42,306	42,094	0,753	1,761
2006	43,267	43,051	0,750	1,801
2007	43,013	42,798	0,744	1,791
2008	43,139	42,924	0,743	1,796
2009	44,109	43,888	0,775	1,836
2010	42,171	41,960	0,734	1,756

Tabella 2.2f – Fattori di emissione medi dei gas di altoforno.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
	(stechiometrico)	(con coefficiente di ossidazione 0.995)		
Gas di altoforno, 1990-1999	243,220	242,004	0,780	10,125
2000-2004	270,575	269,222	0,948	11,264
2005	261,590	260,282	0,882	10,890
2006	257,939	256,650	0,862	10,738
2007	264,077	262,757	0,853	10,994
2008	259,115	257,819	0,846	10,787
2009	258,152	256,861	0,865	10,747
2010	260,483	259,181	0,860	10,844

Tabella 2.2g – Fattori di emissione medi dei gas di acciaieria a ossigeno.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
	(stechiometrico)	(con coefficiente di ossidazione 0.995)		
Gas di acciaieria, 1990-2004	195,086	194,111	1,495	8,122
2005	197,579	196,591	1,514	8,225
2006	202,372	201,360	1,551	8,425
2007	195,871	194,892	1,501	8,154
2008	196,465	195,483	1,273	8,179
2009	196,970	195,986	1,277	8,200
2010	197,029	196,044	1,217	8,202

Tabella 2.2h – Fattori di emissione medi dei gas di sintesi da processi di gassificazione

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
	(stechiometrico)				
Gas di sintesi, 1999-2004	96,800	1,000	96,800	0,895	4,050
2005	98,103	0,994	97,527	0,927	4,080
2006	98,566	0,994	97,958	1,032	4,099
2007	98,321	0,992	97,545	0,899	4,081
2008	98,860	0,992	98,085	0,961	4,104
2009	97,555	0,990	96,579	0,947	4,041
2010	101,930	0,990	100,911	0,902	4,222

Tabella 2.2i – Fattori di emissione medi dei gas residui di processi chimici

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
	(stechiometrico)				
Gas da processi chimici, 1990-2007	51,500	0,995	51,243	2,276	2,144
2008	51,308	0,995	51,052	2,485	2,136
2009	50,588	0,995	50,342	2,515	2,106
2010	50,425	0,996	50,209	2,527	2,101

Tabella 2.2j – *Fattori di emissione medi del coke di petrolio.*

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Coke di petrolio, 1990-2004	100,762	0,990	99,755	3,464	4,174
2005	92,955	0,998	92,787	3,169	3,882
2006	93,290	0,998	93,118	3,192	3,896
2007	93,428	0,998	93,244	3,188	3,901
2008	93,531	0,998	93,351	3,200	3,906
2009	93,722	0,991	92,881	3,177	3,886
2010	94,023	0,990	93,104	3,199	3,895

2.2 Analisi della decomposizione

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione elettrica del parco termoelettrico nazionale é dovuta a diversi fattori come la tecnologia di generazione elettrica, il combustibile fossile utilizzato, il contributo delle fonti rinnovabili e la domanda elettrica. Al fine di valutare il contributo relativo di tali componenti è stata effettuata una analisi della decomposizione. 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).

Come detto in precedenza 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 ed all'obiettivo dell'analisi considerando il modello concettuale che spieghi i fattori che ragionevolmente possono influenzare la variabile considerata. L'identità individuata nel presente studio è la seguente:

$$CO_2 = \sum_{i=1}^n \frac{CO_{2i}}{E.E_i} \times \frac{E.E_i}{E.E_F} \times \frac{E.E_F}{E.E_T} \times E.E_T \quad (1)$$

- 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 differenti 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 (1) l'emissione atmosferica può essere quindi decomposta nei diversi fattori, valutando 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. Siano a , b , c , d i fattori che contribuiscono alla variazione delle emissioni (E) in un intervallo temporale tra 0 ed t , allora la decomposizione può essere rappresentata come segue:

$$\Delta E = \frac{[\Delta a \cdot (b \cdot c \cdot d) + \Delta b \cdot (a \cdot c \cdot d) + \Delta c \cdot (a \cdot b \cdot d) + \Delta d \cdot (a \cdot b \cdot c)]}{n!} \quad (2)$$

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 RISULTATI E DISCUSSIONE

3.1 Produzione di energia elettrica ed emissioni di CO₂

I dati relativi al sistema elettrico (produzione, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. Nel periodo 1990-2011 la produzione lorda di energia elettrica nel periodo 1990-2011 è passata da 216,9 TWh a 302,6 TWh con un incremento del 39,5%. I consumi elettrici totali sono passati da 218,7 TWh a 313,8 TWh nello stesso periodo con un incremento del 43,5%. La quota di elettricità importata rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15,5 % con valori inferiori negli ultimi anni.

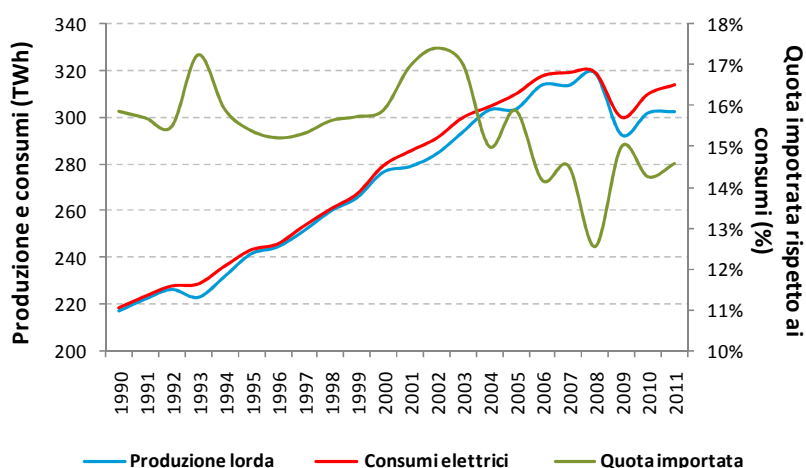


Figura 3.1 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica dal 1990 al 2011. E' riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi.

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa dei dati di produzione e consumo di energia elettrica. I dati 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 rispetto all'energia elettrica richiesta. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,4% del 1990 a 3,7% del 2011, mentre le perdite di rete rispetto all'energia richiesta passano da 7,0% a 6,2% nello stesso periodo (Figura 3.1).

Tabella 3.1 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica

Energia elettrica	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	GWh									
Produzione lorda	216.891	241.480	276.629	303.672	314.090	313.888	319.130	292.642	302.062	302.570
<i>apporti da pompaggio</i>	3,453	4,126	6,695	6,860	6,431	5,666	5,604	4,305	3,290	1,934
Energia destinata a servizi ausiliari	11.640	12.272	13.336	13.064	12.864	12.589	12.065	11.534	11.314	11.124
Produzione netta	205.251	229.208	263.293	290.608	301.226	301.299	307.065	281.108	290.748	291.446
Energia destinata ai pompaggi	4.782	5.626	9.129	9.319	8.752	7.654	7.618	5.798	4.454	2.539
Produzione destinata al consumo	200.469	223.582	254.164	281.289	292.474	293.645	299.447	275.310	286.294	288.907
Energia elettrica importata	34.655	37.427	44.347	49.155	44.985	46.283	40.034	44.959	44.160	45.732
Energia elettrica richiesta	235.124	261.009	298.511	330.444	337.459	339.928	339.481	320.269	330.454	334.640
Perdite di rete	16.424	17.552	19.203	20.626	19.926	20.976	20.444	20.352	20.570	20.848
Consumi elettrici	218.700	243.408	279.320	309.817	317.533	318.953	319.037	299.915	309.885	313.792

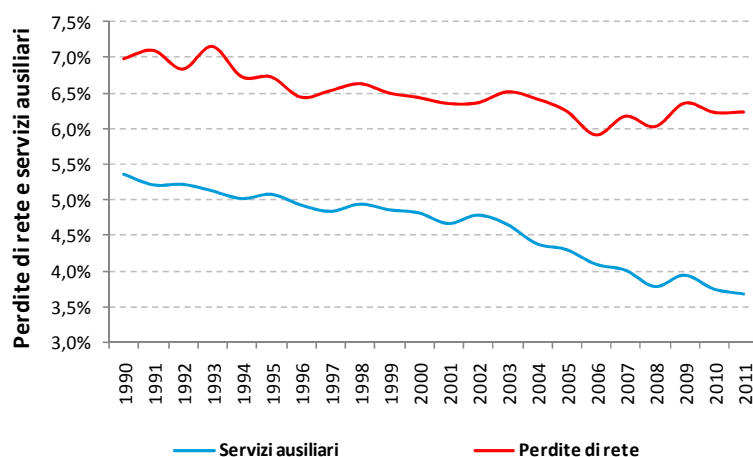


Figura 3.2 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all’energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica dal 1990 al 2010.

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti per il periodo dal 1990 al 2011.

Tabella 3.2 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	GWh									
Idroelettrica	35.079	41.907	50.900	42.927	43.425	38.481	47.227	53.443	54.407	47.757
Termoelettrica	178.590	196.123	220.455	253.073	262.165	265.764	261.328	226.638	231.248	228.507
Geotermica	3.222	3.436	4.705	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.376	5.654
Eolica e fotovoltaica	0	14	569	2.347	2.973	4.073	5.054	7.219	11.032	20.652
TOTALE	216.891	241.480	276.629	303.672	314.090	313.888	319.130	292.642	302.062	302.570

L’energia elettrica di origine termica rappresenta la quota prevalente della produzione elettrica nazionale. La percentuale media della produzione lorda dal 1990 al 2011 è pari all’ 80,0% con un andamento piuttosto variabile in relazione alle oscillazioni della produzione idroelettrica che incide mediamente per il 17,4% nel periodo 1990-2011. Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, mentre il contributo delle fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas – presentano una rapida crescita nell’ultimo decennio (Figura 3.3). La produzione di origine geotermica mostra un andamento in lieve crescita con una quota media pari a 1,7% della produzione elettrica lorda nazionale. La produzione di origine eolica e fotovoltaica mostra una crescita esponenziale arrivando a coprire il 6,8% della produzione nazionale del 2011.

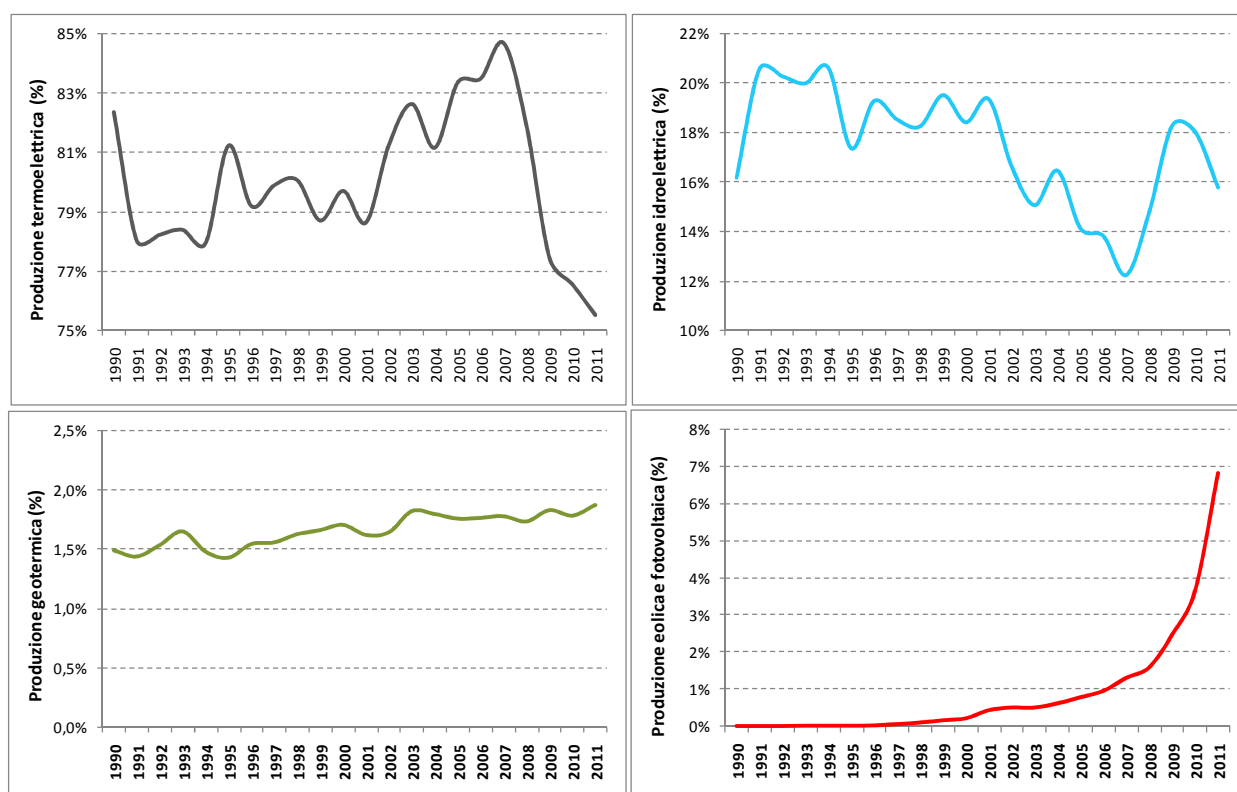


Figura 3.3 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti.

Nella tabella seguente è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili dal 1990 al 2011.

Tabella 3.3 – Produzione elettrica lorda per combustibile.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	GWh									
Solidi	32.042	24.122	26.272	43.606	44.207	44.112	43.074	39.745	39.734	44.726
Gas naturale	39.082	46.442	97.607	149.259	158.079	172.646	172.697	147.270	152.737	144.539
Gas derivati	3.552	3.443	4.252	5.837	6.251	5.645	5.543	3.701	4.731	5.442
Prodotti petroliferi	102.718	120.783	85.878	35.846	33.830	22.865	19.195	15.878	9.908	8.474
Altri combustibili	988	964	5.660	17.408	18.769	19.474	19.903	19.442	23.361	24.519
Totale da combustibili	178.382	195.754	219.669	251.956	261.137	264.743	260.412	226.036	230.471	228.507

La produzione totale di energia elettrica da fonti fossili rappresenta il 71,7% della generazione elettrica nazionale nel 2011 dopo aver toccato un picco del 82,6% nel 2006. Gli ‘altri combustibili’ rappresentano un gruppo estremamente eterogeneo di combustibili (Tabella 2.1) il cui contenuto energetico è rappresentato nel 2010 dal 44,7% da biogas e bioliquidi di diversa origine, biomasse, CDR e rifiuti biodegradabili, dal 41,6% da combustibili gassosi di sintesi o residui da processi chimici e per il restante 13,7% da rifiuti di diversa natura e da altri combustibili solidi.

Fino alla prima metà degli anni '90 i prodotti petroliferi, ed 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 ad una progressiva diminuzione dell'impiego di prodotti petroliferi nel settore termoelettrico e ad un contestuale incremento della quota di gas naturale. Nel mix di combustibili fossili un ruolo non irrilevante è ricoperto dal carbone che fornisce un contributo medio del 14,6% alla produzione dell'elettricità di origine termoelettrica nel periodo dal 1990 al 2011.

I combustibili utilizzati per la produzione elettrica sono caratterizzati da differente potenzialità di conversione in energia elettrica, in altre parole il contenuto energetico di ciascun combustibile è convertito in

energia elettrica con una efficienza che dipende sia dalle proprietà intrinseche del combustibile, principalmente dal potere calorifico, sia dalla tecnologia utilizzata per la produzione elettrica.

Il combustibile con il più elevato rendimento di elettricità, espresso in termini di rapporto tra energia elettrica lorda prodotta e contenuto energetico del combustibile, è il gas naturale seguito dai gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno e di cokeria).

Tabella 3.4 – *Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile).*

Combustibile	2001	2005	2010	2011
Solidi	0,383	0,369	0,380	0,385
Gas naturale	0,452	0,508	0,534	0,538
Gas derivati	0,410	0,394	0,398	0,403
Prodotti petroliferi	0,396	0,391	0,396	0,406
Altri combustibili	0,461	0,400	0,363	0,366
Totale da combustibili	0,420	0,448	0,468	0,468

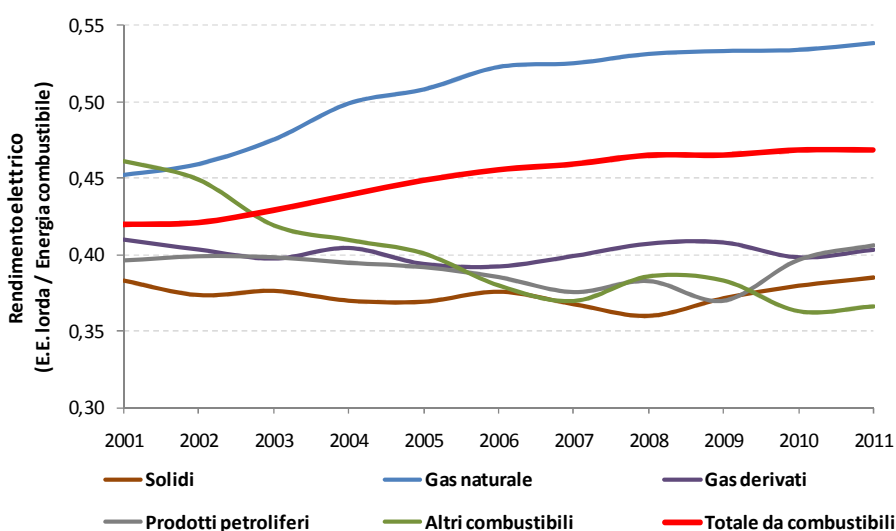


Figura 3.4 – *Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.*

La figura 3.4 mostra come la gran parte dei combustibili presentino rendimenti di conversione oscillanti intorno ad un valore medio o in diminuzione, soltanto il gas naturale ha una efficienza di conversione costantemente in crescita. D'altro canto si osserva una diminuzione dell'efficienza degli altri combustibili, dovuta essenzialmente all'aumento della quota dei rifiuti solidi urbani o assimilabili, caratterizzati da una bassa efficienza di conversione elettrica.

L'incremento dell'efficienza media di tutti i combustibili è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato la cui produzione netta di energia elettrica dal 2000 al 2011 è passata dal 20,6% al 67,7% dell'energia termoelettrica totale.

Un contributo rilevante all'incremento di efficienza della trasformazione elettrica è fornito anche dalla diffusione degli impianti a cogenerazione con produzione di energia elettrica e calore. La produzione elettrica lorda associata alla produzione di calore è passata dal 27,4% della produzione termoelettrica totale nel 2000 al 48,4% nel 2010, seguito nel 2011 da una flessione costituendo il 44,6%. Nel seguente grafico è possibile osservare che l'incremento di produzione elettrica nazionale è stato sostanzialmente soddisfatto da impianti che operano in cogenerazione. Gli impianti che producono solo energia elettrica mostrano infatti un andamento pressoché costante dal 1997 al 2008, successivamente si osserva una forte flessione dei consumi

elettrici ed una analoga flessione nella produzione degli impianti che non effettuano cogenerazione, mentre gli impianti che producono energia elettrica e calore mostrano un incremento della produzione fino al 2007 e successivamente una oscillazione con valori in lieve aumento (Figura 3.5).

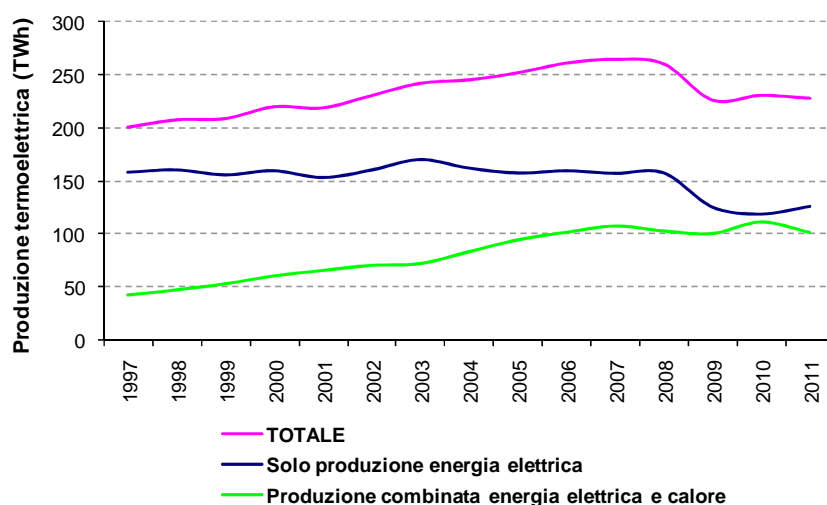


Figura 3.5 – Produzione lorda di energia elettrica per impianti che producono solo energia elettrica e per impianti cogenerativi di energia elettrica e calore.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 27,4% della produzione nazionale nel 2011 (Tabella 3.5).

Tabella 3.5 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi.

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GWh										
Idroelettrica	31.626	37.781	44.205	36.067	36.994	32.815	41.623	49.138	51.117	45.823
0 - 1 MW	-	1.411	1.550	1.526	1.521	1.416	1.770	1.961	2.245	2.190
1 - 10 MW	-	6.029	6.567	6.091	6.354	5.684	7.390	8.422	8.712	7.858
> 10 MW	-	30.341	36.088	28.451	29.119	25.715	32.464	38.755	40.160	35.775
Eolica	0	10	563,1	2.343	2.971	4.034	4.861	6.543	9.126	9.856
Fotovoltaica	-	4	6	4	2	39	193	677	1.906	10.796
Geotermica	3.222	3.436	4.705	5.325	5.527	5.569	5.520	5.342	5.376	5.654
Bioenergie	100	303	1.505	4.845	5.286	5.441	5.966	7.557	9.440	10.832
Solidi	-	200	938	3.647	3.950	3.994	4.302	4.444	4.308	4.730
Biogas	-	103	566	1.198	1.336	1.447	1.600	1.665	2.054	3.405
Bioliquidi	-	-	-	-	-	-	65	1.448	3.078	2.698
TOTALE	34.948	41.533	50.984	48.584	50.781	47.899	58.164	69.255	76.964	82.961

Negli ultimi anni risulta particolarmente evidente l'incremento della produzione di elettricità dal vento (da 5,6 a 9,9 TWh nel periodo 2000-2011), e dalle biomasse/rifiuti (da 1,5 a 10,8 TWh). Il contributo del fotovoltaico raggiunge il 3,6% della produzione elettrica (10,8 TWh nel 2011), negli ultimi anni si registra un considerevole incremento di tale fonte e nel 2011 la produzione elettrica da fotovoltaico è stata 5,7 volte superiore a quella del 2010. I dati consuntivi mensili pubblicati da TERNA (2012) mostrano che la produzione elettrica da fotovoltaico alla fine di ottobre 2012 è stata pari a 16,7 TWh, con un incremento dell'81,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Inoltre la produzione elettrica da energia eolica riferita allo stesso periodo ha superato la produzione annuale dell'anno precedente, attestandosi a poco meno di 10 TWh.

Complessivamente la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata del 62,7% dal 2000 al 2011 e nell'ultimo anno l'incremento è stato del 7,8% rispetto all'anno precedente. La produzione da fonte idroelettrica, tradizionalmente prevalente nel settore delle fonti rinnovabili, rappresenta nel 2011 il 55,2% della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

In Figura 3.6 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti dal 1990 al 2011. Dal 1990 risulta evidente un costante incremento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi. Inoltre a partire dal 2000 si nota la crescente quota degli altri combustibili non rinnovabili, costituiti in maniera sempre più rilevante dai rifiuti.

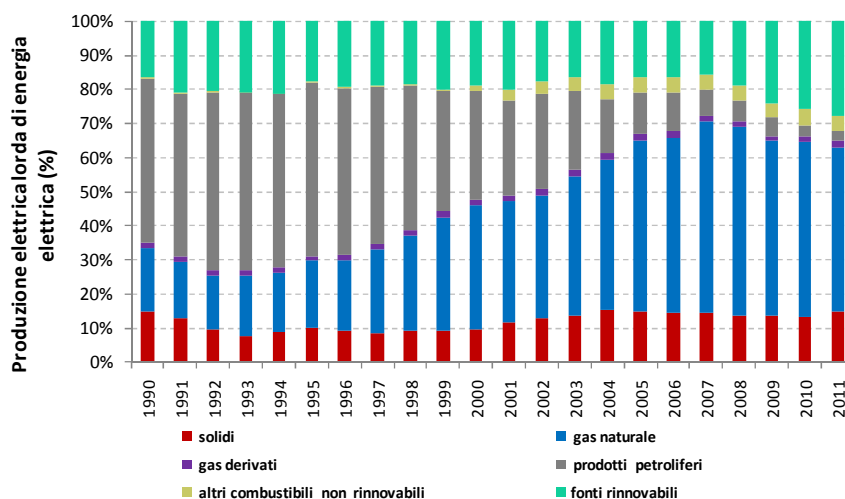


Figura 3.6 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte dal 1990 al 2011.

3.1.1 Potenza installata e produzione elettrica

L'andamento della produzione di energia elettrica rispetto alla potenza installata fornisce indicazioni circa l'effettiva attività dei diversi settori della generazione elettrica. In questa esposizione si distinguono il settore termoelettrico, ovvero impianti cogenerativi e non cogenerativi alimentati prevalentemente da combustibili fossili, ed il settore delle fonti rinnovabili. 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 diverse 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 dell'effettivo utilizzo di una particolare tipologia di impianti.

Nelle tabelle 3.6 e 3.7 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000 al 2011. 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 la produzione degli impianti che producono solo energia elettrica subisce un drastico calo a partire dal 2008. D'altro canto gli impianti che producono energia elettrica e calore mostrano un andamento della produzione elettrica oscillante intorno ad un valore medio. (Figura 3.7-3.8).

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 a 43,4 GW nel 2011 e rappresentano il 54,5% della potenza efficiente del settore termoelettrico. La produzione elettrica da tali impianti passa da 43,8 TWh nel 2000 a 149,0 TWh nel 2011 rappresentando il 65,4% della produzione lorda del settore termoelettrico.

Tabella 3.6 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	MW							
Solo produzione energia elettrica	44.118	46.349	48.863	51.849	54.497	52.261	53.965	55.862
a combustione interna (CI)	419	504	528	559	630	723	891	1.052
a turbine a gas (TG)	4.483	2.980	2.968	2.979	3.099	2.502	2.517	2.549
a vapore a condensazione (C)	37.540	24.084	23.736	23.288	23.354	21.884	21.803	21.557
a ciclo combinato (CC)	1.601	12.783	15.556	18.940	21.769	21.504	23.107	25.065
ripotenziato (RP)		5.758	5.758	5.758	5.318	5.318	5.318	5.318
turbo espansione (TE)	76	144	142	151	152	151	151	142
altro genere (V)		96	174	174	174	181	179	180
Produzione combinata energia elettrica e calore	12.218	18.297	19.487	20.391	21.522	24.409	24.376	23.849
a combustione interna (CIC)	425	633	704	763	825	1.115	1.420	1.817
a turbine a gas (TGC)	883	1.025	1.052	1.076	1.005	890	891,9	948
a ciclo combinato (CCC)	6.344	12.555	13.915	15.000	16.342	19.125	18.929	18.339
a vapore a contropressione (CPC)	2.021	1.888	1.765	1.605	1.579	1.496	1.301	1.260
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	2.545	2.196	2.051	1.948	1.772	1.782	1.833	1.486
TOTALE	56.337	64.646	68.350	72.240	76.019	76.670	78.341	79.711

Tabella 3.7 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	GWh							
Solo produzione energia elettrica	159.569	157.530	159.493	157.093	157.487	125.596	119.003	126.192
a combustione interna (CI)	1.195	1.603	1.718	1.730	1.886	2.463	3.047	3.674
a turbine a gas (TG)	12.384	856	688	565,8	622,2	500,6	356,8	252,6
a vapore a condensazione (C)	139.112	78.251	73.639	64.773	62.713	55.953	52.119	55.920
a ciclo combinato (CC)	6.878	58.702	65.250	78.037	86.795	64.558	62.568	65.985
ripotenziato (RP)	-	18.119	18.198	11.987	5.471	2.122	912	360
Produzione combinata energia elettrica e calore	60.100	94.427	101.644	107.650	102.925	100.439	111.468	101.509
a combustione interna (CIC)	1.361	2.259	2.561	2.731	3.012	3.835	5.597	7.014
a turbine a gas (TGC)	4.962	6.077	5.318	6.010	5.303	3.827	3.837	4.223
a ciclo combinato (CCC)	36.967	72.672	82.054	88.140	85.167	85.073	94.258	82.938
a vapore a contropressione (CPC)	6.117	5.343	4.383	4.088	3.616	2.666	2.417	2.161
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	10.694	8.076	7.328	6.682	5.826	5.038	5.359	5.173
TOTALE	219.669	251.957	261.137	264.743	260.412	226.036	230.471	227.700

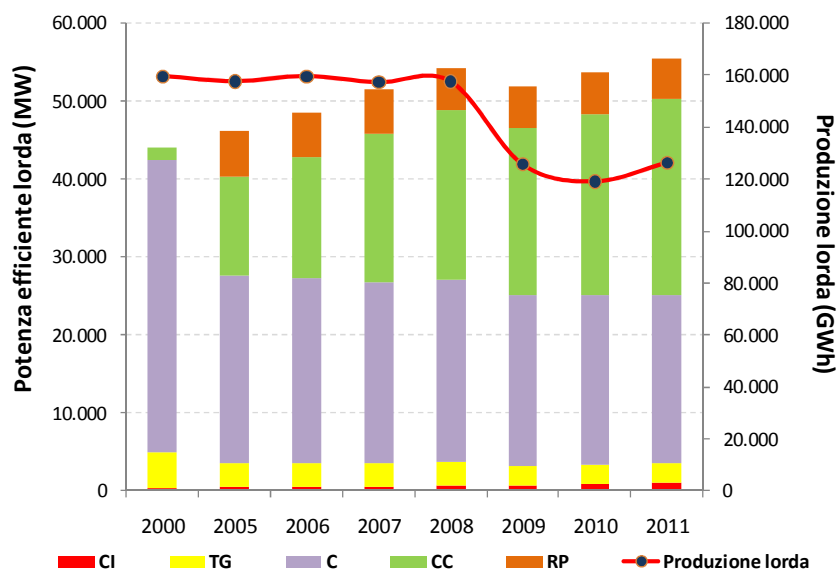


Figura 3.7 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

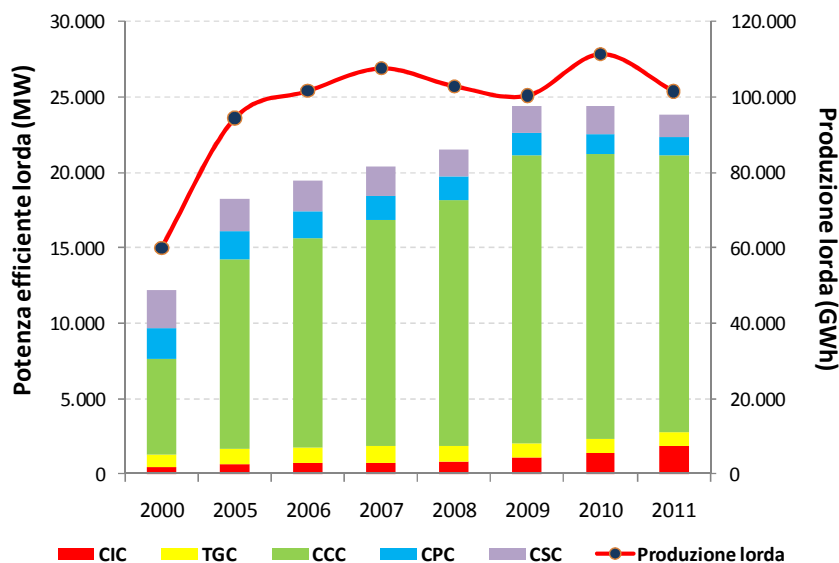


Figura 3.8 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a contropressione; CSC = a vapore a condensazione con spillamento.

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da fonti rinnovabili si osserva come i diversi meccanismi di incentivazione della produzione elettrica da tali fonti abbiano fornito un notevole impulso al settore. A partire dal 2000 si ha un significativo incremento della capacità installata (Tabella 3.8). Nel 2010 la potenza efficiente lorda è stata di 30,3 GW con un incremento dell'14,2% (3,8 GW) rispetto all'anno precedente, seguita nel 2011 da un incremento del 36,7% con una capacità installata aggiuntiva di 11,1 GW rispetto al 2010. Particolarmente rapido è lo sviluppo del fotovoltaico, passato da 6,3 MW del 2000 a 12,8 GW del

2011, e dell'eolico, da 0,4 GW del 2000 a 6,9 GW del 2011. Complessivamente la potenza efficiente lorda installata nel 2011 presenta un incremento del 125,9% rispetto al 2000.

Tabella 3.8 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile.

Fonte energetica	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	MW							
Idroelettrica	16.641	17.326	17.412	17.458	17.623	17.721	17.876	18.092
0 - 1 MW	373	419	427	437	450	466	523	568
1 - 10 MW	1.824	1.986	2.040	2.086	2.156	2.190	2.210	2.328
> 10 MW	14.444	14.920	14.944	14.936	15.018	15.066	15.142	15.196
Eolica	363	1.639	1.908	2.714	3.538	4.898	5.814	6.936
Fotovoltaica	6	7	7	87	432	1.142	3.470	12.773
Geotermica	627	711	711	711	711	737	772	772
Bioenergie	685	1.195	1.256	1.337	1.555	2.019	2.352	2.825
Solo prod. di en. elettrica	286	576	690	791	940	1.249	1.427	1.661
Solidi	133	352	446	512	549	706	678	741
Biogas	153	224	243	278	289	280	342	418
Bioliquidi	-	-	-	-	103	263	407	502
Prod. comb. en. elettrica e calore	399	619	566	545	615	769	924	1.164
Solidi	372	559	499	477	519	549	565	547
Biogas	27	60	67	69	77	98	166	355
Bioliquidi	-	-	-	-	19	45	194	261
TOTALE	18.323	20.878	21.294	22.307	23.859	26.517	30.284	41.399

Nella figura 3.9 seguente grafico è evidente come la produzione elettrica mostri un andamento sostanzialmente parallelo a quello della potenza installata.

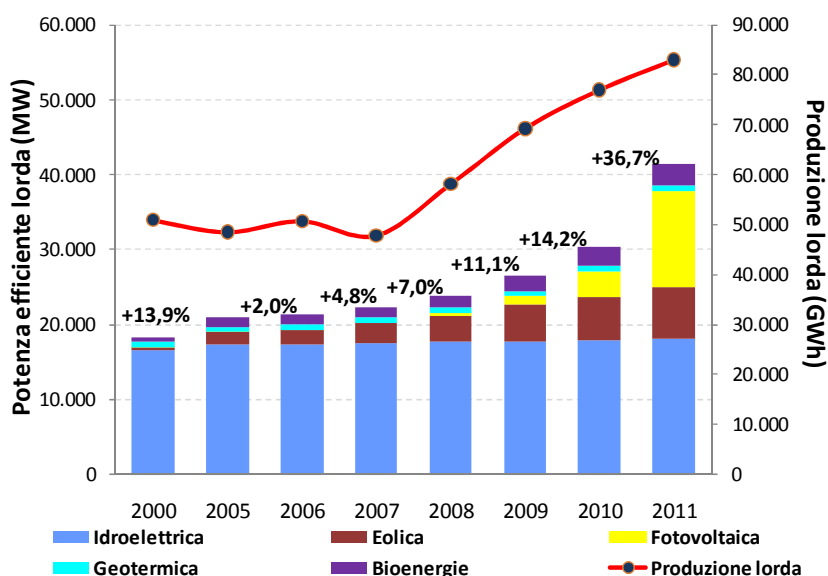


Figura 3.9 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. E' inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

3.1.2 Relazione tra produzione elettrica e PIL

La produzione di energia elettrica nazionale è strettamente correlata alle attività economiche del paese. Nel seguente grafico è illustrata la correlazione tra prodotto interno lordo e produzione elettrica lorda.

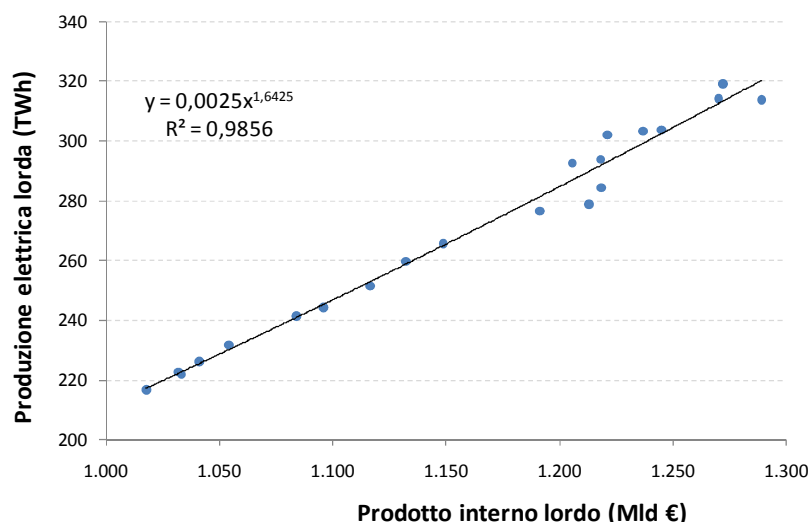


Figura 3.10 – Correlazione tra Prodotto interno lordo (valori concatenati - anno 2000) e produzione elettrica lorda nazionale.

Con alti valori del PIL, e quindi in anni recenti, la correlazione diviene non lineare e mostra un disaccoppiamento tra le due variabili reso evidente dal successivo grafico. Il tasso di crescita della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di crescita dei consumi elettrici rispetto all'anno 1990 mostrano una velocità maggiore rispetto al tasso di crescita del prodotto interno lordo. Tale andamento è dovuto ad un incremento dei consumi di energia elettrica nel settore domestico, non associato alla produzione economica, e ad un forte incremento, fino al 2008, dei consumi nel settore terziario, caratterizzato da tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica divergenti (Figura 3.12) e quindi da un crescente indice di intensità energetica (consumi di energia elettrica / valore aggiunto). Il settore industria, d'altra parte, mostra un andamento parallelo dei tassi di crescita del valore aggiunto e del consumo di energia elettrica e un indice di intensità energetica pressoché costante.

Con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nel settore dell'industria ed una stabilità nel settore domestico e nel terziario nonostante una diminuzione del valore aggiunto settoriale (Tabella 3.9).

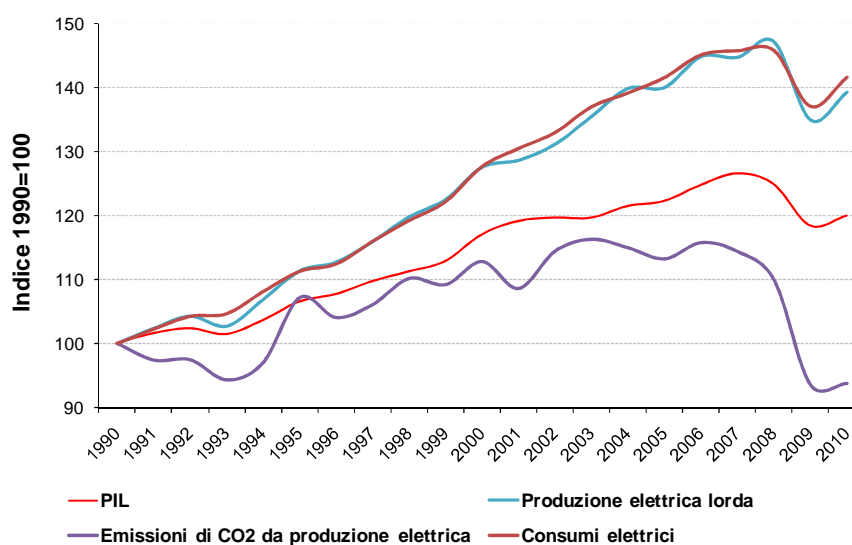


Figura 3.11 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1990 (1990 = 100).

Nella figura 3.11 è inoltre evidente il disaccoppiamento tra prodotto interno lordo ed emissioni di CO₂ da produzione elettrica, dovuto sia all'incremento di efficienza del sistema elettrico sia alla crescente quota di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il disaccoppiamento è particolarmente accentuato negli ultimi anni.

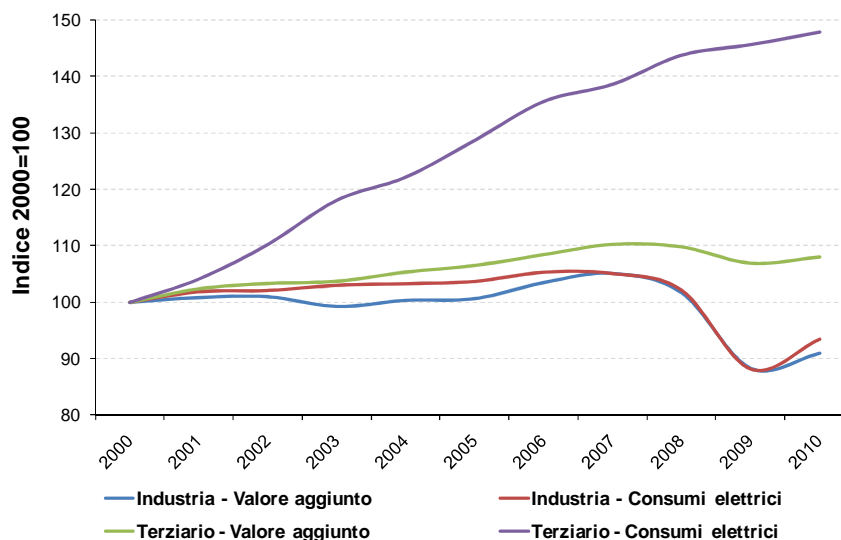


Figura 3.12 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Terziario (2000 = 100).

Tabella 3.9 – Consumi di energia elettrica per settore.

Settore	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	GWh							
Agricoltura	4.907	5.364	5.504	5.659	5.670	5.650	5.610	5.907
Industria	148.192	153.727	156.151	155.804	151.367	130.506	138.439	140.040
Terziario	65.109	83.793	88.277	90.269	93.612	94.835	96.285	97.705
Domestico	61.112	66.933	67.603	67.220	68.389	68.924	69.551	70.140
Totale	279.320	309.817	317.533	318.952	319.037	299.915	309.885	313.792

3.2 Emissioni di CO₂ da produzione elettrica

La quantità CO₂ atmosferica emessa nel 2010 in seguito alla produzione di energia elettrica è stata di 118,4 Mt, pari al 27,8% delle emissioni nazionali di anidride carbonica (426,1 Mt CO₂) e 23,6% delle emissioni di gas serra, pari a 501,3 Mt CO_{2eq} (ISPRA, 2012). Gli impianti termoelettrici costituiscono la principale sorgente emissiva del settore delle industrie energetiche che, ai fini dell'Inventario Nazionale delle Emissioni, comprende anche le raffinerie e le cokerie; nello stesso settore sono inoltre comprese le emissioni fuggitive. Le emissioni fuggitive sono dovute alle perdite di metano dalle reti di distribuzione, dai campi di coltivazione degli idrocarburi e dallo stoccaggio di combustibili fossili. Nel 2010 il settore delle industrie energetiche ha emesso 135,0 Mt CO₂. Va tuttavia precisato che le emissioni atmosferiche da generazione elettrica comprese nel settore sono relative all'energia elettrica direttamente immessa in rete, mentre le emissioni dovute alla produzione di energia elettrica destinata all'autoconsumo, pari a 11,2 Mt CO₂, sono annoverate nei settori di appartenenza delle rispettive attività (raffinerie, cokerie e acciaierie, industrie manifatturiere e altro). Inoltre una quota significativa dell'elettricità prodotta dall'incenerimento dei rifiuti è riportata nel settore dei servizi.

La figura 3.13 mostra il confronto tra le emissioni di anidride carbonica originate dai diversi settori nel 1990 e nel 2010.

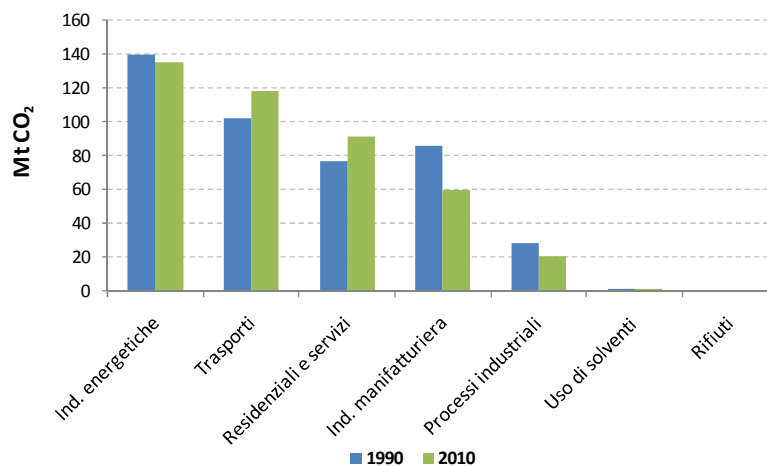


Figura 3.13 – Emissioni di gas serra per settore nel 2010 e nel 1990.

Nel 2010 in seguito alla generazione di energia elettrica viene emessa in atmosfera una quantità di CO₂ confrontabile con le emissioni di CO₂ provenienti dal settore dei trasporti (118,0 Mt CO₂). Le caratteristiche delle sorgenti emissive dei due settori consentono una maggiore potenzialità di riduzione delle emissioni per il settore elettrico rispetto al settore dei trasporti. Il settore elettrico è infatti caratterizzato da poche decine di sorgenti fisse di grandi dimensioni, mentre il settore dei trasporti è caratterizzato da milioni di sorgenti mobili di piccole dimensioni. Nel periodo dal 1990 al 2010 il settore delle industrie energetiche mostrano una riduzione delle emissioni di CO₂ (-3,5%), mentre nel settore dei trasporti si osserva una considerevole crescita delle emissioni (+15,3%).

Come visto in precedenza la produzione di energia elettrica da fonti fossili rappresenta il 73,2% della generazione elettrica nazionale nel 2010. 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 dal settore elettrico. Nel 1995 la quota emissiva da prodotti petroliferi ammontava al 60,3% delle emissioni per la generazione termoelettrica. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 5,6% delle emissioni del settore termoelettrico nel 2010 (Tabella 3.10).

Tabella 3.10 – Emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica per combustibile dal 1990.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Mt CO ₂								
Solidi	28,5	21,1	23,2	39,3	39,3	40,3	39,6	35,5	34,7
Gas naturale	18,9	22,1	43,4	58,8	60,6	65,9	65,2	55,5	57,4
Gas derivati	6,7	6,5	8,6	11,0	11,7	10,1	9,4	5,9	7,9
Prodotti petroliferi	70,1	81,7	58,2	24,6	23,6	16,3	13,6	11,5	6,6
Altri combustibili	2,1	4,0	9,2	9,4	11,2	12,0	11,3	8,8	11,9
Totale	126,4	135,4	142,6	143,2	146,4	144,6	139,0	118,1	118,4

Le emissioni atmosferiche dovute al gas naturale mostrano un notevole incremento dal 1990 in ragione dell'aumento del consumo di tale risorsa fossile. La quota di CO₂ emessa per combustione di gas naturale passa infatti dal 15,0% nel 1990 al 48,5% nel 2010. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone, ha visto una consistente riduzione dal 1990, quando rappresentava poco più di un quinto delle emissioni del settore termoelettrico (22,6%), fino al 2000, quando la quota era pari al 16,2%. Successivamente è stato osservato un costante incremento della quota di emissioni da combustibili solidi e nel 2010 rappresenta il 29,3% delle emissioni atmosferiche del settore.

Nella Figura 3.14 viene rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

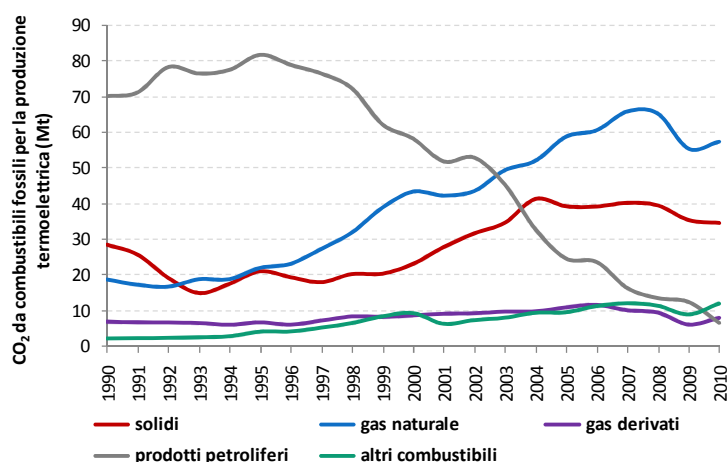


Figura 3.14 – Andamento delle emissioni da produzione termoelettrica per combustibile dal 1990 al 2010.

3.2.1 Fattori di emissione di CO₂ per la produzione ed il consumo di energia elettrica

In Tabella 3.11 sono riportati i fattori di emissione specifici per le diverse tipologie di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche nazionali. I gas derivati presentano i fattori di emissione più elevati tra i combustibili fossili, seguiti dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi; il gas naturale mostra i fattori di emissione più bassi, mentre per gli altri combustibili si osserva una rapida diminuzione del fattore di emissione successivamente al 2000.

Tabella 3.11 – Fattori di emissione di anidride carbonica da produzione termoelettrica lorda per combustibile.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	gCO₂/kWh lorda								
Solidi	890,4	874,3	881,4	901,8	888,3	913,2	918,6	892,7	872,2
Gas naturale	483,4	476,2	445,0	394,0	383,4	381,5	377,8	376,6	375,8
Gas derivati	1.900,0	1.898,7	2.024,8	1.877,6	1.866,4	1.796,3	1.695,1	1.596,4	1.662,6
Prodotti petroliferi	682,5	676,5	678,0	686,6	698,8	715,0	704,0	783,8	667,1
Altri combustibili ^[1]	2.106,0	4.145,3	1.625,0	542,7	596,0	614,9	566,8	454,2	509,1
Altri combustibili ^[2]	2.343,2	6.044,6	2.213,4	752,1	829,7	853,3	809,4	743,0	854,3
Totale termoelettrico^[1]	708,4	691,9	649,2	568,2	560,5	546,2	533,8	522,6	513,8
Totale termoelettrico^[2]	708,7	693,0	653,7	579,3	572,1	557,7	546,3	540,7	535,7

^[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 presenta una costante diminuzione dal 1990 al 2010, con valori che vanno da 708,4 g CO₂/kWh a 513,8 g CO₂/kWh. La diminuzione del fattore di emissione è dovuta principalmente al costante incremento della quota di gas naturale nella produzione termoelettrica ed alla continua diminuzione del fattore di emissione specifico per il gas naturale, diminuzione 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 2010 contribuiscono per il 4,1% della produzione termoelettrica, mentre nel 1990 il contributo era dello 0,05% e nel 2000 dello 0,7%. 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 rifiuti solidi urbani o assimilabili utilizzati per la produzione elettrica.

In figura 3.15 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 e per i prodotti petroliferi si osserva una sostanziale covariazione dei due parametri, mentre per il gas naturale, i gas derivati e gli altri combustibili si osserva un incremento maggiore per la produzione elettrica rispetto all'incremento osservato per le emissioni di CO₂. Per i combustibili che hanno un incremento della produzione elettrica a parità di emissioni di anidride carbonica si registra un disaccoppiamento dei 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 2010 è 4,14 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale e i gas derivati il fattore di disaccoppiamento è rispettivamente 1,29 ed 1,14. Il combustibile solido e i prodotti petroliferi presentano un disaccoppiamento pressoché nullo tra energia prodotta ed emissioni atmosferiche, con un fattore uguale ad 1,02 per entrambi nel 2010. Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,38.

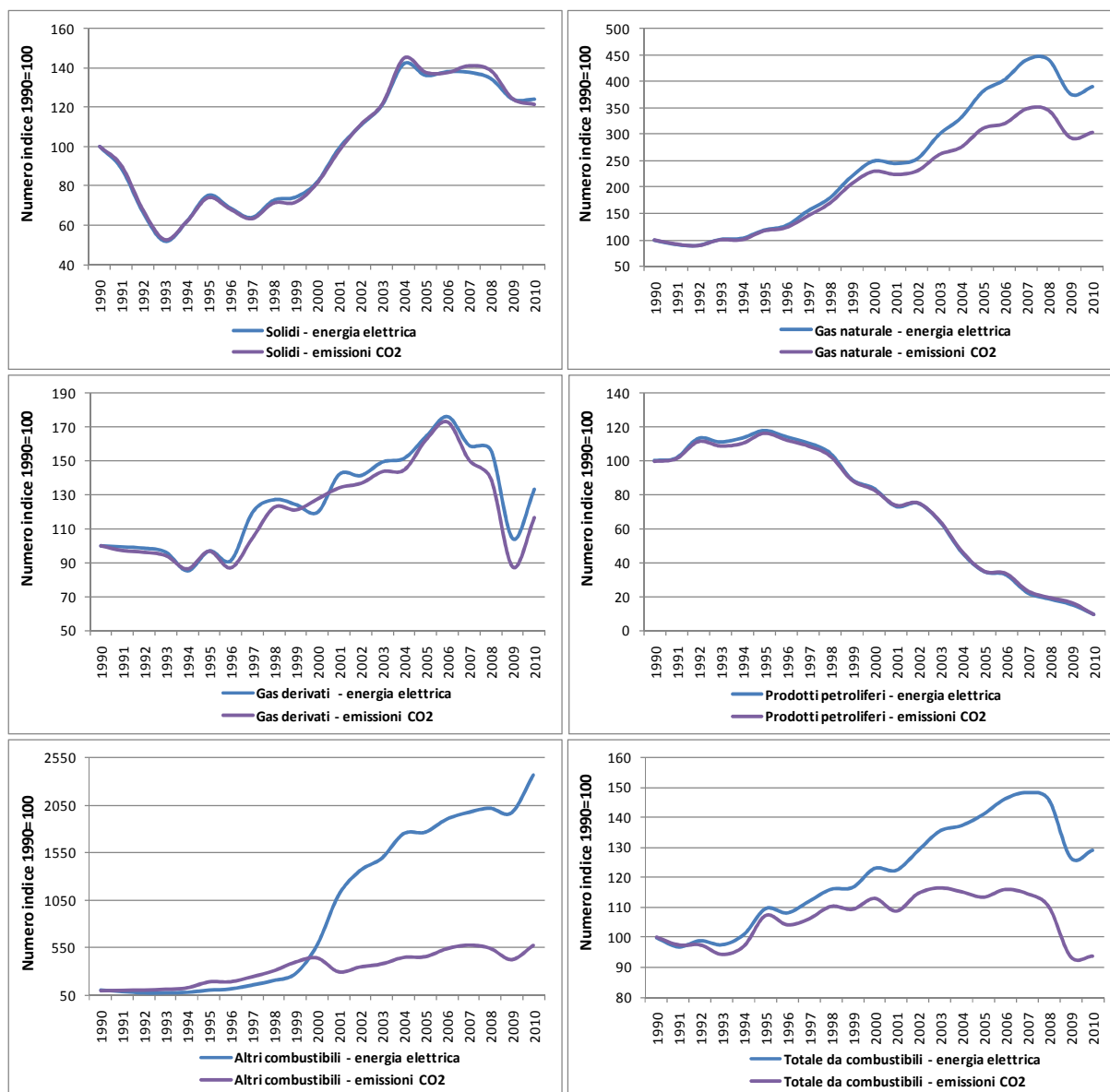


Figura 3.15 - *Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).*

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 di origine termoelettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2003 con un incremento del 16,4% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso anno un incremento del 35,6% rispetto al 1990. Negli anni 2008-2009, in seguito alla contrazione del sistema economico innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂, seguita da una lieve ripresa nel 2010. Le emissioni del settore termoelettrico nel 2010 sono diminuite del 6,3% rispetto al 1990, a fronte di un incremento della produzione elettrica di origine fossile del 29,2% nello stesso periodo.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 al 2010 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. La quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi elettrici nazionali (309,9 TWh) passa dal 15,8% del 1990 al 14,3% del 2010, mentre le perdite di rete diminuiscono da 7,5% a 6,6% dei consumi nazionali nello stesso periodo.

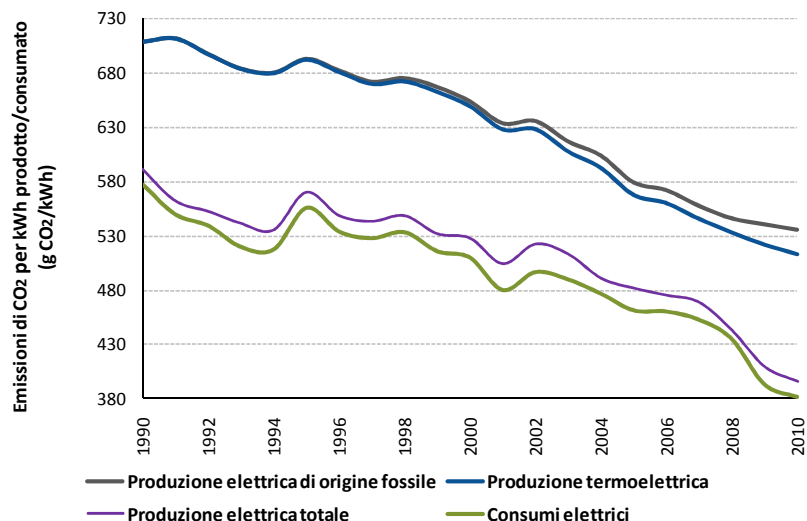


Figura 3.16 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/kWh).

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 3.12). Il fattore di emissione relativo al 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 2010 pari a 85,2 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica di 7,9 Mt.

Tabella 3.12 – Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici

Anno	Produzione elettrica lorda di origine fossile	Produzione termoelettrica lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Consumi elettrici
	g CO ₂ /kWh			
1990	708,7	708,4	592,0	577,8
1995	693,0	691,9	570,7	556,5
2000	653,7	649,2	528,4	510,6
2005	579,3	568,2	482,3	462,0
2006	572,1	560,5	475,8	461,0
2007	557,7	546,2	469,2	453,4
2008	546,3	533,8	443,3	435,7
2009	540,7	522,6	409,7	393,9
2010	535,7	513,8	396,3	382,1

¹ comprensiva della quota di elettricità prodotta da bioenergie

² al netto degli apporti da pompaggio

3.2.2 Analisi della decomposizione

L'analisi di decomposizione effettuata con la metodologia SDA descritta nel primo capitolo e nel paragrafo 2.2, consente di caratterizzare il ruolo di diversi fattori nella variazione delle emissioni atmosferiche. 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 3.17).

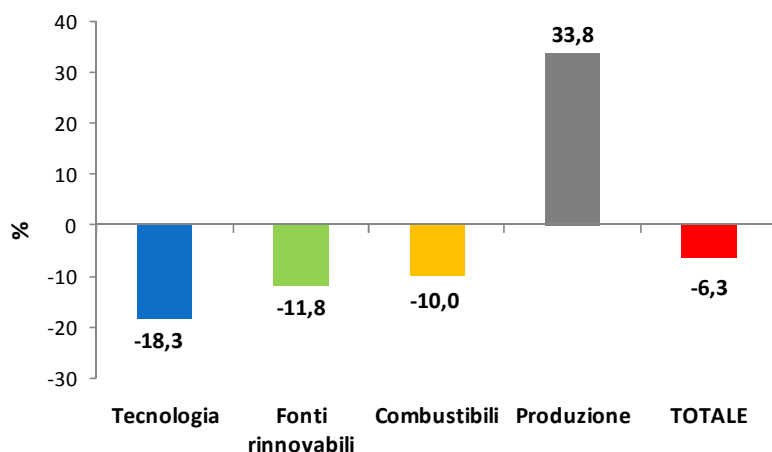


Figura 3.17 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2010. Sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 18,3%, 11,8% e 10,0%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 33,8%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel 2010 del 6,3% rispetto alle emissioni osservate nel 1990. In altre parole la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2010 sarebbe stata di 23,1 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla composizione di combustibili sarebbe stata di 12,6 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al 1990 avrebbe determinato una riduzione di 15,0 MtCO₂. Tali effetti di riduzione delle emissioni sono “compensati” da un aumento netto della produzione di energia elettrica che avrebbe determinato un incremento delle emissioni atmosferiche di 42,7 MtCO₂ in assenza del contributo degli altri fattori. Considerando le singole tipologie di combustibili la riduzione della quota di prodotti petroliferi rappresenta il maggior contributo alla diminuzione delle emissioni atmosferiche (Tabella 3.13).

Tabella 3.13 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche. Sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2010 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	-0.52	-2.93	0.01	8.30	4.85
Gas naturale	-7.94	-3.62	32.09	9.94	30.47
Gas derivati	-0.78	-0.68	0.42	1.93	0.88
Prodotti petroliferi	-0.74	-3.71	-56.99	11.19	-50.25
Altri combustibili ^[1]	-8.29	-0.89	14.50	2.45	7.77
Totale	-18.26	-11.84	-9.98	33.80	-6.28

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

In Figura 3.18 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990 al 2010. I dati relativi al fattore tecnologico mostrano che la maggiore riduzione delle emissioni atmosferiche si registra nel periodo dal 2000 al 2001. In questi 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. Solo dal 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 (Tabella 3.14).

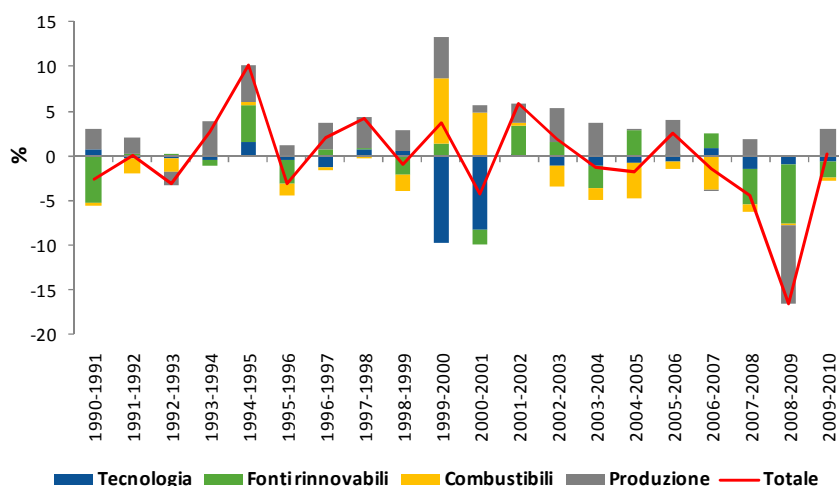


Figura 3.18 - Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali nel periodo 1990-2010. Per ogni intervallo annuale sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rappresenta la variazione totale osservata.

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che il dato relativo al periodo 2007-2010 risente della crisi economica che ha ridotto drasticamente i consumi di combustibili fossili. Inoltre, la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili determina un incremento del peso relativo di tali fonti che è influenzato da fattori congiunturali. Ad ogni modo il contributo di ogni unità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto al 1990 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.

Tabella 3.14 – Sono riportate le variazioni percentuali rispetto al 1990 delle emissioni atmosferiche nei periodi indicati per i quattro fattori.

Combustibili	1990-1995	1995-2000	2000-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010
	t CO ₂							
Tecnologia								
Solidi	-0,36	0,14	0,56	-0,47	0,87	0,19	-0,85	-0,65
Gas naturale	-0,25	-1,76	-4,95	-1,29	-0,25	-0,51	-0,15	-0,10
Gas derivati	-0,00	0,38	-0,59	-0,05	-0,33	-0,45	-0,36	0,22
Prodotti petroliferi	-0,53	0,12	0,43	0,34	0,36	-0,18	1,11	-1,19
Altri combustibili ^[1]	2,28	-7,13	-9,49	0,80	0,26	-0,49	-0,68	1,14
Totale Tecnologia	1,15	-8,24	-14,03	-0,67	0,91	-1,44	-0,93	-0,58
FER								
Solidi	-0,30	-0,45	0,77	0,03	0,44	-1,12	-1,95	-0,56
Gas naturale	-0,25	-0,67	1,27	0,05	0,70	-1,84	-3,13	-0,90
Gas derivati	-0,08	-0,16	0,24	0,01	0,12	-0,27	-0,39	-0,11
Prodotti petroliferi	-0,93	-1,45	1,05	0,02	0,22	-0,42	-0,68	-0,15
Altri combustibili ^[1]	-0,04	-0,18	0,28	0,01	0,13	-0,33	-0,52	-0,16
Totale FER	-1,60	-2,91	3,60	0,12	1,62	-3,98	-6,68	-1,88
Combustibili								
Solidi	-7,35	-0,43	9,20	-0,66	-0,49	-0,16	2,14	-0,33
Gas naturale	1,31	15,81	12,07	1,07	3,74	1,00	-0,33	1,11
Gas derivati	-0,65	0,60	1,48	0,30	-0,99	0,00	-1,49	1,27
Prodotti petroliferi	4,20	-24,88	-31,21	-1,77	-6,35	-1,84	-0,38	-3,51
Altri combustibili ^[1]	-1,00	10,50	8,59	0,29	0,24	0,11	-0,05	1,19
Totale Combustibili	-3,49	1,61	0,12	-0,76	-3,85	-0,88	-0,12	-0,28
Produzione elettrica								
Solidi	2,13	2,38	2,27	1,05	-0,02	0,52	-2,57	0,88
Gas naturale	1,74	3,49	3,77	1,59	-0,03	0,86	-4,13	1,41
Gas derivati	0,57	0,81	0,72	0,30	-0,01	0,13	-0,52	0,17
Prodotti petroliferi	6,44	7,62	3,14	0,64	-0,01	0,20	-0,89	0,24
Altri combustibili ^[1]	0,27	0,92	0,82	0,27	-0,01	0,15	-0,69	0,26
Totale Produzione el.	11,14	15,22	10,73	3,86	-0,07	1,86	-8,80	2,96
TOTALE	7,20	5,67	0,42	2,55	-1,40	-4,44	-16,52	0,23

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

Dai risultati osservati si può concludere quindi che nel periodo 1990-2010 la riduzione delle emissioni atmosferiche sia prevalentemente dovuta all'incremento dell'efficienza della trasformazione elettrica nel settore termoelettrico, soprattutto in relazione all'entrata in esercizio degli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale ed all'incremento della quota di rifiuti utilizzati per la generazione elettrica. Sebbene nel periodo esaminato il contributo del fattore tecnologico sia stato complessivamente superiore al contributo delle fonti rinnovabili, la variazione annuale dei fattori di emissione per combustibile negli ultimi anni (Tabella 3.11) mostra un margine di riduzione delle emissioni sempre minore da parte del gas naturale che rappresenta il principale combustibile fossile del parco termoelettrico (69% dell'energia di origine fossile). In relazione ai combustibili fossili è evidente che un ulteriore incremento della quota di gas naturale da un lato può comportare benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni, dall'altro lato può rappresentare un fattore di fragilità del sistema elettrico nazionale per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti. Negli ultimi anni diventa pertanto evidente che un contributo significativo alla riduzione delle emissioni atmosferiche in rapporto alla produzione elettrica può venire soltanto dall'incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili e dalla riduzione dei consumi elettrici, ovvero da un incremento dell'efficienza per quel che concerne gli usi finali dell'energia elettrica.

CONCLUSIONI

Lo scopo principale di questo lavoro è l'analisi della variazione delle emissioni di CO₂ dovute alla generazione elettrica nel periodo 1990-2010 attraverso la decomposizione dei fattori determinanti. Sono state valutate due diverse metodologie di decomposizione riportate in letteratura (*Structural decomposition analysis* e *Index Decomposition Analysis*) ed una di esse è stata applicata ai dati aggregati del settore elettrico. I principali risultati possono essere sintetizzati come segue:

- le emissioni di CO₂ sono diminuite da 126,4 Mt nel 1990 a 118,4 Mt nel 2010, mentre la produzione lorda di energia elettrica è aumentata nello stesso periodo da 216,9 TWh a 302,1 TWh; pertanto i fattori di emissione di CO₂ per la generazione di energia elettrica mostrano una rapida diminuzione nel periodo 1990-2010;
- l'analisi della decomposizione mostra che l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico ha avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂ nel periodo considerato, seguito dall'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e dall'impiego di combustibili fossili a minore contenuto di carbonio;
- la decomposizione anno per anno della variazione delle emissioni di CO₂ mostra che negli ultimi anni il fattore dominante è rappresentato dall'incremento della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili e che queste fonti hanno il maggior potenziale di riduzione nei prossimi anni.

I fattori di emissione nel settore della generazione e del consumo di energia elettrica sono indispensabili per la programmazione ed il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgono il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale ed 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 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 2010, il risparmio di un kWh a livello di utenza consente di evitare l'emissione in atmosfera di un quantitativo di CO₂ pari al rispettivo fattore di emissione nazionale, ovvero 382,1 g, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 535,7 g CO₂. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

BIBLIOGRAFIA

- 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.
- European Commission, 2011. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. COM(2011) 112.
- EMEP/CORINAIR, 2007. *Emission Inventory Guidebook – 2007*, Technical report No 16/2007.
- ENEL, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- GSE, 2010. *Rapporto statistico 2010. Impianti a fonti rinnovabili*.
- Hoekstra R., van der Bergh J.J.C.J.M., 2003. *Comparing structural and index decomposition analysis*. Energy Economics 25, 39–64.
- IPCC, 2007[a]. *Technical Summary*. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC, 2007[b]. *Technical Summary*. In: *Climate Change 2007: Mitigation*. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. B. Metz, O. R. Davidson, P. R. Bosch, R. Dave, L. A. Meyer (eds), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- ISPRA, 2011. *Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂. Fonti rinnovabili e impianti soggetti a ETS*.
- ISPRA, 2012. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2009. National Inventory Report 2012*.
- ISTAT, 2011. *Conti economici nazionali. Anni 1970-2010*.
- ISTAT, 2011. *Conti economici regionali. Anni 1995-2009*.
- 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, *BPT - Bollettino petrolifero trimestrale*, vari anni.
- 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, 2012. *Rapporto mensile sul sistema elettrico - Consuntivo ottobre 2012*.
- TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- Wood R., 2009. *Structural decomposition analysis of Australia's greenhouse gas emissions*. Energy Policy 37, 4943–4948.
- Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. Energy policy. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.013>

