



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico



RAPPORTI



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico

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.

ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma

www.isprambiente.gov.it

© ISPRA, Rapporti 212/15

ISBN ISBN 978-88-448-0695-8

Riproduzione autorizzata citando la fonte

Elaborazione grafica

Grafica di copertina: Franco Iozzoli

Foto di copertina: Paolo Orlandi e Renato Lago

ISPRA – Servizio Comunicazione

Coordinamento editoriale:

Daria Mazzella

ISPRA – Settore Editoria

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

Autori

Antonio Caputo (Cap. 1, 3), Cristina Sarti (Cap. 2)

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.gov.it

*“I sing the body electric,
The armies of those I love engirth me and I
engirth them,
They will not let me off till I go with them,
respond to them,
And discorrupt them, and charge them full
with the charge of the soul.”*

Walt Whitman, *Leaves of Grass*.

INDICE

Riassunto / Abstract	6
Introduzione	7
1 Produzione di energia elettrica e emissioni di CO ₂	8
1.1 Produzione di energia elettrica	8
1.1.1 <i>Potenza installata e produzione elettrica</i>	14
2 Promozione di energia da fonti rinnovabili	19
2.1 Il quadro nazionale	19
2.2 Il Solare fotovoltaico	28
2.2.1 <i>Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia</i>	28
2.3 La biomassa	32
2.3.1 <i>Potenza e numerosità degli impianti a biomassa in Italia</i>	33
2.4 L'eolico	37
2.4.1 <i>Potenza e numerosità degli impianti eolici in Italia</i>	38
2.5 L'idroelettrico	41
2.5.1 <i>Potenza e numerosità degli impianti idroelettrici in Italia</i>	42
2.6 Il geotermoelettrico	45
2.6.1 <i>Potenza e numerosità degli geotermici in Italia</i>	46
3 Fattori di emissione dei combustibili	47
3.1 Emissioni di CO ₂ da produzione elettrica	53
3.1.1 <i>Fattori di emissione di CO₂ per la produzione ed il consumo di energia elettrica</i>	54
3.2 Analisi della decomposizione	58
3.2.1 <i>Structural Decomposition Analysis (SDA)</i>	58
3.2.2 <i>Index Decomposition Analysis (IDA)</i>	59
3.2.3 <i>Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche</i>	60
3.2.4 <i>Risultati dell'analisi della decomposizione</i>	61
3.2.5 <i>Energia elettrica e PIL</i>	64
3.2.6 <i>Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici</i>	66
Conclusioni	72
Bibliografia	73

RIASSUNTO / ABSTRACT

Nel lavoro sono descritte le dinamiche della produzione elettrica con particolare attenzione allo sviluppo delle fonti rinnovabili negli ultimi anni. Il rapporto presenta inoltre i fattori di emissione atmosferica di anidride carbonica per la generazione e 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 e il monitoraggio di misure di riduzione delle emissioni di gas serra dal 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. Le emissioni di CO₂ del settore elettrico sono state analizzate attraverso la decomposizione dei fattori determinanti. Sono state applicate due metodologie di decomposizione (*Structural decomposition analysis* e *Index Decomposition Analysis*) ai dati aggregati del settore.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili è passata da 34,9 TWh nel 1990 a 112 TWh nel 2013 facendo registrare un incremento particolarmente sostenuto negli ultimi anni (+92,6% nel 2013 rispetto al 2008). L'energia fotovoltaica mostra l'incremento più significativo: da 0,2 TWh a 21,6 TWh dal 2008 al 2013. Le emissioni di CO₂ per la generazione elettrica sono diminuite da 126,2 Mt nel 1990 a 97,1 Mt nel 2013, mentre la produzione lorda di energia elettrica è passata da 216,9 TWh a 289,8 TWh nello stesso periodo; pertanto i fattori di emissione di CO₂ mostrano una rapida diminuzione nel periodo 1990-2013. 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 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. 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 l'incremento dei consumi elettrici compensa solo in parte la diminuzione delle emissioni atmosferiche dovute alla produzione dell'energia elettrica consumata.

The report shows the trends of electricity generation paying more attention to the renewable sources in the last years. 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. The emissions in the power sector have been analyzed through decomposition analysis. 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.

Electricity generation from renewable sources has increased from 34.9 TWh in 1990 to 112 TWh in 2013 with a steeper increase in the last years (+ 92.6% in 2013 compared to 2008). The photovoltaic energy shows the highest increase rate: from 0.2 TWh in 2008 to 21.6 TWh in 2013. CO₂ emissions has decreased from 126.2 Mt in 1990 to 97.1 Mt in 2010, while the gross electricity generation has increased in the same period from 216.9 TWh to 289.8 TWh; so the emission factors for electricity generation has decreased sharply in the period 1990-2013. Decomposition analysis shows that historical improvement of technological efficiency of power sector and consequential fuel switch played dominant role in decreasing of CO₂ emissions, but from 2007 the renewable sources grow significantly and their contribute in emission 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 a rather heterogeneous subsectors, while in the tertiary sector the decrease of emission factors is offset by increase of electricity consumption. In the residential sector the increase of electricity consumption partly offset the decreasing atmospheric emission due to electricity generation.

INTRODUZIONE

Molte attività umane hanno come conseguenza l'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti. Tra le attività che determinano maggiori emissioni vi sono i trasporti, la produzione di energia elettrica da combustibili fossili, i processi industriali, la distribuzione dei carburanti e dei combustibili, il riscaldamento degli edifici, le attività agricole e l'allevamento, l'utilizzo di vernici e solventi. Al cuore di quasi tutti i processi con cui gli inquinanti vengono immessi in atmosfera vi è l'energia, la sua produzione, la sua trasformazione e il suo utilizzo.

La richiesta di energia è strettamente legata alle esigenze di un sistema economico basato sul paradigma del consumo. In tale contesto un importante fattore, peraltro comune a tutti i Paesi sviluppati ed emergenti, è la costante crescita dell'utilizzo di energia elettrica. In Italia la maggior parte di questa energia è stata prodotta fino a qualche anno fa dagli impianti termoelettrici che producono elettricità bruciando combustibili fossili e, in minor misura, biomasse. Nell'ultimo decennio, al fine di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e a causa del crescente aumento delle concentrazioni di inquinanti atmosferici, sono diventate prioritarie le iniziative di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il crescente utilizzo delle fonti rinnovabili è inoltre connesso al riscaldamento globale e alla riduzione dell'effetto serra. Da questo punto di vista il settore elettrico risulta particolarmente interessante poiché è responsabile di un quarto delle emissioni nazionali di gas serra, mostra un andamento di lungo termine della domanda elettrica in crescita ed è caratterizzato da sorgenti emissive puntuali. Tali caratteristiche rendono il settore della generazione elettrica particolarmente rilevante in relazione alle possibili strategie di riduzione delle emissioni atmosferiche di gas 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 raggiunto nel 2013 il 38.6% della produzione lorda nazionale. La stima delle emissioni provenienti dal parco termoelettrico per i singoli combustibili fossili con i rispettivi fattori di emissione, 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.

L'Unione europea ha fatto della lotta al cambiamento climatico una delle priorità del suo programma di interventi di cui è espressione la sua politica climatica. Dopo gli obiettivi previsti per il 2020 dal "Pacchetto Clima e Energia", la Commissione Europea ha recentemente proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030. Tali obiettivi prevedono la riduzione delle emissioni totali del 40% rispetto al 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 27% del consumo finale e il risparmio del 30% di energia attraverso l'aumento dell'efficienza energetica.

La concentrazione atmosferica dei gas ad 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 rappresentano il 56% del forzante radiativo (IPCC, 2013). La riduzione delle emissioni di CO₂ è 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 stata utilizzata per quantificare l'impatto di differenti fattori determinanti la variazione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂ sia per quanto riguarda la produzione elettrica sia per quanto riguarda i consumi finali.

1 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

1.1 Produzione termoelettrica e rinnovabile

I dati relativi al sistema elettrico (produzione, potenza installata, consumi, ecc.) sono periodicamente pubblicati da TERNA. La produzione lorda di energia elettrica nel periodo 1990-2013 è passata da 216,9 TWh a 289,8 TWh con un incremento del 33,6%. I consumi elettrici totali sono passati da 218,7 TWh a 297,3 TWh nello stesso periodo con un incremento del 35,9%. Dopo un periodo di costante crescita della produzione lorda e dei consumi elettrici, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso dovuta alla crisi economica. La quota di elettricità importata rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15,4 % con valori inferiori negli ultimi anni.

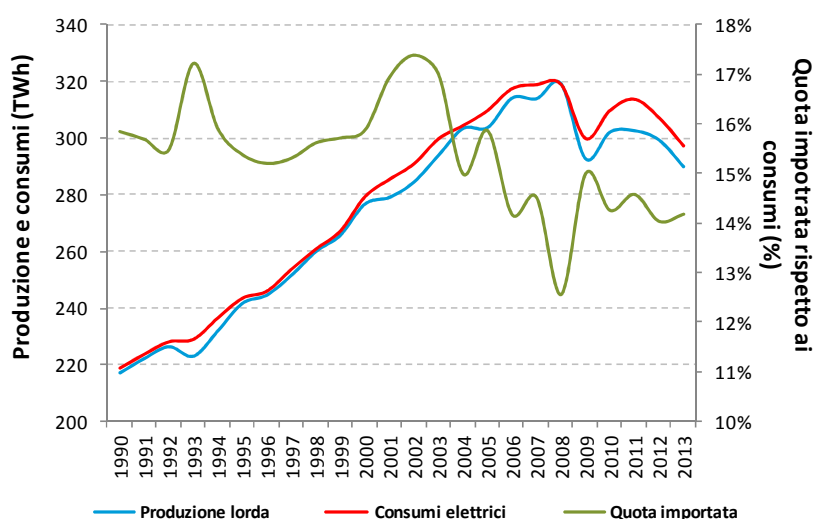


Figura 1.1 – Andamento della produzione e del consumo di energia elettrica. E' riportata inoltre la quota di energia elettrica importata rispetto ai consumi.

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

Tabella 1.1 – Dati di produzione e consumo di energia elettrica

Energia elettrica	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh							
Produzione lorda	216.891	241.480	276.629	303.672	302.062	302.570	299,276	289,803
<i>apporti da pompaggio</i>	3.453	4.126	6.695	6.860	3.290	1.934	1,979	1,898
Calore utile	-	-	-	53.629	56.252	59.955	56,457	59,094
Energia destinata a servizi ausiliari	11.640	12.272	13.336	13.064	11.314	11.124	11,470	10,971
Produzione netta	205.251	229.208	263.293	290.608	290.748	291.446	287,806	278,833
Energia destinata ai pompaggi	4.782	5.626	9.129	9.319	4.454	2.539	2,689	2,495
Produzione destinata al consumo	200.469	223.582	254.164	281.289	286.294	288.907	285,116	276,338
Saldo import/export	34.655	37.427	44.347	49.155	44.160	45.732	43,103	42,138
Energia elettrica richiesta	235.124	261.009	298.511	330.444	330.454	334.640	328,220	318,475
Perdite di rete	16.424	17.552	19.203	20.626	20.570	20.848	21,000	21,188
Consumi elettrici	218.700	243.408	279.320	309.817	309.885	313.792	307,220	297,288

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. Tuttavia negli ultimi anni si osserva una inversione di tendenza, soprattutto per quanto riguarda le perdite di

rete. La quota di consumi ausiliari rispetto alla produzione lorda passa da 5,4% del 1990 a 3,8% del 2013, mentre le perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta passano da 7,0% a 6,7% nello stesso periodo (Figura 1.2).

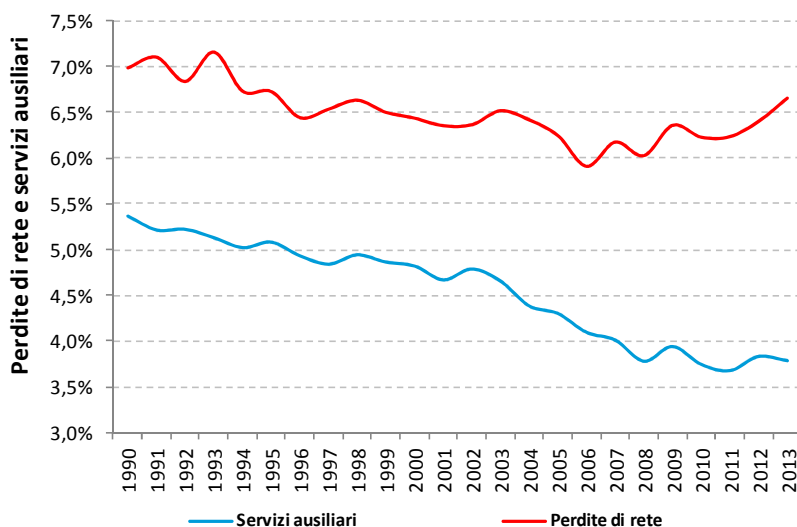


Figura 1.2 – Andamento della quota delle perdite di rete rispetto all'energia elettrica richiesta e della quota dei servizi ausiliari rispetto alla produzione lorda di energia elettrica.

Nella seguente tabella è riportata la produzione elettrica lorda dalle diverse fonti per il periodo dal 1990 al 2013.

Tabella 1.2 – Produzione elettrica lorda per fonte a partire dal 1990.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh							
Idroelettrica	35.079	41.907	50.900	42.927	54.407	47.757	43.854	54.672
Termoelettrica	178.590	196.123	220.455	253.073	231.248	228.507	217.561	192.987
Geotermica	3.222	3.436	4.705	5.325	5.376	5.654	5.592	5.659
Eolica e fotovoltaica	0	14	569	2.347	11.032	20.652	32.269	36.486
TOTALE	216.891	241.480	276.629	303.672	302.062	302.570	299.276	289.803

Dal 1990 l'energia elettrica di origine termica rappresenta la quota prevalente della produzione elettrica nazionale. Tuttavia negli ultimi anni, a partire dal 2007, si osserva un costante declino dell'apporto di energia termoelettrica. La percentuale media della produzione lorda dal 1990 al 2013 è pari al 79,1% con un andamento piuttosto variabile. Il contributo della fonte idroelettrica presenta fluttuazioni legate al regime pluviometrico, con un valore medio pari al 17,4% dal 1990 al 2013. Le fonti non tradizionali – eolico, solare, rifiuti, biocombustibili, biogas – presentano una rapida crescita nell'ultimo decennio (Figura 1.3). 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, coprendo complessivamente il 12,6% della produzione nazionale del 2013 (5,1% da eolico e 7,4% da fotovoltaico).

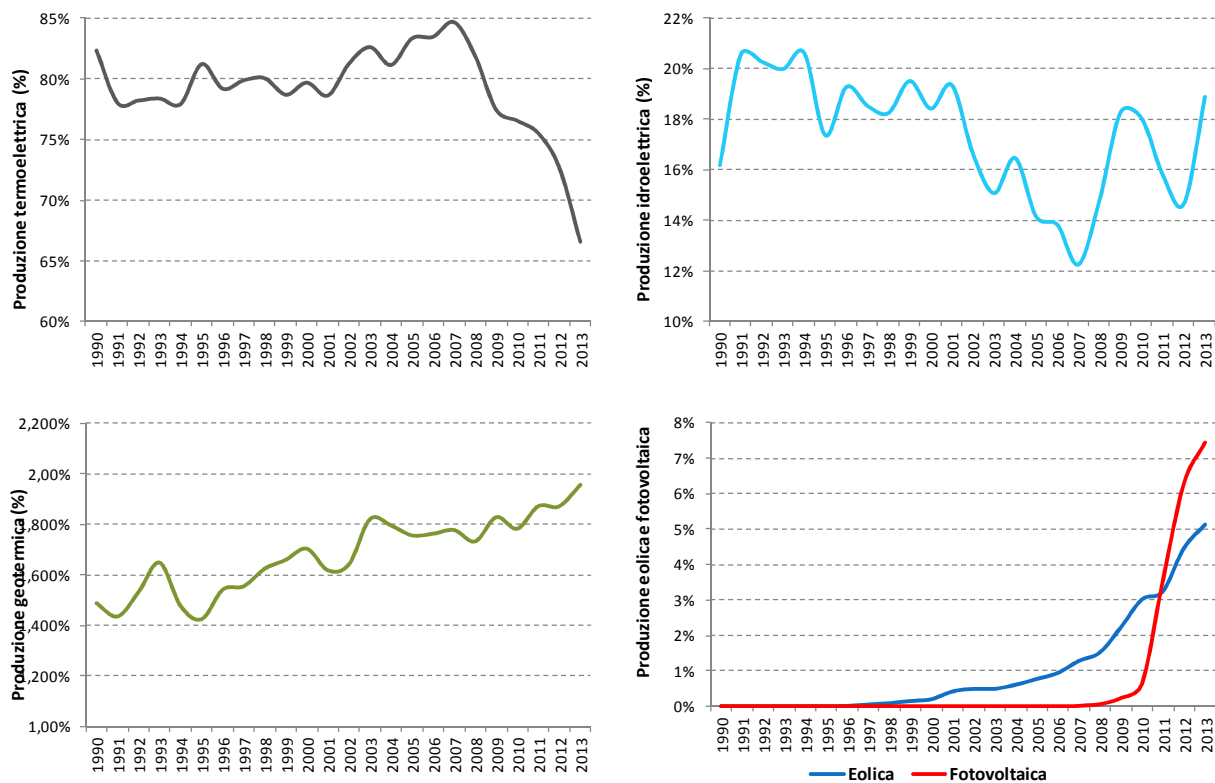


Figura 1.3 – Quota della produzione elettrica lorda nazionale dalle diverse fonti.

Particolarmente interessante appare anche l'andamento del contributo della produzione termoelettrica da bioenergie (biomasse e rifiuti). Tali fonti mostrano un contributo relativo in costante crescita già a partire dalla prima metà degli anni 90 con una accelerazione che dal 2008 appare particolarmente sostenuta e che nel 2013 raggiunge il 5,9% della produzione elettrica nazionale (Figura 1.4) e l'8,9% della produzione termoelettrica tradizionale.

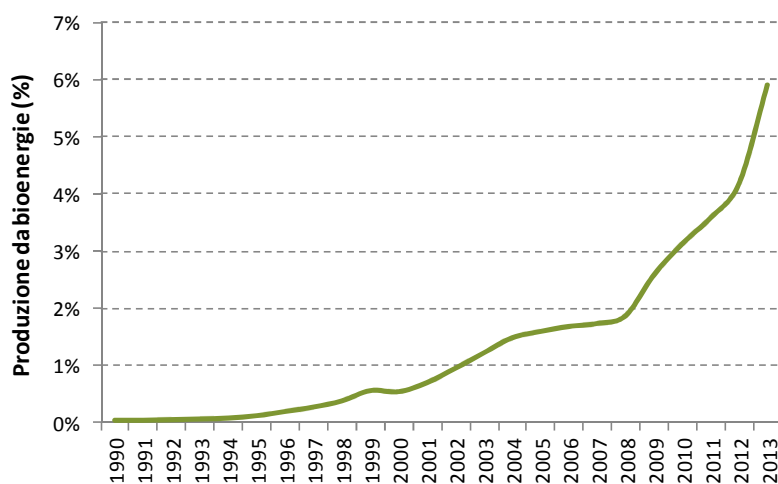


Figura 1.4 – Andamento della quota di energia elettrica prodotta da biomasse e rifiuti.

Nella tabella seguente è riportata la produzione elettrica lorda di origine termica per le diverse tipologie di combustibili dal 1990 al 2013.

Tabella 1.3 – Produzione elettrica lorda per combustibile.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh							
Solidi	32.042	24.122	26.272	43.606	39.734	44.726	49.141	45.104
Gas naturale	39.082	46.442	97.607	149.259	152.737	144.539	129.058	108.876
Gas derivati	3.552	3.443	4.252	5.837	4.731	5.442	5.000	3.426
Prodotti petroliferi	102.718	120.783	85.878	35.846	9.908	8.474	7.023	5.418
Altri combustibili	988	964	5.660	17.408	23.361	24.519	26.589	29.411
Totale da combustibili	178.382	195.754	219.669	251.956	230.471	227.700	216.811	192.235

La produzione totale di energia elettrica da fonti fossili rappresenta il 60,4% della generazione elettrica nazionale nel 2013 dopo aver toccato un picco del 82,6% nel 2007. Gli ‘altri combustibili’ rappresentano un gruppo estremamente eterogeneo di combustibili (Tabella 3.1) il cui contenuto energetico è rappresentato nel 2013 dal 65,8% da biogas e bioliquidi di diversa origine, biomasse, CDR e rifiuti biodegradabili, dal 22,3% da combustibili gassosi di sintesi o residui da processi chimici e per il restante 11,9% 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 con un contributo medio del 15,3% alla produzione termoelettrica nel periodo dal 1990 al 2013. In particolare, negli ultimi anni si osserva un incremento della quota di carbone che nel periodo 2010-2013 passa dal 17,2% al 23,4% di energia elettrica di origine termica.

I combustibili utilizzati per la produzione elettrica sono caratterizzati da differenti 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 1.4 – Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile (Energia elettrica lorda prodotta / Contenuto energetico del combustibile).

Combustibile	2001	2005	2010	2011	2012	2013
Solidi	0,383	0,369	0,380	0,385	0,391	0,385
Gas naturale	0,452	0,508	0,534	0,538	0,536	0,555
Gas derivati	0,410	0,394	0,398	0,403	0,414	0,415
Prodotti petroliferi	0,396	0,391	0,396	0,406	0,371	0,418
Altri combustibili	0,461	0,400	0,363	0,366	0,374	0,389
Totale da combustibili	0,420	0,448	0,468	0,468	0,463	0,469

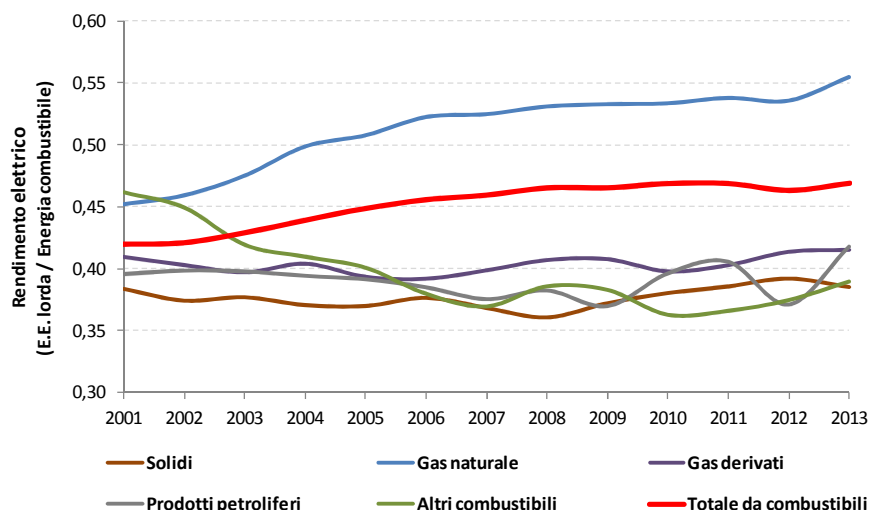


Figura 1.5 – Rendimento elettrico per unità di contenuto energetico di combustibile.

La figura 1.5 mostra come la gran parte dei combustibili presentino rendimenti di conversione oscillanti intorno ad un valore medio o in diminuzione. Solo il gas naturale ha una efficienza di conversione costantemente in crescita con un incremento del rendimento particolarmente rilevante nell'ultimo anno (+3,6% rispetto al 2012). 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. Tali combustibili mostrano comunque un lieve incremento del rendimento dal 2010 per il concomitante incremento della quota di biogas, da 8,6% nel 2010 al 23,8% nel 2013. Complessivamente i biogas sono caratterizzati da un rendimento medio pari a 0,415.

L'incremento dell'efficienza media di tutti i combustibili è dovuto principalmente alla diffusione degli impianti a ciclo combinato e alla 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 da una flessione nell'anno successivo (44,6%) e da una ripresa nel 2013 (47,5%). 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 considerevole incremento della produzione fino al 2007, successivamente si assestano intorno a un valore medio di circa 103 TWh. Negli ultimi anni si assiste a una lieve flessione dovuta alla riduzione dei consumi elettrici (Figura 1.6).

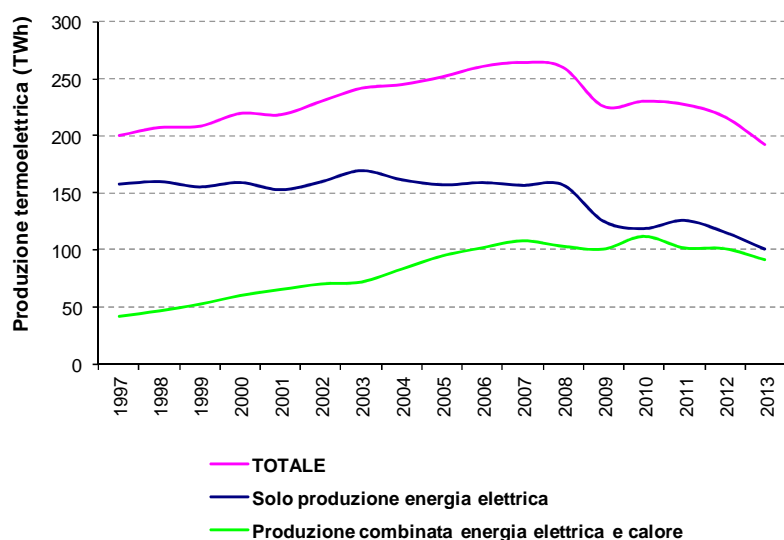


Figura 1.6 – Produzione lorda di energia elettrica per impianti che producono solo energia elettrica e per impianti cogenerativi di energia elettrica e calore.

La produzione elettrica da fonti rinnovabili, al netto della produzione idroelettrica da pompaggi, è stata pari al 38,6% della produzione nazionale nel 2013 (Tabella 1.5).

Tabella 1.5 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi.

Fonte energetica	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh							
Idroelettrica	31.626	37.781	44.205	36.067	51.117	45.823	41.875	52.773
0 - 1 MW	-	1.411	1.550	1.526	2.245	2.190	2.085	2.636
1 - 10 MW	-	6.029	6.567	6.091	8.712	7.858	7.325	9.350
> 10 MW	-	30.341	36.088	28.451	40.160	35.775	32.466	40.787
Eolica	0	10	563	2.343	9.126	9.856	13.407	14.897
Fotovoltaica	-	4	6	4	1.906	10.796	18.862	21.589
Geotermica	3.222	3.436	4.705	5.325	5.376	5.654	5.592	5.659
Bioenergie	100	303	1.505	4.845	9.440	10.832	12.487	17.090
Solidi	-	200	938	3.647	4.308	4.730	4.746	4.748
Biogas	-	103	566	1.198	2.054	3.405	4.620	4.622
Bioliquidi	-	-	-	-	3.078	2.698	3.122	3.124
TOTALE	34.948	41.533	50.984	48.584	76.964	82.961	92.222	112.008

Negli ultimi anni risulta particolarmente evidente l'incremento della produzione di elettricità dal vento (da 0,6 a 14,9 TWh nel periodo 2000-2013), e dalle bioenergie costituite da biomasse e rifiuti (da 1,5 a 17,1TWh). Il contributo del fotovoltaico raggiunge il 7,4% della produzione elettrica (21,6 TWh nel 2013) che è raddoppiata in due anni.

Complessivamente la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata di un fattore 2,2 dal 2000 al 2013 e nell'ultimo anno l'incremento è stato del 21,5% rispetto all'anno precedente. La produzione da fonte idroelettrica, tradizionalmente prevalente nel settore delle fonti rinnovabili, rappresenta nel 2013 il 47,1% della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

In Figura 1.7 sono riportate le quote della produzione elettrica lorda dalle rispettive fonti dal 1990 al 2013. 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.

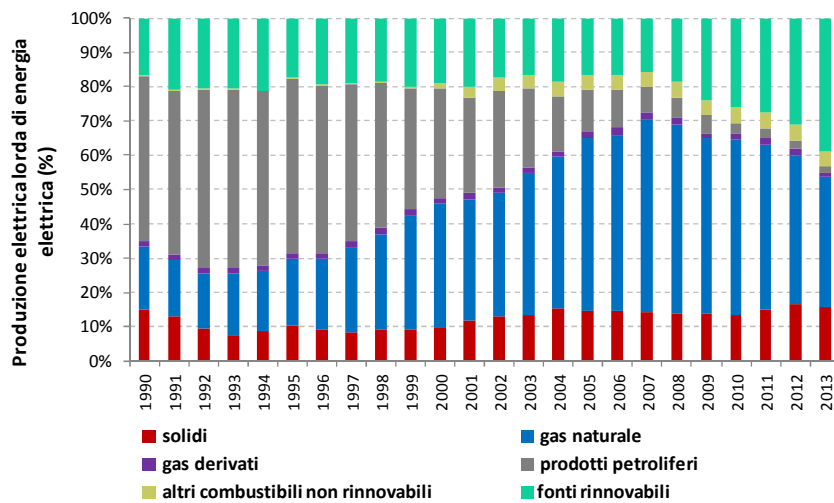


Figura 1.7 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte.

1.1.1 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 1.6 e 1.7 è riportata la potenza efficiente lorda e la produzione lorda per tipo di impianto nel settore termoelettrico dal 2000 al 2013. 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 (Figura 1.8-1.9). D'altro canto gli impianti che producono energia elettrica e calore mostrano un andamento della produzione elettrica oscillante intorno ad un valore medio..

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 42,2 GW nel 2013 e rappresentano il 53,7% della potenza efficiente del settore termoelettrico. La produzione elettrica da tali impianti passa da 43,8 TWh nel 2000 a 109,6 TWh nel 2013 rappresentando il 57% della produzione lorda del settore termoelettrico. I dati mostrano che il contributo relativo alla produzione termoelettrica dai cicli combinati è cresciuto notevolmente dal 2000 quando era del 20% e ha raggiunto un picco del 68% nel 2010. Negli ultimi anni si assiste ad una riduzione del contributo dei cicli combinati fino al 57% nel 2013 controbilanciato da un incremento del contributo relativo delle altre tipologie di impianti, principalmente dei motori a combustione il cui contributo relativo alla produzione elettrica passa da 3,8% a 8,4% dal 2000 al 2013.

Tabella 1.6 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	MW					
Solo produzione energia elettrica	44.118	46.349	53.965	55.862	57.065	55.302
<i>a combustione interna (CI)</i>	419	504	891	1.052	1.388	1.389
<i>a turbine a gas (TG)</i>	4.483	2.980	2.517	2.549	2.546	2.097
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	37.540	24.084	21.803	21.557	21.555	20.949
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	1.601	12.783	23.107	25.065	25.934	25.220
<i>ripotenziato (RP)</i>		5.758	5.318	5.318	5.318	5.318
<i>turbo espansione (TE)</i>	76	144	151	142	143	152
<i>altro genere (V)</i>		96	179	180	180,4	177,3
Produzione combinata energia elettrica e calore	12.218	18.297	24.376	23.849	23.509	23.199
<i>a combustione interna (CIC)</i>	425	633	1.420	1.817	2.354	2.539
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	883	1.025	891,9	948	945	1008
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	6.344	12.555	18.929	18.339	17.501	16.932
<i>a vapore a controcompressione (CPC)</i>	2.021	1.888	1.301	1.260	1.168	1.054
<i>a vapore a condensazione con spillamento (CSC)</i>	2.545	2.196	1.833	1.486	1.540	1.666
TOTALE	56.337	64.646	78.341	79.711	80.574	78.501

Tabella 1.7 – Produzione termoelettrica lorda per tipologia di impianto.

Tipologia di impianto	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh					
Solo produzione energia elettrica	159.569	157.530	119.003	126.192	115.972	100.942
<i>a combustione interna (CI)</i>	1.195	1.603	3.047	3.674	3.996	5.535
<i>a turbine a gas (TG)</i>	12.384	856	356,8	252,6	192	2.403
<i>a vapore a condensazione (C)</i>	139.112	78.251	52.119	55.920	59.230	54.194
<i>a ciclo combinato (CC)</i>	6.878	58.702	62.568	65.985	52.214	38.753
<i>ripotenziato (RP)</i>	-	18.119	912	360	340	58
Produzione combinata energia elettrica e calore	60.100	94.427	111.468	101.509	100.839	91.293
<i>a combustione interna (CIC)</i>	1.361	2.259	5.597	7.014	8.227	10.632
<i>a turbine a gas (TGC)</i>	4.962	6.077	3.837	4.223	3.892	3.794
<i>a ciclo combinato (CCC)</i>	36.967	72.672	94.258	82.938	82.433	70.862
<i>a vapore a controcompressione (CPC)</i>	6.117	5.343	2.417	2.161	1.987	1.754
<i>a vapore a condensazione con spillamento (CSC)</i>	10.694	8.076	5.359	5.173	4.299	4.252
TOTALE	219.669	251.957	230.471	227.700	216.811	192.235

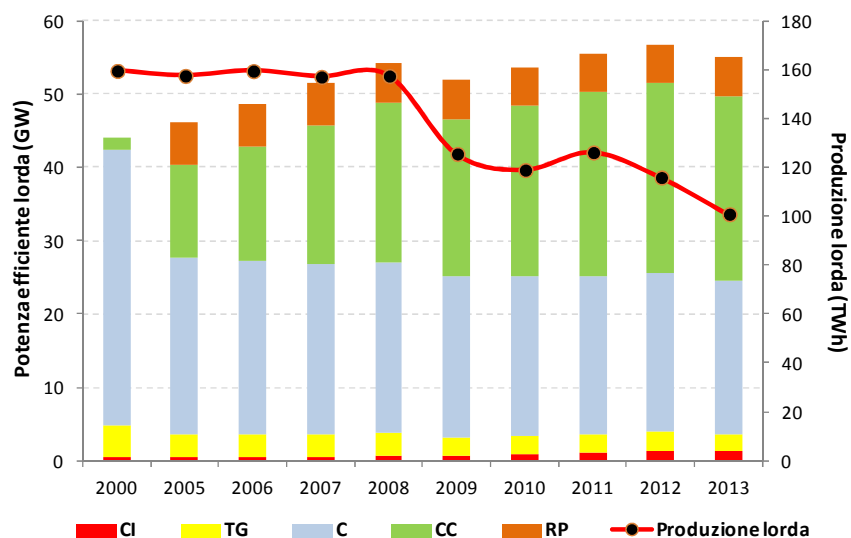


Figura 1.8 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono solo energia elettrica. CI = a combustione interna; TG = a turbine a gas; C = a vapore a condensazione; CC = a ciclo combinato; RP = ripotenziato.

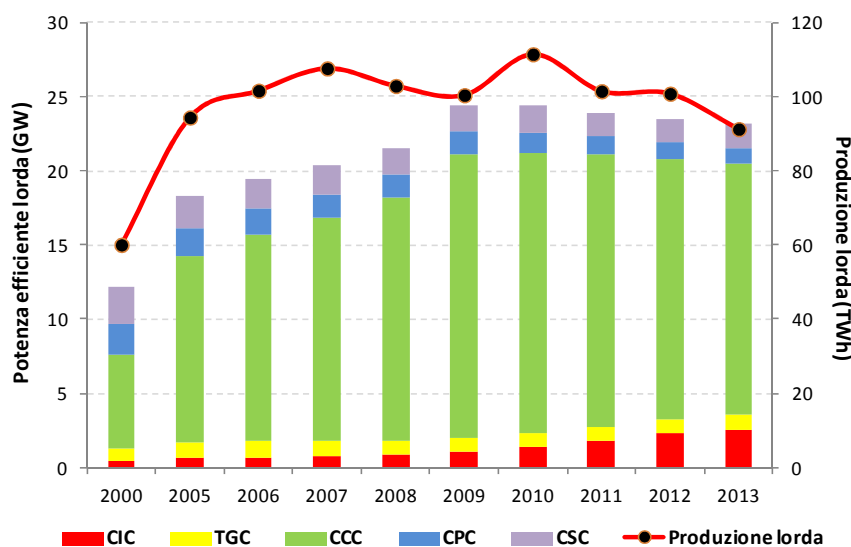


Figura 1.9 – Potenza efficiente lorda per tipologia di impianti termoelettrici e produzione lorda di energia elettrica da impianti che producono energia elettrica e calore. CIC = a combustione interna; TGC = a turbine a gas; CCC = a ciclo combinato; CPC = a vapore a contropressione; CSC = a vapore a 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 1.8). Nel 2013 la potenza efficiente lorda è stata di 50,2 GW con un incremento del 5,9% (2,8 GW) rispetto all'anno precedente e un incremento del 65,6% rispetto al 2010. Particolarmente rapido è lo sviluppo del fotovoltaico, passato da 6,3 MW del 2000 a 18,4 GW del 2013, e dell'eolico, da 0,4 GW del 2000 a 8,6 GW del 2013.

Complessivamente la potenza efficiente lorda installata nel 2013 è aumentata di un fattore 2,74 rispetto al 2000.

Tabella 1.8 – Potenza efficiente lorda per tipologia di fonte rinnovabile.

Fonte energetica	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	MW					
Idroelettrica	16.641	17.326	17.876	18.092	18.232	18.366
0 - 1 MW	373	419	523	568	591	645
1 - 10 MW	1.824	1.986	2.210	2.328	2.396	2.476
> 10 MW	14.444	14.920	15.142	15.196	15.245	15.245
Eolica	363	1.639	5.814	6.936	8.119	8.561
Fotovoltaica	6	7	3.470	12.773	16.420	18.420
Geotermica	627	711	772	772	772	773
Bioenergie	685	1.195	2.352	2.825	3.802	4.033
Solo prod. di en. elettrica	286	576	1.427	1.661	2.048	2.097
Solidi	133	352	678	741	781	831
Biogas	153	224	342	418	636	635
Bioliquidi	-	-	407	502	631	632
Prod. comb. en. elettrica e calore	399	619	924	1.164	1.753	1.936
Solidi	372	559	565	547	651	773
Biogas	27	60	166	355	706	754
Bioliquidi	-	-	194	261	396	410
TOTALE	18.323	20.878	30.284	41.399	47.345	50.153

Nella figura 1.10 seguente grafico è evidente come la produzione elettrica mostri un andamento sostanzialmente parallelo a quello della potenza installata.

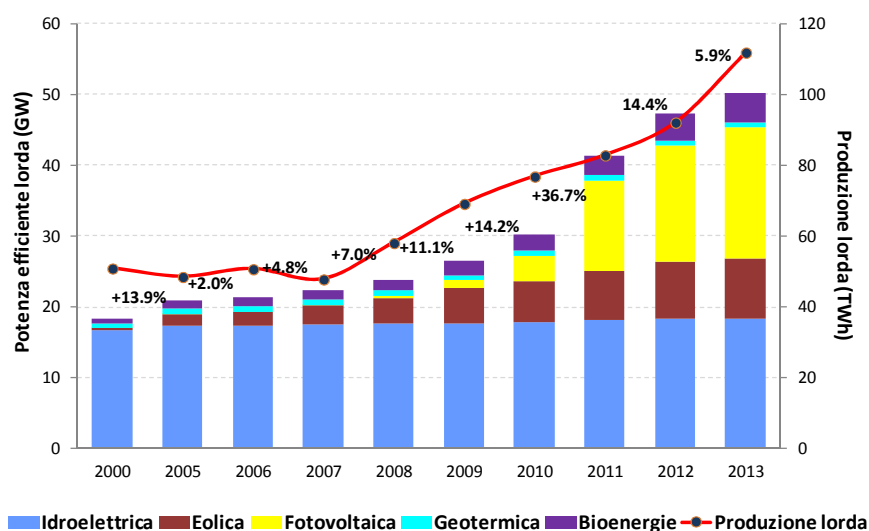


Figura 1.10 – Potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili e produzione lorda. E' inoltre riportato l'incremento percentuale della potenza efficiente lorda rispetto all'anno precedente.

Di particolare rilievo appare l'incremento del numero medio di ore di utilizzazione equivalenti degli impianti fotovoltaici negli ultimi anni (Figura 1.11). 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. Considerando la potenza installata e l'energia elettrica prodotta a fine 2013 gli impianti fotovoltaici hanno prodotto per 1.172 ore delle 8.760 disponibili nell'arco

dell'anno, con un coefficiente di utilizzazione pari al 13,4%, mentre gli impianti eolici hanno fatto registrare un coefficiente di utilizzazione pari al 19,9%.

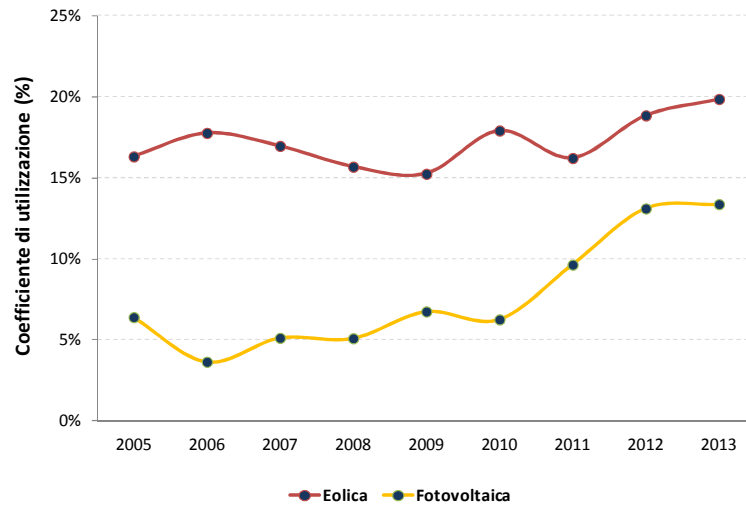


Figura 1.11 – Coefficiente di utilizzazione degli impianti fotovoltaici e eolici.

2 PROMOZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

L'energia è indispensabile alla vita quotidiana ed è perciò doveroso affrontare le grandi sfide energetiche rappresentate dai cambiamenti climatici, dalla lotta all'inquinamento atmosferico, dalla dipendenza crescente dalle importazioni, dalla pressione esercitata sulle risorse energetiche e dalla fornitura a tutti i consumatori di energia sicura a prezzi accessibili. L'attuazione di una politica europea ambiziosa in materia di energia, che abbracci tutte le fonti di energia, siano esse fossili (petrolio, gas, carbone), nucleare o rinnovabili (solare, eolica, da biomassa, geotermica, idraulica) mira a dare avvio ad una nuova rivoluzione industriale, che trasformerà l'UE in un'economia a basso consumo di energia più sicura, più competitiva e più sostenibile.

Le energie rinnovabili - energia eolica, solare (termica e fotovoltaica), idraulica, geotermica e da biomassa - sono un'alternativa fondamentale ai combustibili fossili. Il loro impiego permette di ridurre non soltanto le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dal consumo di energia, ma anche la dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni di combustibili fossili (in particolare gas e petrolio).

Per raggiungere l'ambizioso obiettivo di una quota del 20% di energie rinnovabili nel proprio mix energetico, l'UE prevede di potenziare gli sforzi nei settori dell'elettricità, del riscaldamento e del raffreddamento nonché in quello dei biocarburanti.

Nel presente capitolo si riporta, per ciascuna tipologia di sorgente, da un lato il trend evolutivo del parco rinnovabile dal 2000 al 2013 e dall'altro il quadro attuale del numero di impianti alimentati da fonti rinnovabili presenti su tutto il territorio, sia a livello nazionale che regionale, della potenza efficiente lorda installata e della relativa produzione.

Il capitolo si articola in due sezioni. La prima, quella generale, descrive il parco di produzione elettrica nazionale alimentato con le fonti rinnovabili, segue poi una parte descrittiva delle singole fonti, in ognuna delle quali sono riportate numerosità, potenza installata e produzione, mostrate con l'ausilio di grafici e mappe regionali.

Tutti i dati utilizzati sono stati raccolti da TERNA che, essendo inserito nel Sistema Statistico Nazionale (SISTAN), annualmente cura il censimento e l'elaborazione dei dati statistici del settore elettrico nazionale.

2.1 Il quadro nazionale

In Italia nel 2013 gli impianti alimentati da sorgenti rinnovabili hanno raggiunto 586.630 unità. Circa il 99% del parco rinnovabile è costituito da impianti fotovoltaici e solo il restante 1% dall'idroelettrico, eolico, geotermico e a biomassa (Tabella 2.1).

Tabella 2.1 - Numero di impianti installati al 31/12/2013 per regione

Regione	Idroelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse
Piemonte	685	10	40519		262
Valle d'Aosta	117	3	1783		6
Lombardia	462	5	82494		636
Trentino Alto Adige	685	7	20663		164
Veneto	311	16	79059		335
Friuli Venezia Giulia	188	4	25491		97
Liguria	63	33	5516		15
Emilia Romagna	124	50	54866		281
Toscana	145	76	30384	34	129
Umbria	37	6	13707		54
Marche	150	31	20271		65
Lazio	75	19	33401		93
Abruzzo	58	22	14896		35
Molise	30	32	3235		8
Campania	49	159	22248		52
Puglia	4	467	38951		52
Basilicata	11	170	6666		18
Calabria	49	82	18568		32
Sicilia	16	122	39095		45
Sardegna	18	72	27711		30
Totale	3.277	1.386	579.524	34	2.409

Negli ultimi anni la crescita dei nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili è aumentata considerevolmente (Figura 2.4) raggiungendo nel 2007 un tasso di crescita rispetto all'anno precedente del 295%. Contribuiscono alla crescita principalmente le sorgenti fotovoltaiche il cui numero aumenta da 14 unità nel 2006 a 7.647 unità nel 2007.

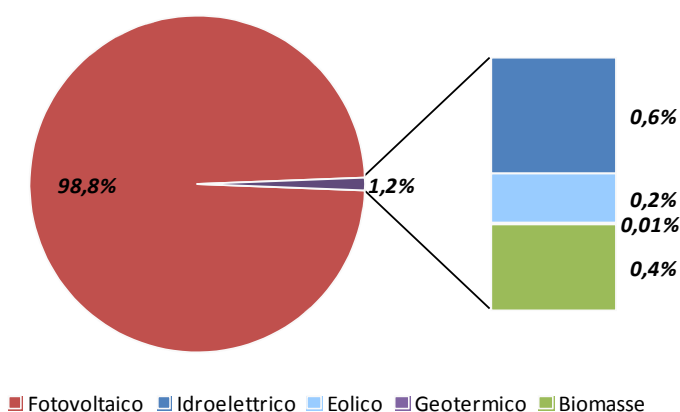


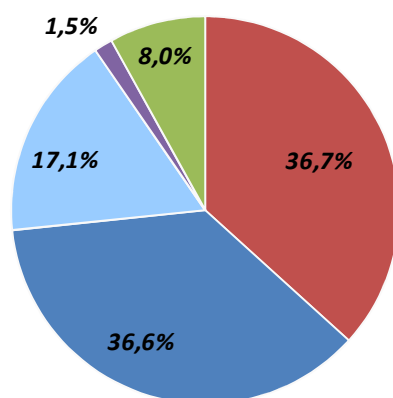
Figura 2.1 - Impianti installati per tipologia

La Potenza efficiente¹ lorda installata in Italia a fine 2013 è di 50.154 MW. Come mostrato in Figura 2.2 il contributo maggiore è dovuto alle sorgenti fotovoltaiche con un valore pari al 36,7%, segue l'idroelettrico (36,6%), l'eolico (17,1%), la biomassa (8%) ed infine il geotermico (1,5%).

Tabella 2.2 - Potenza efficiente lorda installata (MW) per regione

Regione	Idroelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse
Piemonte	2.651,2	18,7	1.497,5		359,1
Valle d'Aosta	934,9	2,6	19,8		2,3
Lombardia	5.056,7		2.039,5		908
Trentino Alto Adige	3.240,5	1,9	391,9		112,5
Veneto	1.138,4	9,5	1.671,8		350
Friuli Venezia Giulia	494,5		479,6		125,1
Liguria	86,9	58,1	82,3		30,8
Emilia Romagna	321,4	19,1	1.813,8		607,9
Toscana	353,2	121,5	715,3	773	184,8
Umbria	511,3	1,5	456,8		54,3
Marche	244,1	0,8	1.036,3		41,7
Lazio	403,4	51,1	1.196,6		201,2
Abruzzo	1.002,7	230,8	699,5		31,7
Molise	87,2	369,5	174,6		45,1
Campania	349,0	1.229,6	703,2		241,8
Puglia	1,6	2.265,6	2.641,4		293,4
Basilicata	133,0	438,9	356,5		80,4
Calabria	739,0	998,1	482,7		194,4
Sicilia	150,1	1.750,2	1.256,2		80,4
Sardegna	466,7	993,4	705,3		88,7
Totale	18.365,8	8.560,9	18.420,6	773	4.033,6

¹ La potenza efficiente di un impianto di generazione è la massima potenza elettrica che può essere prodotta con continuità durante un intervallo di tempo sufficientemente lungo, supponendo tutte le parti dell'impianto di produzione in funzione e in condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o netta se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale.



■ Fotovoltaico ■ Idroelettrico ■ Eolico ■ Geotermico ■ Biomasse

Figura 2.2 - Potenza efficiente lorda (MW) degli impianti installati

L'incremento della potenza efficiente lorda installata è di circa 20.000 MW negli ultimi tre anni (Figura 2.4-2.5). Tale variazione è dovuta principalmente ad un aumento degli impianti fotovoltaici che hanno raggiunto nel 2013 una potenza lorda di 18.420 MW rispetto ai 3.470 MW del 2010 rappresentando quasi il 37% del totale (Figura 2.2). Il numero di impianti fotovoltaici è infatti aumentato negli ultimi 5 anni raggiungendo a fine 2013 quasi le 580.000 unità.

La Produzione lorda² nel 2013 ha raggiunto i 112.008 GWh con un tasso di crescita medio annuo del 8,4% (Figura 2.6). Il contributo maggiore è dovuto alle sorgenti idroelettriche con un valore pari a più del 47% seguito dal fotovoltaico che rappresenta quasi il 20% del totale.

² La produzione lorda di energia elettrica di un insieme di impianti di generazione, in un determinato periodo, è la somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.

Tabella 2.3 - Produzione lorda installata (GWh) per regione

Regione	Idroelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse
Piemonte	8.002,3	25,8	1.596,4		1.409,6
Valled'Aosta	3.534,5	4,1	21,6		10,9
Lombardia	11.023,3	0,0	1.932,8		3.987,6
TrentinoAltoAdige	11.096,5	1,2	406,9		256,4
Veneto	4.548,3	10,4	1.728,1		1.712,6
FriuliVeneziaGiulia	1.778,9	0,0	491,1		562,7
Liguria	320,4	121,1	85,6		135,4
EmiliaRomagna	1.155,9	26,4	1.979,0		2.394,3
Toscana	1.037,9	187,0	806,6	5.659,2	451,6
Umbria	2.111,0	2,7	519,1		152,8
Marche	690,1	0,5	1.214,4		175,1
Lazio	1.479,8	88,9	1.529,5		637,8
Abruzzi	2.101,4	326,3	822,4		134,4
Molise	271,1	683,3	216,8		139,8
Campania	853,6	2.043,3	808,9		1.002,7
Puglia	4,9	3.909,4	3.714,9		1.628,8
Basilicata	467,6	712,6	494,4		264,5
Calabria	1.638,6	1.928,8	590,8		1.074,0
Sicilia	174,7	3.009,5	1.754,0		189,8
Sardegna	482,6	1.815,9	875,1		769,3
Totale	52.773,4	14.897,2	21.588,4	5.659,2	17.090,1

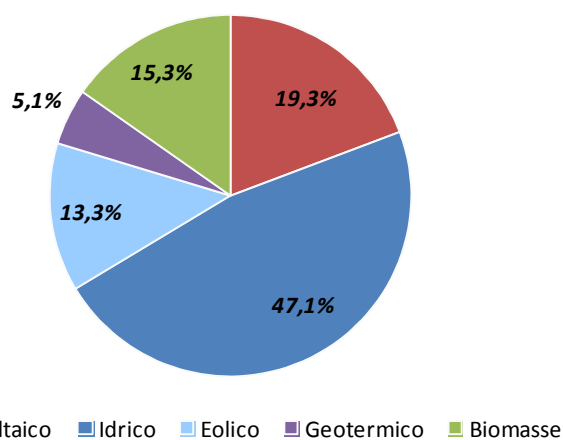


Figura 2.3 - Produzione lorda (GWh) degli impianti installati

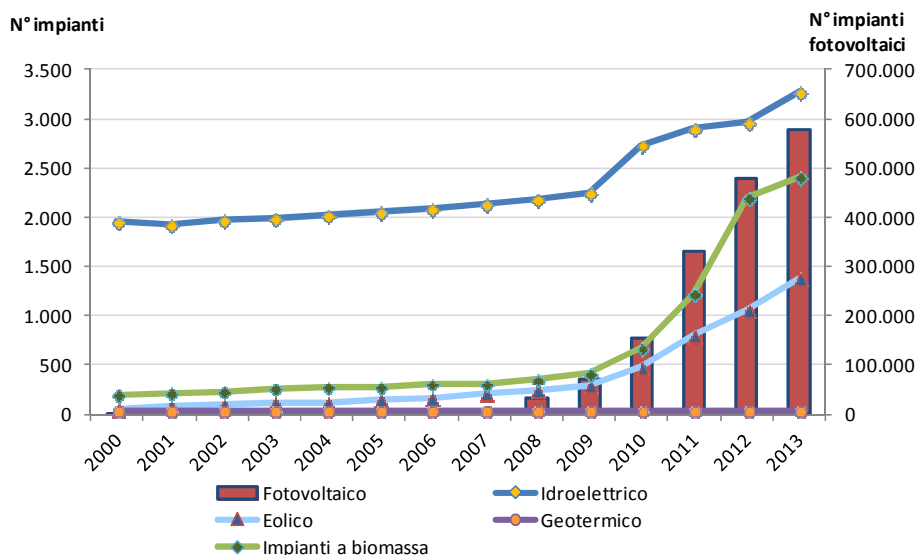


Figura 2.4 - Andamento del numero di impianti installati per tipologia

Nel periodo compreso tra il 2000 ed il 2013 la potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili è aumentata da circa 18.300 MW a 50.154 MW con un tasso medio annuo di crescita pari a circa il 5%. La potenza da fonti rinnovabili nel 2013 è pari al 39% della potenza lorda totale. Il contributo maggiore è fornito dal fotovoltaico che ha raggiunto nel 2013 una potenza lorda di 18.420 MW, seguito dalle sorgenti idroelettriche la cui potenza raggiunge più di 18.360 MW nel 2013 (Figura 2.5).

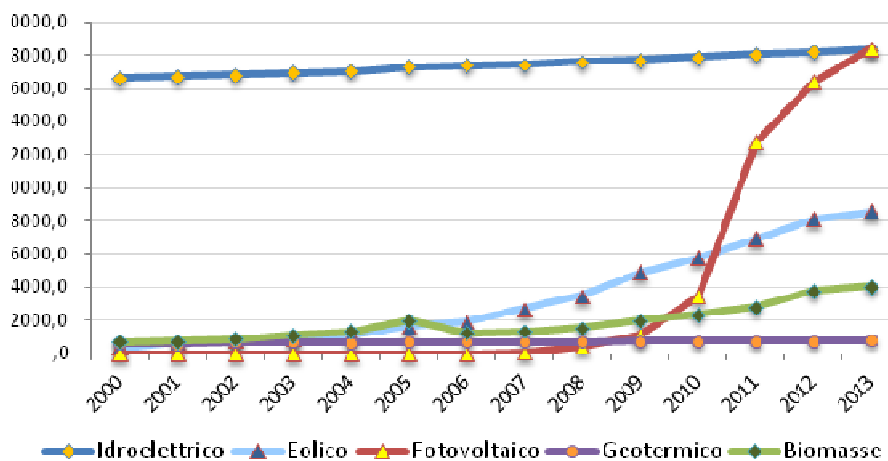


Figura 2.5 - Andamento della potenza efficiente lorda (MW) per tipologia di impianto

Contribuiscono alla crescita anche le sorgenti a biomassa e le eoliche con un totale di impianti nel 2013 rispettivamente di 2.409 e di 1.386 unità. La potenza efficiente lorda raggiunge 8.560 MW per l'eolico, con un contributo pari al 17% sul totale, e 4.033 MW per la biomassa con un contributo pari all'8%.

La produzione lorda di energia da fonti rinnovabili negli ultimi 7 anni è più che raddoppiata passando da 47.899 GWh nel 2007 a 112.008 GWh nel 2013 seguendo un tasso di crescita medio annuo di circa 15,4% (Figura 2.6). Fino al 2010 l'entità della produzione era associata prevalentemente alle sorgenti idroelettriche, mentre dal 2011 in poi spiccano anche le altre fonti che superano nel complesso il contributo della fonte idroelettrica.

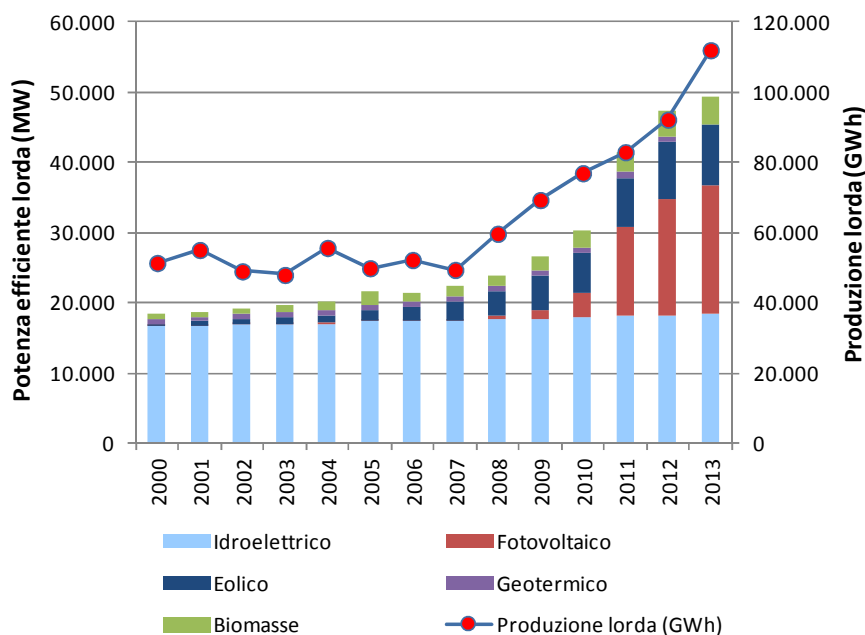


Figura 2.6 - Andamento della produzione (GWh) e della potenza efficiente lorda (MW)

In tutte le regioni del territorio nazionale gli impianti fotovoltaici rappresentano la fonte più diffusa (Figura 2.7). La Lombardia è la regione in cui è presente il maggior numero di impianti alimentati da fonti rinnovabili, con una percentuale che supera il 14% del totale, seguita dal Veneto con il 13,6% e dall'Emilia Romagna con il 9,5% (Tabella 2.4).

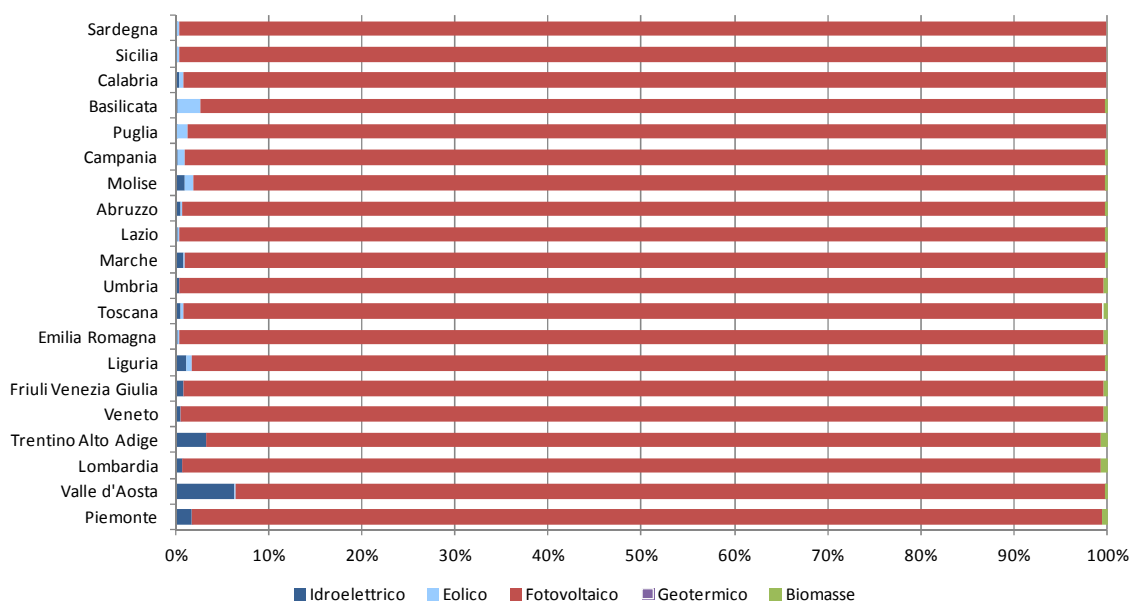


Figura 2.7 - Distribuzione percentuale del numero di impianti installati per tipologia

Tabella 2.4 - Numero di impianti per regione.

Regione	N° impianti
Piemonte	41.476
Valle d'Aosta	1.909
Lombardia	83.597
Trentino Alto Adige	21.519
Veneto	79.721
Friuli Venezia Giulia	25.780
Liguria	5.627
Emilia Romagna	55.321
Toscana	30.768
Umbria	13.804
Marche	20.517
Lazio	33.588
Abruzzo	15.011
Molise	3.305
Campania	22.508
Puglia	39.474
Basilicata	6.865
Calabria	18.731
Sicilia	39.278
Sardegna	27.831

La distribuzione regionale per tipologia di impianto mostra la preponderanza di sorgenti idroelettriche nel nord Italia e di sorgenti eoliche al sud, più omogenea è invece la distribuzione del fotovoltaico e della biomassa.

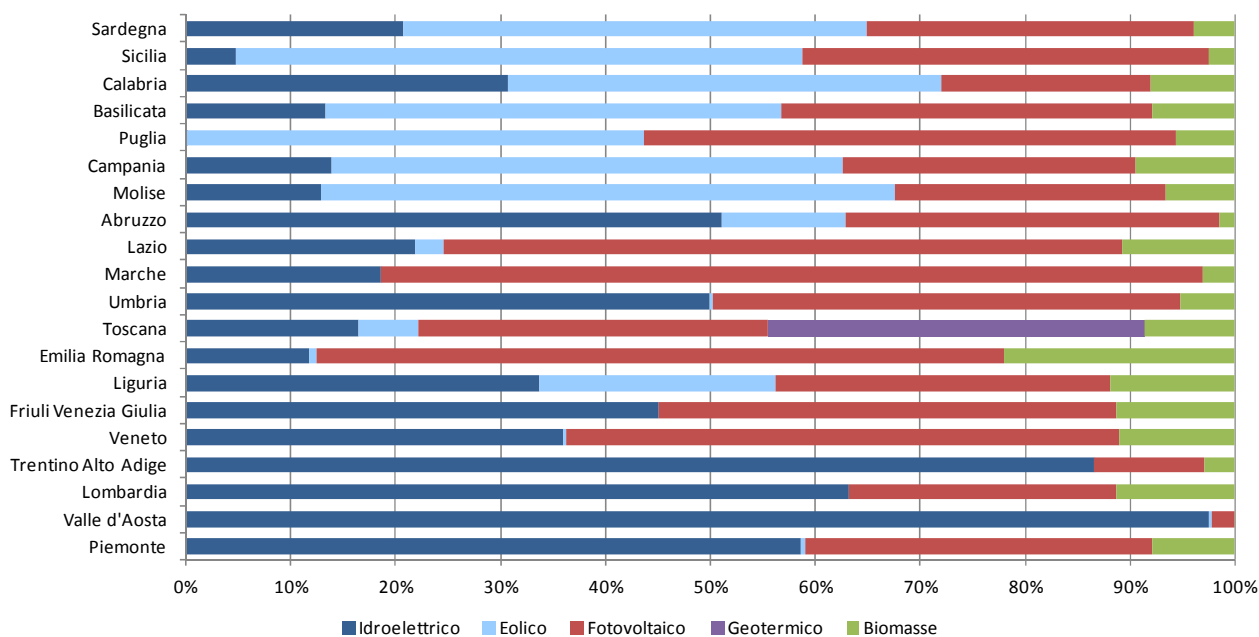


Figura 2.8 - Distribuzione percentuale della potenza efficiente lorda (MW) per tipologia di impianto

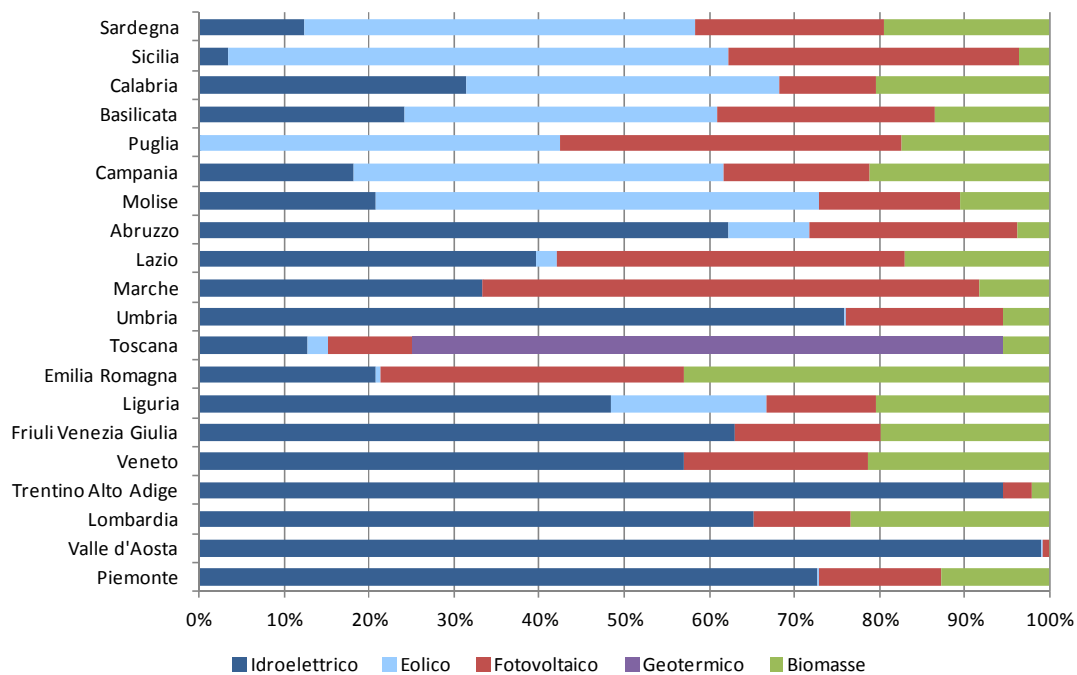


Figura 2.9 - Distribuzione percentuale della produzione (GWh) per tipologia di impianto

Tabella 2.5 - Potenza media per impianto

	Idroelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse
	MW	MW	kW	MW	MW
Piemonte	3,9	1,9	37,0		1,4
Valle d'Aosta	8,0	0,9	11,1		0,4
Lombardia	10,9	0,0	24,7		1,4
Trentino Alto Adige	4,7	0,3	19,0		0,7
Veneto	3,7	0,6	21,1		1,0
Friuli Venezia Giulia	2,6	0,0	18,8		1,3
Liguria	1,4	1,8	14,9		2,1
Emilia Romagna	2,6	0,4	33,1		2,2
Toscana	2,4	1,6	23,5	22,7	1,4
Umbria	13,8	0,3	33,3		1,0
Marche	1,6	0,0	51,1		0,6
Lazio	5,4	2,7	35,8		2,2
Abruzzo	17,3	10,5	47,0		0,9
Molise	2,9	11,5	54,0		5,6
Campania	7,1	7,7	31,6		4,7
Puglia	0,4	4,9	67,8		5,6
Basilicata	12,1	2,6	53,5		4,5
Calabria	15,1	12,2	26,0		6,1
Sicilia	9,4	14,3	32,1		1,8
Sardegna	25,9	13,8	25,5		3,0

2.2 Il Solare fotovoltaico

Per impianto fotovoltaico si intende un'installazione in grado di ottenere energia elettrica sfruttando la luce solare.

Un impianto fotovoltaico è composto da varie componenti, di cui particolare rilevanza sono:

- I pannelli fotovoltaici, definiti anche moduli; essi sono fissati ad una struttura di supporto e rappresentano la parte più importante e visibile dell'impianto, in quanto la loro funzione è quella di catturare l'energia del Sole e trasformarla in energia elettrica.
- L'inverter, un dispositivo elettronico che si occupa della conversione della corrente continua prodotta dai pannelli in alternata, ai quali è connesso tramite quadri elettrici e cavi di collegamento.

I pannelli fotovoltaici trasformano l'energia solare in corrente elettrica continua che, per poter essere fruibile da tutte le apparecchiature e immessa nella rete viene convertita in alternata dall'inverter, provvisto di un dispositivo di controllo, l'MPPT, che ottimizza la produzione di elettricità consentendo ai pannelli di lavorare sempre al massimo del rendimento, in ogni condizione ambientale e meteorologica.

I moduli sono costituiti da celle in materiale semiconduttore, il più utilizzato dei quali è il silicio cristallino. Essi rappresentano la parte attiva del sistema perché convertono la radiazione solare in energia elettrica.

Gli impianti fotovoltaici possono essere connessi alla rete elettrica di distribuzione o direttamente a utenze isolate (stand-alone), tipicamente per assicurare la disponibilità di energia elettrica in zone isolate.

I vantaggi derivanti dall'utilizzo di pannelli fotovoltaici sono molteplici:

- Elevata affidabilità dell'impianto e quindi lunga durata nel tempo.
- Azzeramento dell'inquinamento legato al fabbisogno energetico.
- Il non utilizzo di combustibili fossili.
- Possibilità di modificare la potenza dell'impianto in qualsiasi momento, semplicemente variando il numero di moduli.

Gli unici "svantaggi" di cui tener conto sono l'investimento iniziale che può essere più o meno importante a seconda delle esigenze e il rendimento non omogeneo legato alla disponibilità di luce solare nei vari periodi dell'anno e all'alternarsi del giorno e della notte.

I moduli fotovoltaici possono essere collocati su qualsiasi pertinenza di un immobile (tetto, facciata, terrazzo, ecc...) o sul terreno. La decisione deve essere presa in base all'esistenza - sul sito d'installazione - della disponibilità dello spazio necessario i moduli e della corretta esposizione ed inclinazione della superficie dei moduli.

Le condizioni ottimali in Italia sono:

- esposizione SUD (accettabile anche SUD-EST, SUD-OVEST, con ridotta perdita di produzione);
- inclinazione dei moduli compresa fra 25°(latitudini più meridionali) e 35°(latitudini più settentrionali);
- assenza di ostacoli in grado di creare ombreggiamento.

Lo spazio necessario all'installazione di 1 Kwp è di circa 7 mq.

2.2.1 *Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia*

La potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni standard (temperatura pari a 25 °C e radiazione pari a 1.000 W/m²).

Quantificare l'energia prodotta da un impianto è molto importante in quanto anche il guadagno derivante dall'investimento è strettamente legato a questo dato. Molti elementi concorrono alla determinazione di tale grandezza:

- Quantità e intensità delle radiazioni solari intercettate dall'impianto;
- Inclinazione ed orientamento dei pannelli;
- Eventuale presenza e quantità di impedimenti alla ricezione della luce solare;
- Rendimento delle varie parti che compongono l'impianto;
- Irraggiamento e temperatura ambientale.

In Italia, dal 2000 ad oggi, la crescita del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici installati è avvenuta a ritmi molto sostenuti.

A fine 2013 in tutto il territorio nazionale risultano in esercizio 579.524 impianti per una potenza efficiente lorda di 18.420 MW ed una produzione di 21.588 GWh.

Nel solo anno 2012 è stato installato quanto presente in Italia a fine 2010: più di 148.025 impianti per una potenza addizionale di 3.646 MW.

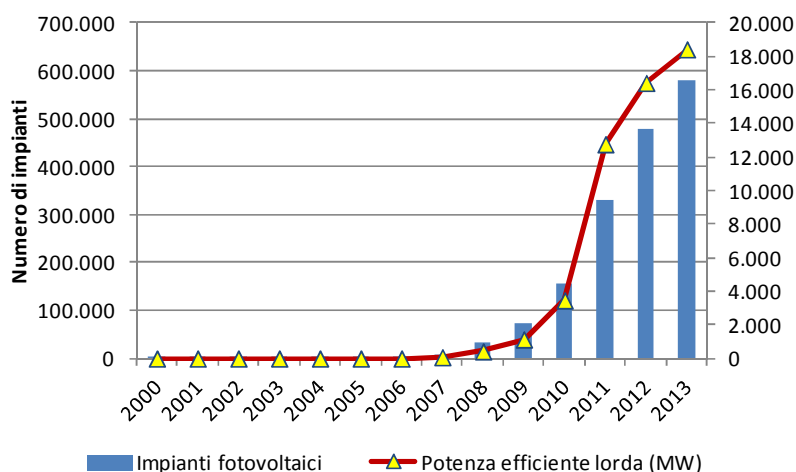


Figura 2.10 - Impianti installati e potenza efficiente lorda

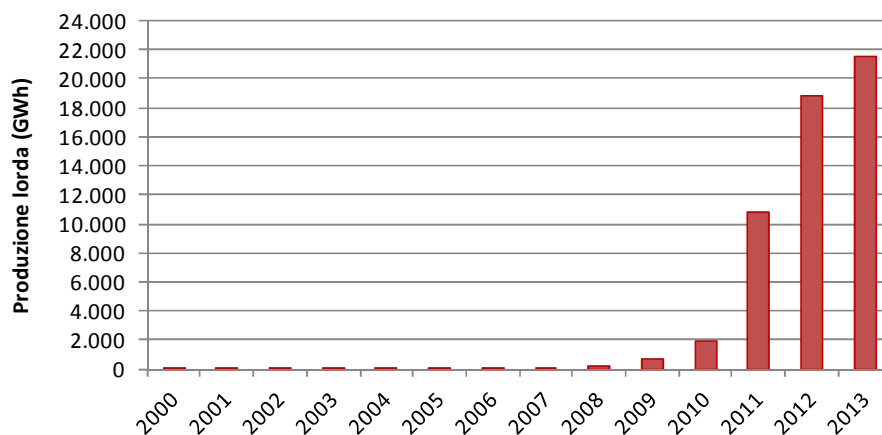


Figura 2.11 - Produzione lorda degli impianti installati (GWh)

La distribuzione degli impianti sul territorio nazionale non è omogenea. Il maggior numero di impianti si riscontra in Lombardia ed in Veneto (rispettivamente con 82.494 e 79.059 unità pari al 14,2% ed al 13,6% del totale).

Tabella 2.6 - Distribuzione percentuale del numero di impianti fotovoltaici installati

Regione	%	Regione	%
Lombardia	14,2%	Campania	3,8%
Veneto	13,6%	Trentino Alto Adige	3,6%
Emilia Romagna	9,5%	Marche	3,5%
Piemonte	7,0%	Calabria	3,2%
Sicilia	6,7%	Abruzzo	2,6%
Puglia	6,7%	Umbria	2,4%
Lazio	5,8%	Basilicata	1,2%
Toscana	5,2%	Liguria	1,0%
Sardegna	4,8%	Molise	0,6%
Friuli Venezia Giulia	4,4%	Valle d'Aosta	0,3%

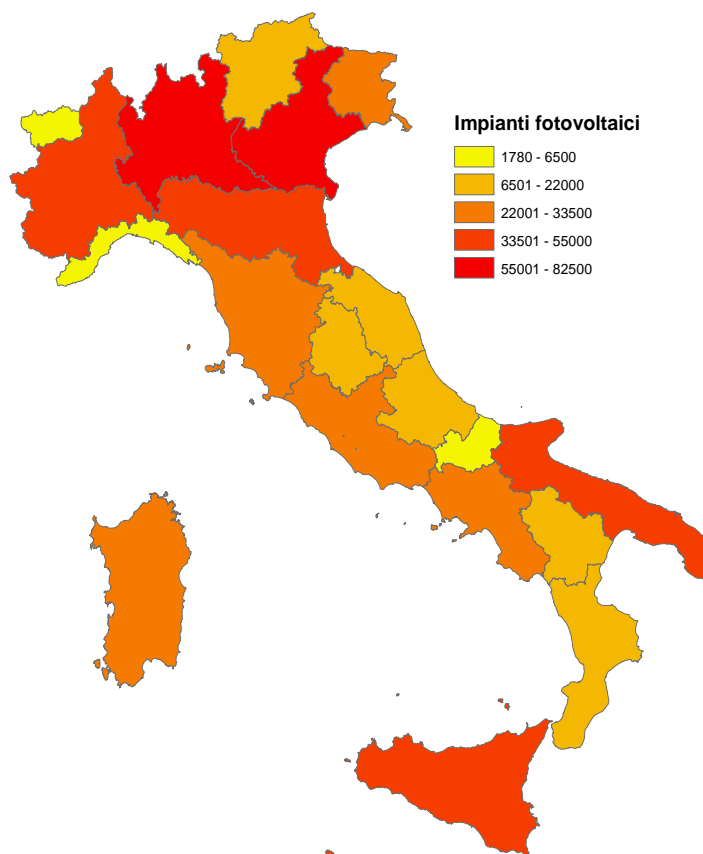


Figura 2.12 - Distribuzione regionale del numero di impianti installati

La potenza efficiente lorda installata nel 2013 in Italia è pari a 18.421 MW. In Puglia è installata la potenza maggior pari a 2.641 MW, pari a circa il 14% del totale. Segue la Lombardia con circa 2.040 MW e l'Emilia Romagna con circa 1.814 MW.

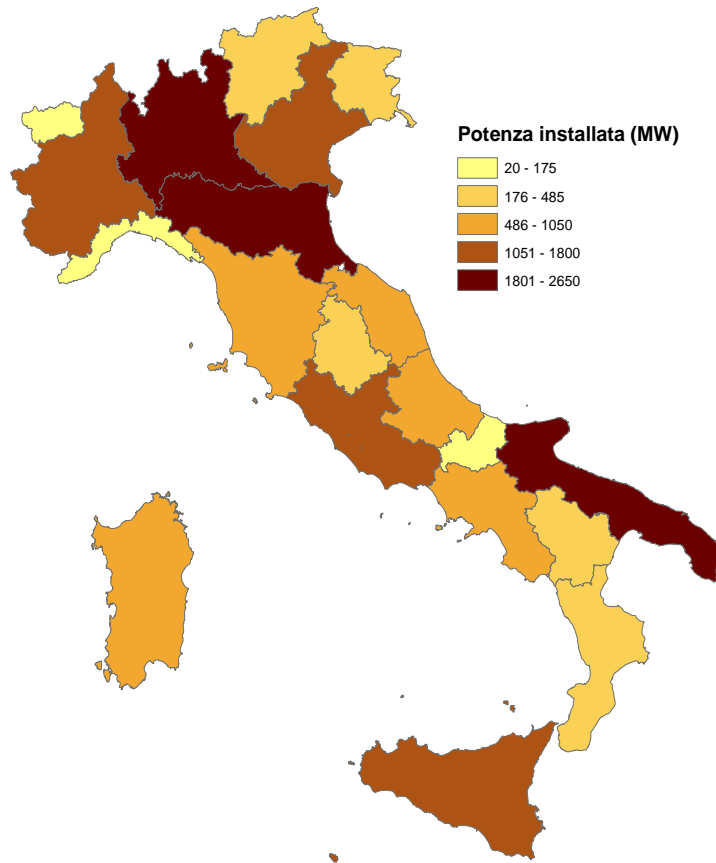


Figura 2.13 - *Distribuzione regionale della potenza (MW) installata*

La produzione degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2013 ha raggiunto i 21.588 GWh con un incremento del 14,5% rispetto all'anno precedente. In Puglia sono stati prodotti 3.715 GWh, circa il 17% del totale, seguono l'Emilia Romagna con 1.979 GWh e la Lombardia con 1.933 GWh.

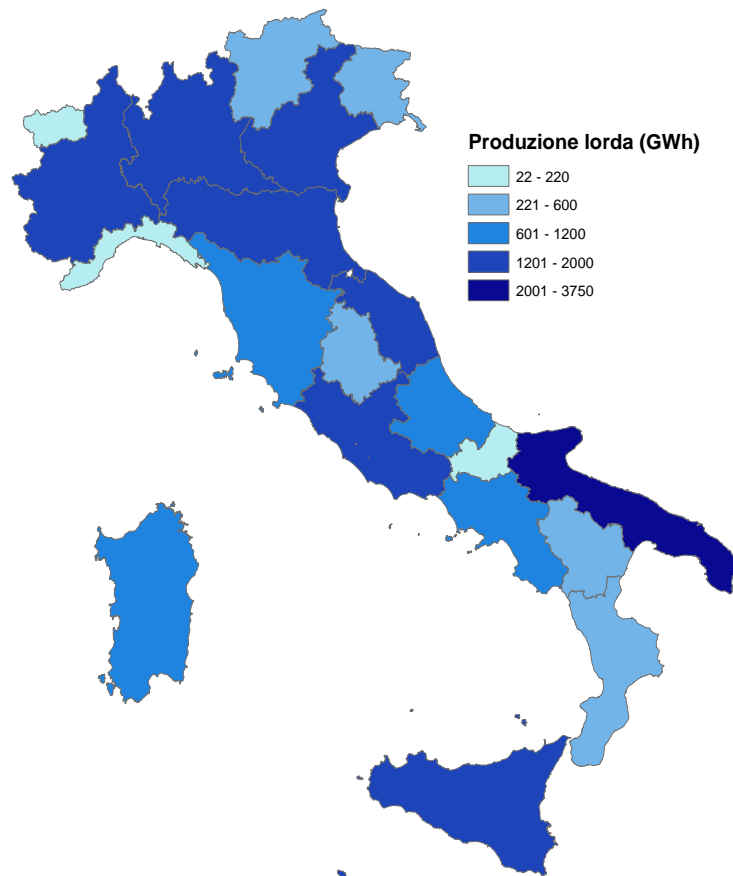


Figura 2.14 - *Distribuzione regionale della produzione (GWh)*

2.3 La biomassa

Di fronte alla crescente dipendenza dell'Europa dai combustibili fossili, il ricorso alla biomassa rappresenta una delle soluzioni principali per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la sostenibilità dell'energia in Europa.

Per far fronte alla crescente dipendenza dalle importazioni nel campo energetico, l'Unione europea ha avviato una nuova politica energetica, i cui tre obiettivi principali sono la concorrenzialità, lo sviluppo sostenibile e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il piano d'azione per la biomassa della Commissione si inserisce nel contesto di questa politica energetica integrata e coerente e, in particolare, in quello della promozione delle fonti d'energia rinnovabili.

Le biomasse costituiscono da sempre una risorsa fondamentale per le esigenze energetiche dei Paesi meno sviluppati. Oggi, però, sono destinate a svolgere un ruolo decisivo anche nei Paesi avanzati per realizzare un futuro più sostenibile e a ridotte emissioni di CO₂.

Il loro contributo alla domanda finale di energia è infatti in rapida crescita sia in Italia che in Europa, dove peraltro svolgono già un ruolo non marginale per quanto riguarda gli usi termici.

Minore è invece l'importanza che le biomasse hanno finora avuto nel settore della generazione elettrica, nonostante la presenza di un potenziale notevole e la messa a punto di tecnologie avanzate sul piano impiantistico e della tutela ambientale.

Le biomasse impiegate come fonte di energia in linea di principio non producono CO₂, se si trascura una parte inevitabile nel ciclo di trasformazione e rinnovamento delle fonti stesse, tuttavia portano ad un

incremento delle emissioni di inquinanti atmosferici, come ossidi di azoto, composti organici volatili e polveri determinando un peggioramento della qualità dell'aria.

Da uno studio condotto dall'ARPA Emilia Romagna (*"Indagine sul consumo di biomassa nella Regione Emilia-Romagna"*) risulta evidente come le politiche che possono risultare virtuose per contrastare i cambiamenti climatici, riducendo le emissioni di gas serra, possano risultare invece problematiche dal punto di vista delle emissioni di inquinanti atmosferici, producendo un potenziale peggioramento della qualità dell'aria. I piani di azione per la lotta ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria devono quindi procedere in modo sinergico, valutando preventivamente tutti gli aspetti delle azioni intraprese.

2.3.1 *Potenza e numerosità degli impianti a biomassa in Italia*

In Italia, la crescita del numero e della potenza degli impianti a biomassa è avvenuta a ritmi sostenuti solo negli ultimi 5 anni. Dal 2000 al 2013 il numero impianti è infatti aumentato da 186 a 2.409 unità con un tasso medio annuo di crescita fino al 2008 dell'8% (passando da 186 a 352 unità) raggiungendo invece nel 2011 e nel 2012 un tasso di crescita massimo dell'81% rispetto agli anni precedenti.

Grazie anche alla redditività garantita dagli incentivi, come la tariffa omnicomprensiva, valida per gli impianti sotto il megawatt di potenza, i certificati verdi ed il CIP6, il ruolo di queste fonti sta crescendo.

La potenza efficiente lorda ha raggiunto nel 2013 i 4.033 MW rispetto ai 685 MW installati nel 2000 seguendo un tasso di crescita medio annuo del 16,5%.

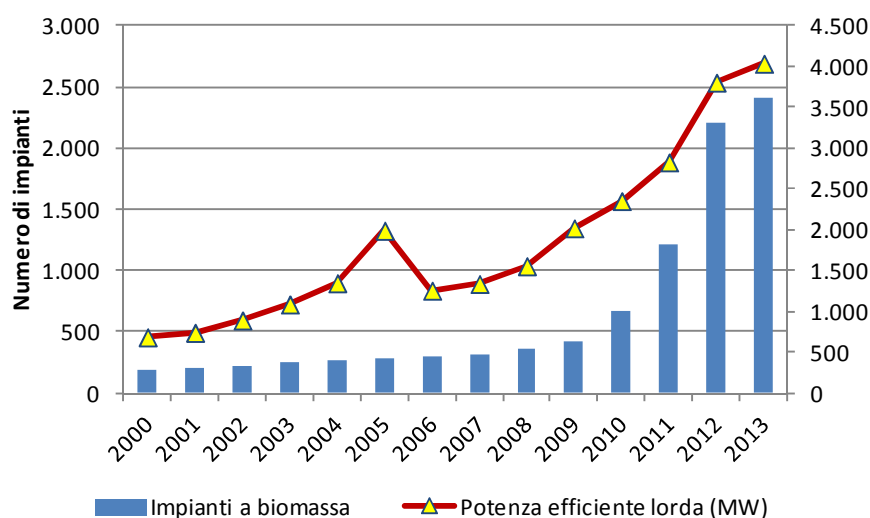


Figura 2.15 - *Impianti installati e potenza efficiente lorda*

La produzione lorda degli impianti installati è aumentata quasi costantemente ogni anno, passando da 1.906 GWh nel 2000 a 17.090 GWh nel 2013 mantenendo un tasso di crescita medio del 19%.

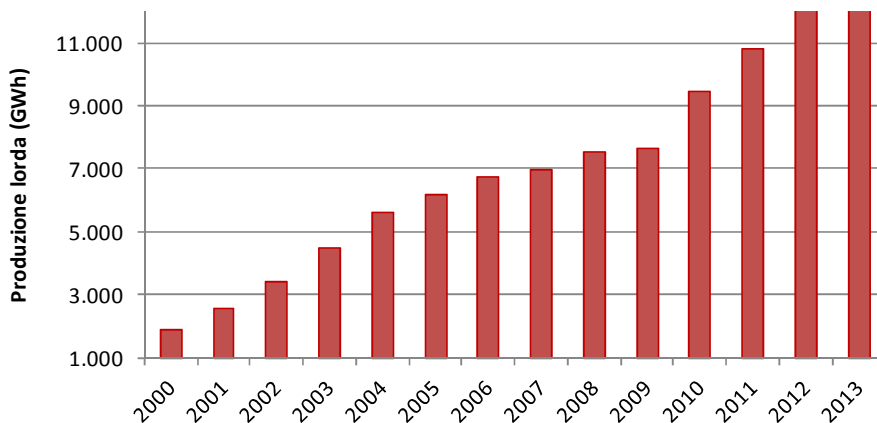


Figura 2.16 - Produzione lorda (GWh) degli impianti installati

Tabella 2.7 - Distribuzione regionale del numero di impianti installati

Regione	%	Regione	%
Lombardia	26,4%	Campania	2,2%
Veneto	13,9%	Puglia	2,2%
Emilia Romagna	11,7%	Sicilia	1,9%
Piemonte	10,9%	Abruzzo	1,5%
Trentino Alto Adige	6,8%	Calabria	1,3%
Toscana	5,4%	Sardegna	1,2%
Friuli Venezia Giulia	4,0%	Basilicata	0,7%
Lazio	3,9%	Liguria	0,6%
Marche	2,7%	Molise	0,3%
Umbria	2,2%	Valle d'Aosta	0,2%

La maggior parte degli impianti alimentati a biomassa sono localizzati nel Nord Italia (1.796 impianti pari a circa il 75% del totale), prevalentemente in Lombardia (636 impianti), Veneto (335 impianti), Emilia Romagna (281 impianti) e Piemonte (262 impianti).

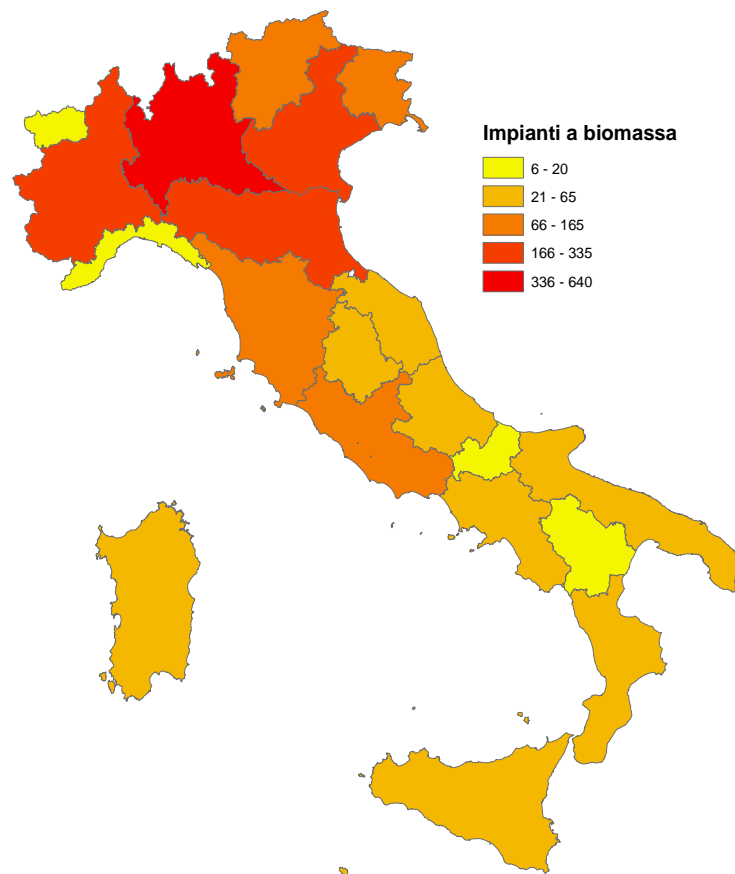


Figura 2.17 - Distribuzione regionale del numero di impianti installati

Circa il 62% della potenza lorda installata è situata nel Settentrione, raggiungendo una potenza di oltre 2.496 MW, il 26,% al Meridione e nelle isole con 272 impianti ed una potenza di 1.056 MW, ed il restante 12,2% nel Centro Italia con 341 impianti ed una potenza di 482 MW.

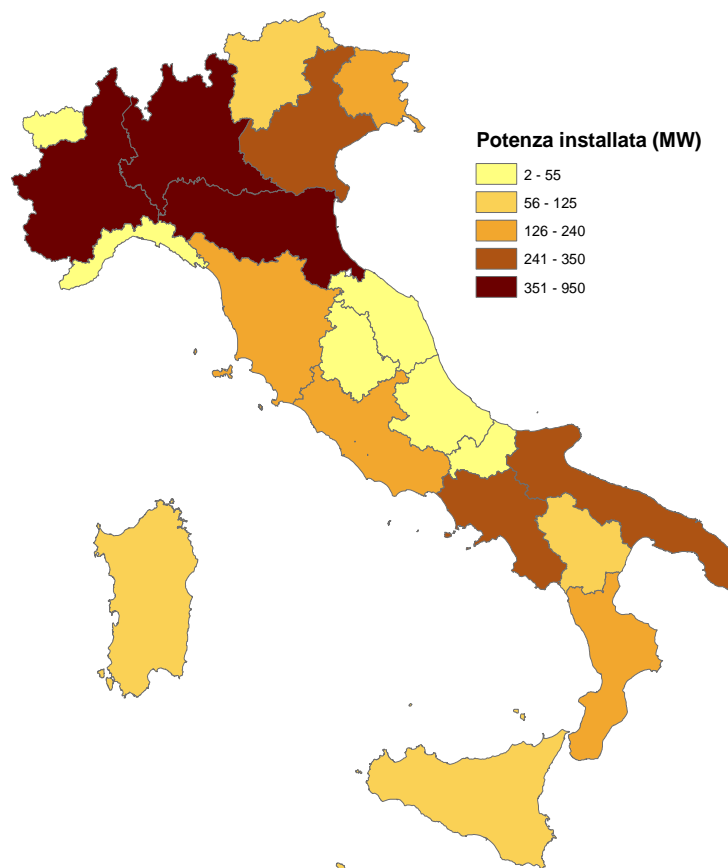


Figura 2.18 - Distribuzione regionale della potenza (MW) installata

La produzione lorda, come per la potenza lorda installata, presenta i valori più elevati nel Nord Italia raggiungendo circa 10.470 GWh (con un contributo pari al 61%). Le regioni più virtuose sono la Lombardia, l'Emilia Romagna, il Veneto ed il Piemonte. L'Italia meridionale e peninsulare raggiunge i 5.203 GWh (pari al 30% di cui il 9,5% è situato in Puglia) ed infine il centro i 1.417 GWh (pari all'8,3%).

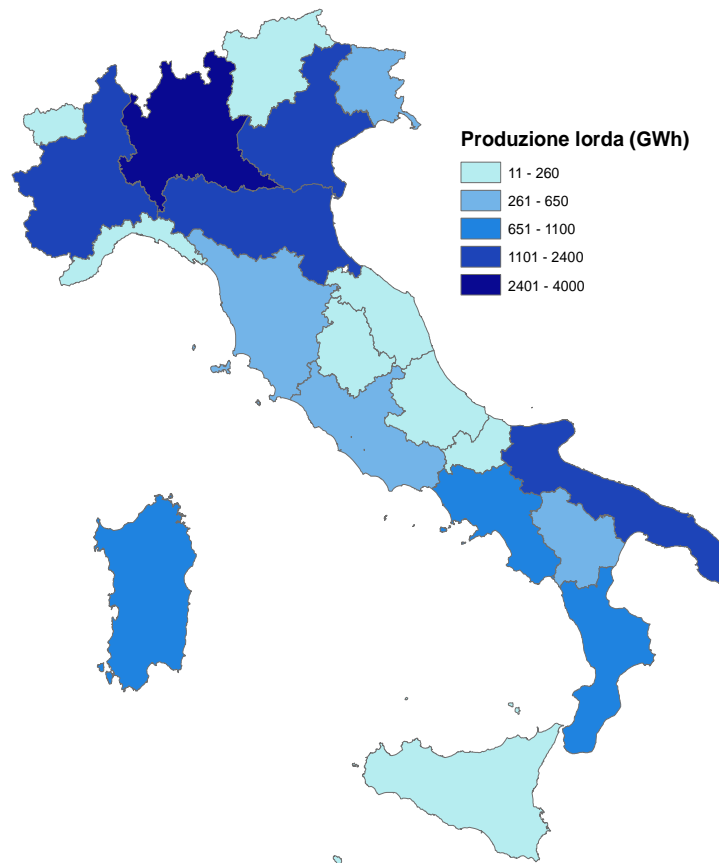


Figura 2.19 - Distribuzione regionale della produzione (GWh)

2.4 L'eolico

Un impianto eolico è un impianto che trasforma l'energia del vento in energia elettrica.

Le macchine eoliche di piccola taglia possono essere utilizzate per produrre elettricità per singole utenze o per gruppi di utenze, collegate alla rete elettrica in bassa tensione oppure isolati dalla rete elettrica.

Un impianto eolico è costituito da un insieme di aerogeneratori di media (600-900 kW) o grande (>1MW) taglia distribuiti sul territorio e connessi tra loro attraverso un cavidotto interrato.

All'impianto eolico, inoltre, è associata una cabina-stazione di consegna che, a sua volta è connessa alla rete elettrica nazionale.

Gli aerogeneratori sono costituiti principalmente da una navicella o gondola, sostenuta da una struttura metallica, a cui è connesso un rotore formato da pale fissate su di un mozzo progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica per trasformarla in energia meccanica. Al soffiare del vento il rotore gira e aziona a sua volta il generatore elettrico, tramite un moltiplicatore di giri, che ha la funzione di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica. Dal rotore, l'energia cinetica del vento viene trasmessa a un generatore di corrente collegato ai sistemi di controllo e trasformazione tali da regolare la produzione di elettricità e l'eventuale allacciamento in rete. L'energia elettrica prodotta in navicella viene convogliata, attraverso appositi cavi elettrici al suolo, riceve dove convergono anche i segnali necessari per il controllo del corretto funzionamento dell'aerogeneratore.

Le macchine di media e grande taglia sono utilizzate prevalentemente per realizzare centrali eoliche composte da più turbine, collegate alla rete di media o di alta tensione.

La generazione di energia elettrica varia in funzione del vento e della capacità generativa degli aerogeneratori.

Attualmente le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti eolici, collegati alla rete elettrica, sono stabilite dal DM 6 luglio 2012.

Il DM 6 luglio 2012 disciplina, infatti, le modalità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento che entrano in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

2.4.1 Potenza e numerosità degli impianti eolici in Italia

In Italia a fine 2013 gli impianti eolici installati erano 1.386. Dal 2000 in poi il tasso di crescita medio annuo è stato di circa il 29% ma negli ultimi anni, in particolar modo nel 2010 e nel 2011, anni in cui sono stati installati ben 1.294 nuovi impianti, si è assistito ad un forte aumento del parco eolico raggiungendo un picco di crescita di circa il 66% rispetto al 2009.

La potenza efficiente lorda ha raggiunto nel 2013 circa 8.560 MW rispetto ai 363 MW installati nel 2000 seguendo un tasso di crescita medio annuo di circa il 29%.

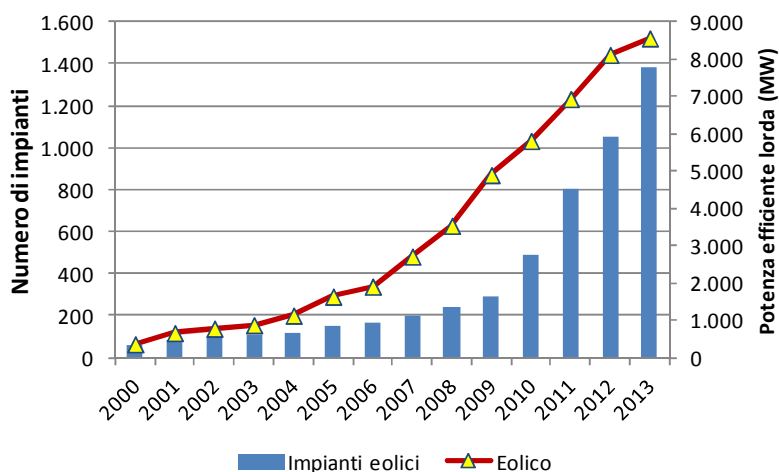


Figura 2.20 - Impianti installati e potenza efficiente lorda (MW)

La produzione lorda degli impianti installati ha raggiunto nel 2013 i 14.897GWh mantenendo un tasso di crescita medio annuo di circa il 30%.

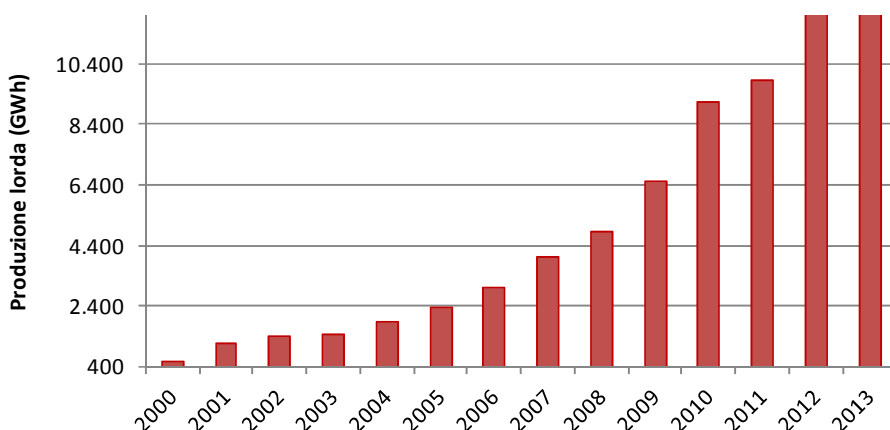


Figura 2.21 - Produzione lorda degli impianti installati (GWh)

Tabella 2.8 - Distribuzione regionale del numero di impianti eolici

Regione	%	Regione	%
Puglia	33,7%	Marche	2,2%
Basilicata	12,3%	Abruzzo	1,6%
Campania	11,5%	Lazio	1,4%
Sicilia	8,8%	Veneto	1,2%
Calabria	5,9%	Piemonte	0,7%
Toscana	5,5%	Trentino Alto Adige	0,5%
Sardegna	5,2%	Umbria	0,4%
Emilia Romagna	3,6%	Lombardia	0,4%
Liguria	2,4%	Friuli Venezia Giulia	0,3%
Molise	2,3%	Valle d'Aosta	0,2%

La maggior parte del parco eolico è localizzato nel Meridione e nelle isole (con 1.126 impianti pari a circa l'81% del totale). Emergono la Puglia (con 467 impianti), la Campania (con 159 impianti), la Basilicata (con 170 impianti) e la Sicilia (con 122 impianti).

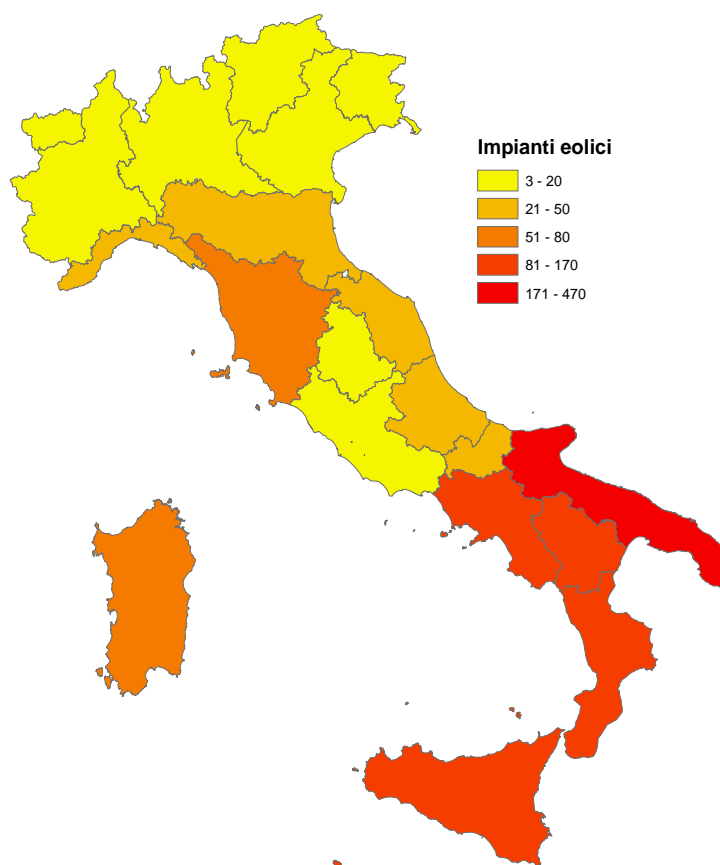


Figura 2.22 - Distribuzione regionale del numero di impianti eolici

La potenza lorda installata raggiunge nel meridione e nelle isole circa i 8.276 MW, più del 96% della potenza installata su tutto il territorio nazionale, al centro circa 175 MW (pari al 2%) e al nord circa gli 110 MW (pari a poco più dell'1%).

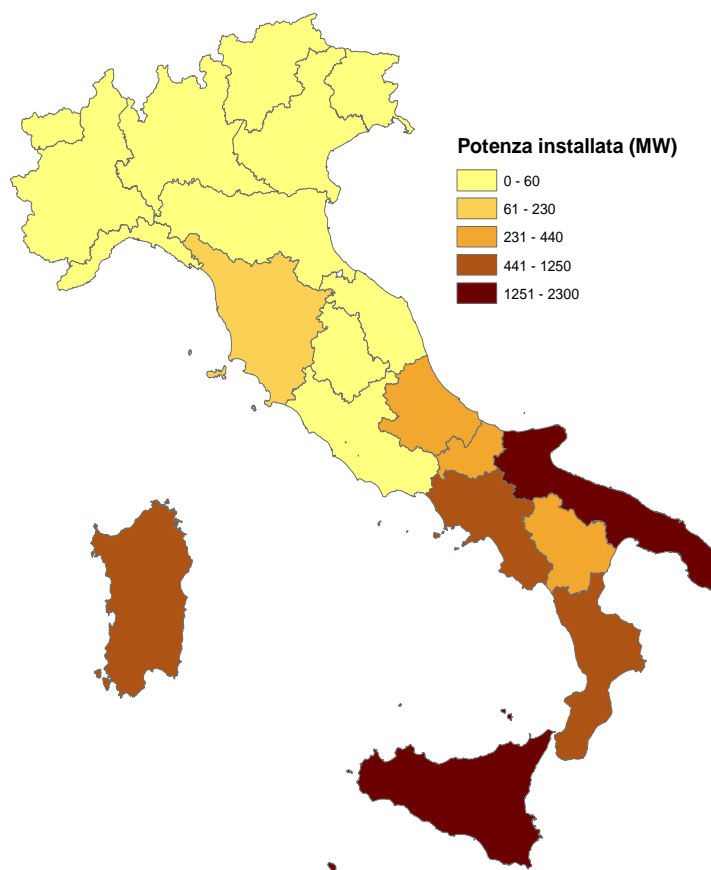


Figura 2.23 - *Distribuzione della potenza efficiente lorda (MW)*

La produzione lorda, come per la potenza lorda installata, presenta i valori più elevati al Sud raggiungendo i 14.429 GWh (pari al 96% del totale), nelle isole di 4.825 GWh (pari al 32%), al centro di 279 GWh (pari all' 1,8%) e al Nord di 189 GWh (pari all' 1,2%).

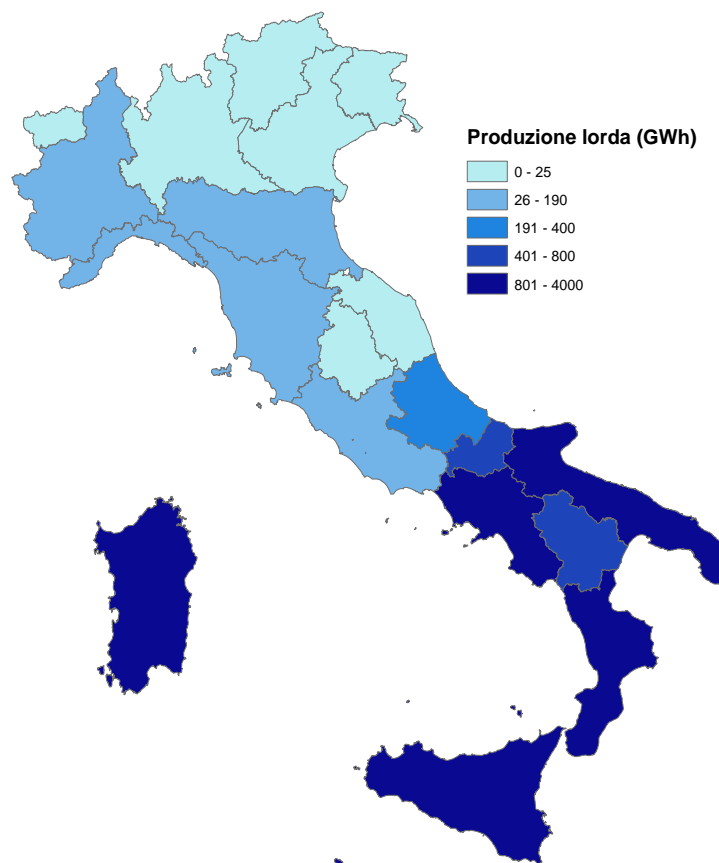


Figura 2.24 - Distribuzione regionale della produzione (GWh)

2.5 L'idroelettrico

Un impianto idroelettrico è un complesso di opere idrauliche, macchinari, apparecchiature, edifici e servizi destinati alla trasformazione di energia idraulica in energia elettrica.

Un impianto idroelettrico è costituito da una serie di opere posizionate in successione una rispetto all'altra, accoppiate a macchinari in grado di produrre energia elettrica a partire dal movimento della massa d'acqua.

Un impianto idroelettrico generalmente consiste di:

- un sistema di raccolta dell'acqua di forma e di dimensioni adatte alla natura del terreno e al letto del corso d'acqua;
- una condotta forzata di convogliamento e adduzione dell'acqua;
- una turbina, che trasforma l'energia potenziale dell'acqua in energia meccanica;
- un alternatore o generatore, che converte in energia elettrica l'energia meccanica della turbina;
- un sistema di controllo e regolazione della portata d'acqua.

Una volta utilizzata, l'acqua, che non subisce nessuna trasformazione nelle caratteristiche chimico-fisiche, viene restituita al suo corso naturale.

La macchina caratteristica di un impianto idroelettrico è la turbina, evoluzione delle pale dei mulini di un tempo, costruiti sulle rive del fiume, che usavano l'acqua come forza motrice per la macina. Le grandezze che caratterizzano una turbina sono principalmente il salto utile e la portata. Il salto utile è il dislivello misurato in metri tra la quota di pelo libero dell'acqua e quella dello scarico. La portata invece è il volume, misurato in metri cubi, d'acqua che transita attraverso una sezione nel tempo di un secondo. Tutte le turbine sono composte principalmente da tre parti: un organo di immissione e distribuzione dell'acqua, la girante che

trasforma l'energia dell'acqua in energia meccanica e lo scarico. Accoppiato solidamente all'albero della turbina troviamo l'alternatore, la macchina elettrica che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

2.5.1 Potenza e numerosità degli impianti idroelettrici in Italia

In Italia a fine 2013 gli impianti idroelettrici installati erano 3.277. Dal 2000 in poi il tasso di crescita medio annuo è stato di circa il 4% tranne che per il 2010 in cui sono stati installati 480 nuovi impianti raggiungendo un picco di crescita del 21,3% rispetto all'anno precedente.

La potenza efficiente lorda ha raggiunto nel 2013 circa 18.365 MW rispetto ai 16.641 MW installati nel 2000 seguendo un tasso di crescita medio annuo di circa lo 0,8%.

Da un'analisi del grafico si evidenzia che, a differenza delle altre fonti rinnovabili, l'evoluzione del parco idrico e della rispettiva potenza lorda installata, ha seguito solo un lieve incremento in questo decennio.

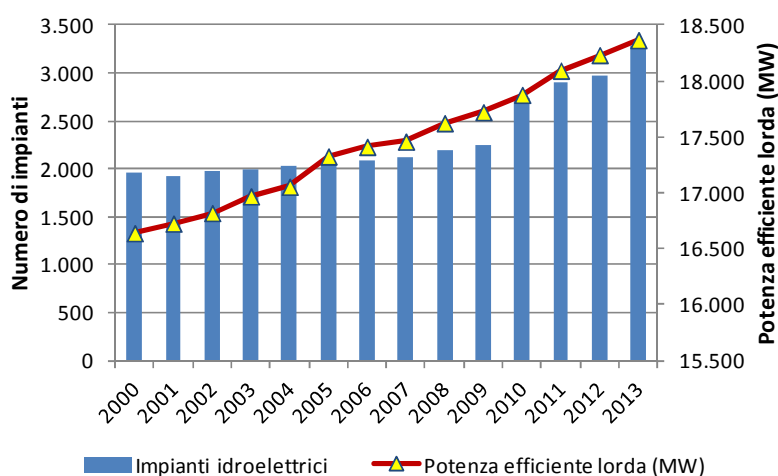


Figura 2.24 - Impianti installati e potenza efficiente lorda (MW)

La produzione lorda degli impianti installati risulta molto variabile a causa della forte dipendenza con i fattori climatici assumendo un tasso di crescita medio annuo compreso tra il -15% ed il +27% . Nel 2010 e nel 2013 si raggiungono i picchi massimi, anni eccezionali dal punto di vista dell'idraulicità, pari rispettivamente a 51.116 GWh e 52.773 GWh.

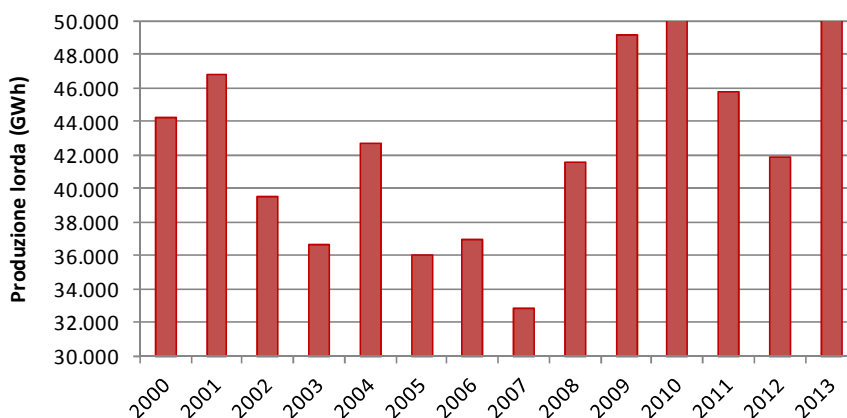


Figura 2.25 - Produzione lorda degli impianti installati (GWh)

Tabella 2.9 - Distribuzione regionale del numero di impianti installati

Regione	%	Regione	%
Piemonte	20,9%	Liguria	1,9%
Trentino Alto Adige	20,9%	Abruzzo	1,8%
Lombardia	14,1%	Campania	1,5%
Veneto	9,5%	Calabria	1,5%
Friuli Venezia Giulia	5,7%	Umbria	1,1%
Marche	4,6%	Molise	0,9%
Toscana	4,4%	Sardegna	0,5%
Emilia Romagna	3,8%	Sicilia	0,5%
Valle d'Aosta	3,6%	Basilicata	0,3%
Lazio	2,3%	Puglia	0,1%

La maggior parte del parco idroelettrico installato in Italia è situato al Nord, prevalentemente in Piemonte (685 impianti), Trentino Alto Adige (685 impianti) e Lombardia (462 impianti) raggiungendo in queste tre regioni il 60% della potenza totale lorda installata su tutto il territorio nazionale.

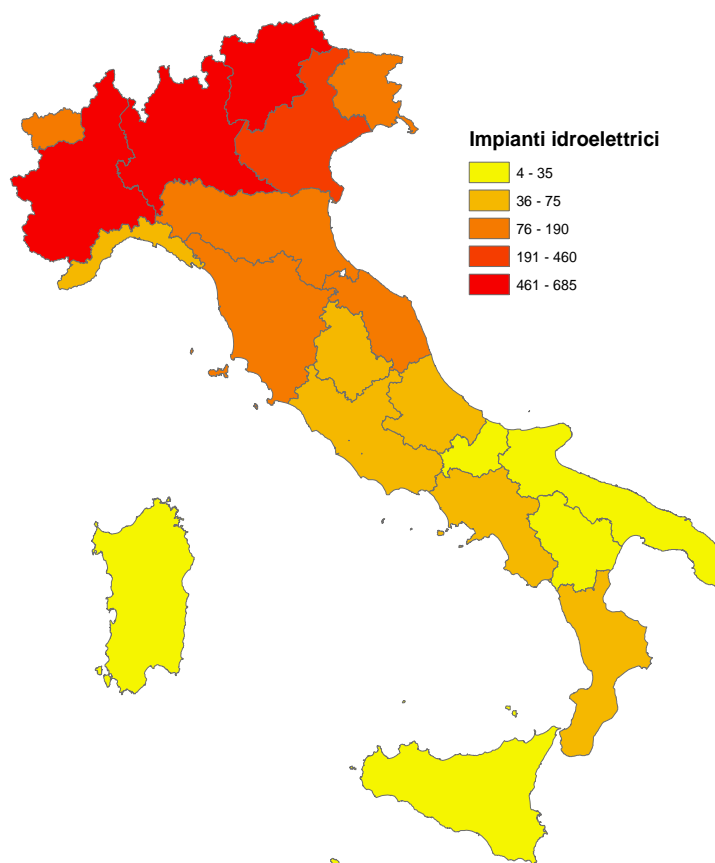


Figura 2.26 - Distribuzione regionale del numero di impianti installati

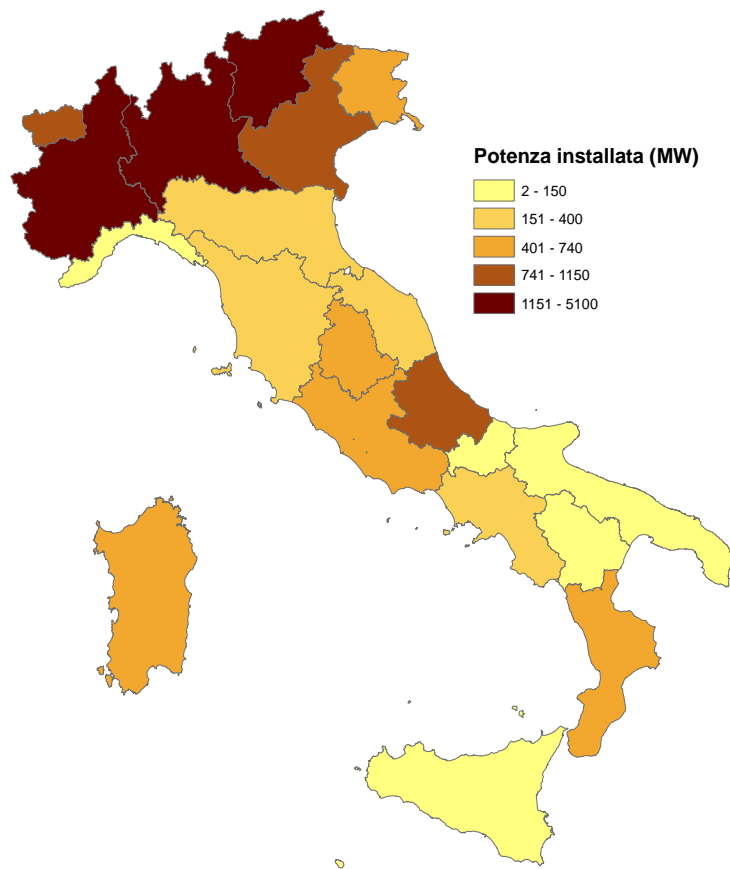


Figura 2.28 - Distribuzione regionale della potenza (MW) installata

La produzione idraulica lorda, come per la potenza lorda installata, raggiunge al Nord 41.460 GWh (con un contributo pari al 78% della produzione totale lorda), al cento circa 5320 GWh (pari al 10%), al sud 5.337 GWh (pari al 10%) e nelle isole 657 GWh (pari solo all'1,2%).

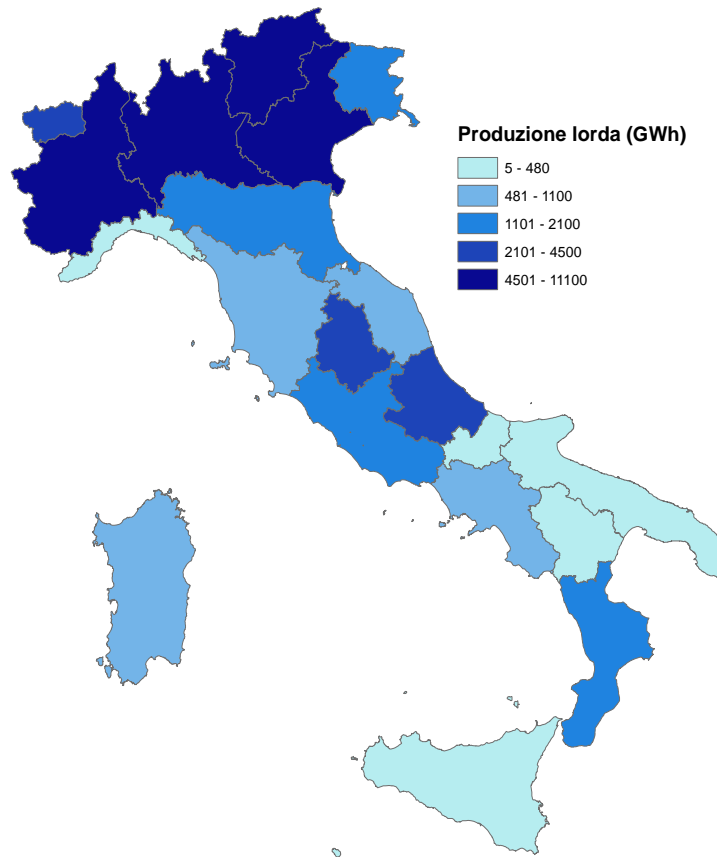


Figura 2.29 - Distribuzione regionale della produzione (GWh)

2.6 Il geotermoelettrico

Un impianto geotermoelettrico è un impianto in grado di sfruttare il calore presente negli strati più profondi della crosta terrestre generato dai processi di decadimento nucleare naturale degli elementi radioattivi presenti nel terreno quali l'uranio, il torio ed il potassio.

Lo sfruttamento dell'energia geotermica per la produzione di energia elettrica avviene solamente in alcune zone in cui il gradiente termico è nettamente superiore a quello medio: ciò è dovuto alla presenza, non lontano dalla superficie (5 ÷ 10 km), di masse magmatiche fluide o già solidificate in via di raffreddamento. Si calcola che l'energia termica contenuta entro i primi 5 km di profondità sia notevolmente superiore agli attuali fabbisogni mondiali. Si tratta però di energia fortemente dispersa e solo raramente recuperabile in condizioni economicamente vantaggiose.

Il costo di un impianto geotermico è considerevolmente più alto di quello di un impianto dello stesso tipo alimentato con combustibili convenzionali. Il costo dell'energia utilizzata da un impianto geotermico è molto più basso di quello dell'energia fornita dai combustibili tradizionali e corrisponde soprattutto ai costi di manutenzione degli elementi dell'impianto. Si stima che nella energia geotermica il 50% del costo sia legato alla ricerca ed alla perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione.

I principali vantaggi, soprattutto rispetto alle altre fonti rinnovabili, sono la relativa costanza nel tempo, l'assenza di fluttuazioni meteorologiche (diurne o stagionali) e in zone caratterizzate da anomalie termiche (vulcanesimo secondario) ha valori di interesse economico elevato. Già dai primi anni del novecento in Italia sono stati realizzati i primi impianti geotermici e sono tutti localizzati in Toscana nelle provincie di Pisa, Siena e Grosseto. A Larderello nel 1904 ci fu il primo tentativo di produrre elettricità dall'energia contenuta nel vapore. Nel 1913 fu avviato l'impianto con una potenza installata di 250 kW. Nel 1942, la potenza geotermoelettrica installata a Larderello aveva raggiunto 127.650 kW.

2.6.1 Potenza e numerosità degli geotermici in Italia

Le sorgenti geotermoelettriche in Italia sono rimaste pressoché invariate nel tempo. La potenza installata a fine 2013 rappresenta solo il 2% della potenza lorda di tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia. Come mostrato nel grafico seguente, la variabilità del numero degli impianti e della potenza installata è estremamente limitata. La potenza efficiente lorda ha raggiunto nel 2013 circa 773 MW rispetto ai 626 MW installati nel 2000 seguendo un tasso di crescita medio annuo di circa il 2%.

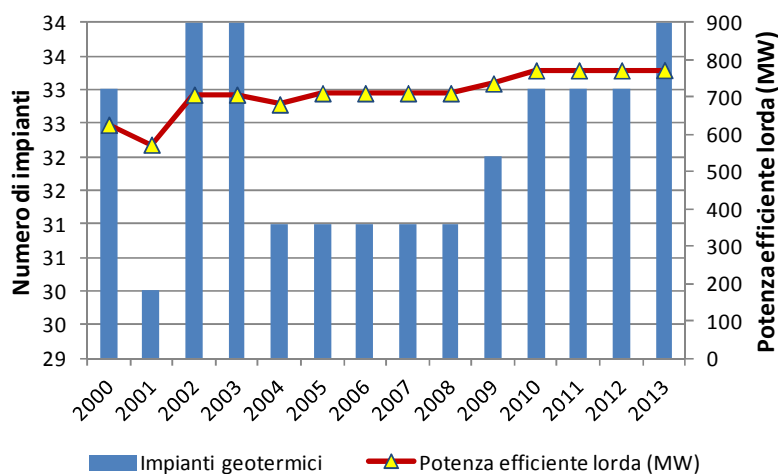


Figura 2.27 - Impianti installati e potenza efficiente lorda

La produzione lorda ha raggiunto nel 2013 i 5.659 GWh mantenendo dal 2000 un tasso di crescita medio annuo di circa l'1,5%.

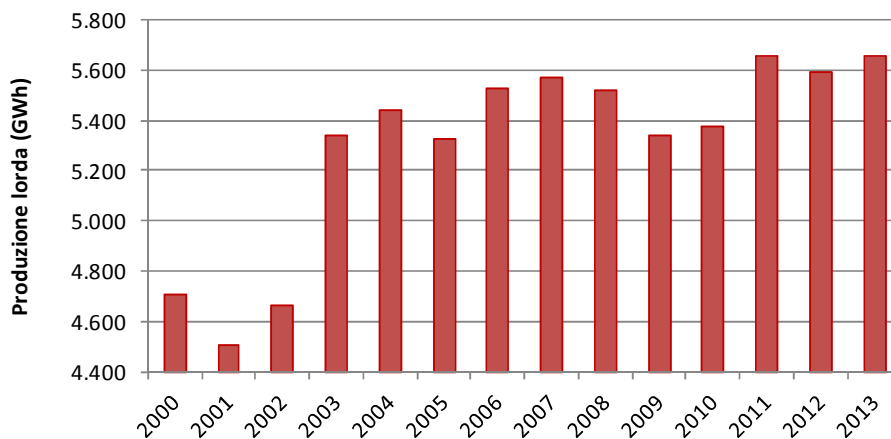


Figura 2.28 - Produzione lorda degli impianti installati (GWh)

In Italia l'unica regione con impianti geotermici è la Toscana in cui sono presenti 34 impianti per una potenza totale lorda di 773MW ed una produzione di circa 5.659 GWh.

3 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 TERNA³ 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*⁴.

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 ENEL⁵ 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

³ Principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione.

⁴ Allegato 6, National emission factors.

⁵ 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 3.1).

Tabella 3.1 – 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 principali combustibili di origine fossile utilizzati per la produzione elettrica e pubblicati in *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2010, National Inventory Report 2010*, (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.

Tabella 3.2a – Fattori di emissione medi del gas naturale.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Gas Naturale (secco) IPCC '96	56.061	0.995	55.780	1.925	2.334
Gas Naturale, IPCC '06 media	56.100	1.000	56.100	1.931	2.347
minimo	54.300				
massimo	58.300				
Fattori di emissione nazionali					
Gas Naturale, 1990	55.608	0.995	55.330	1.911	2.315
1995	55.703	0.995	55.425	1.922	2.319
2000	55.753	0.997	55.599	1.937	2.326
2005	55.870	1.000	55.870	1.954	2.338
2006	55.947	1.000	55.947	1.959	2.341
2007	55.917	1.000	55.917	1.957	2.340
2008	56.025	1.000	56.025	1.95994	2.344
2008, pci 8190 kcal/m ³	57.196	1.000	57.196	1.95994	2.393
2009	56.050	1.000	56.050	1.96754	2.345
2009, pci 8190 kcal/m ³	57.418	1.000	57.418	1.96754	2.402
2010	55.998	1.000	55.998	1.97126	2.343
2010, pci 8190 kcal/m ³	57.527	1.000	57.527	1.97126	2.407
2011	55.803	1.000	55.803	1.95470	2.335
2011, pci 8190 kcal/m ³	57.044	1.000	57.044	1.95470	2.387
2012	55.862	1.000	55.862	1.96076	2.337
2012, pci 8190 kcal/m ³	57.220	1.000	57.220	1.96076	2.394
2013	55.794	1.000	55.794	1.95283	2.334
2013, pci 8190 kcal/m ³	56.989	1.000	56.989	1.95283	2.384

Tabella 3.2b – Fattori di emissione medi dell'olio combustibile.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Olio combustibile, IPCC, 1996	77.312	0.990	76.539	3.148	3.202
Olio combustibile, IPCC '06 media	77.400	1.000	77.400	3.127	3.238
minimo	75.500				
massimo	78.800				
Fattori di emissione nazionali					
Olio combustibile, 1990	77.339	0.990	76.565	3.111	3.203
1995	77.425	0.990	76.650	3.127	3.207
2000	76.665	0.994	76.239	3.138	3.190
2005	75.875	1.000	75.875	3.142	3.175
2006	75.952	1.000	75.952	3.142	3.178
2007	76.326	1.000	76.326	3.144	3.193
2008	76.393	1.000	76.393	3.142	3.196
2009	76.449	1.000	76.449	3.144	3.199
2010	76.424	1.000	76.424	3.142	3.198
2011	76.391	1.000	76.391	3.142	3.196
2012	76.188	1.000	76.188	3.141	3.188
2013	76.405	1.000	76.405	3.142	3.197

Tabella 3.2c – Fattori di emissione medi del carbone.

	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Carbone sub-bituminoso, IPCC 1996	98.198	0.980	96.234	2.557	4.026
Altro carbone sub-bituminoso, IPCC 2006, media	96.100	1.000	96.100	1.816	4.021
minimo	92.800				
massimo	100.000				
Fattori di emissione nazionali					
Carbone da vapore, 1990	96.512	0.980	94.582	2.502	3.960
1995	95.926	0.980	94.007	2.519	3.936
2000	93.312	0.989	92.276	2.426	3.861
2001	95.304	0.991	94.457	2.461	3.952
2002	94.727	0.993	94.096	2.455	3.937
2003	95.385	0.996	94.961	2.474	3.973
2004	95.382	0.998	95.170	2.475	3.982
2005	94.403	1.000	94.403	2.469	3.950
2006	94.630	1.000	94.630	2.416	3.959
2007	95.192	1.000	95.192	2.434	3.983
2008	93.770	1.000	93.770	2.288	3.923
2009	93.913	1.000	93.913	2.332	3.929
2010	93.781	1.000	93.781	2.336	3.924
2011	93.526	1.000	93.526	2.354	3.913
2012	93.755	1.000	93.755	2.362	3.923
2013	94.240	1.000	94.240	2.365	3.943

Tabella 3.2d – Fattori di emissione medi dei gas di raffineria.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Gas di raffineria, 1990-2004	57.600	1.000	57.600	2.851	2.410
2005	58.255	1.000	58.255	2.767	2.437
2006	57.173	1.000	57.173	2.650	2.392
2007	56.985	1.000	56.985	2.666	2.384
2008	58.187	1.000	58.187	2.716	2.435
2009	57.625	1.000	57.625	2.708	2.411
2010	57.622	1.000	57.622	2.725	2.411
2011	57.485	1.000	57.485	2.711	2.405
2012	57.306	1.000	57.306	2.716	2.398
2013	57.368	1.000	57.368	2.653	2.400

Tabella 3.2e – Fattori di emissione medi dei gas di cokeria.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Gas di cokeria, 1990-1999	44,400	1,000	44,400	0,790	1,858
2000-2004	42.111	1.000	42.111	0.806	1.762
2005	42.128	1.000	42.128	0.754	1.763
2006	42.678	1.000	42.678	0.743	1.786
2007	42.416	1.000	42.416	0.738	1.775
2008	42.250	1.000	42.250	0.733	1.768
2009	42.980	1.000	42.980	0.747	1.798
2010	42.816	1.000	42.816	0.736	1.791
2011	43.328	1.000	43.328	0.747	1.813
2012	44.046	1.000	44.046	0.776	1.843
2013	42.861	1.000	42.861	0.761	1.793

Tabella 3.2f – Fattori di emissione medi dei gas di altoforno.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Stdm ³	t CO ₂ / tep
Gas di altoforno, 1990-1999	260,000	1,000	260,000	0,838	10,878
2000-2004	270.575	1.000	270.575	0.953	11.321
2005	263.653	1.000	263.653	0.928	11.031
2006	255.948	1.000	255.948	0.901	10.709
2007	261.469	1.000	261.469	0.921	10.940
2008	256.133	1.000	256.133	0.847	10.717
2009	259.560	1.000	259.560	0.858	10.860
2010	257.390	1.000	257.390	0.870	10.769
2011	255.351	1.000	255.351	0.884	10.684
2012	252.808	1.000	252.808	0.892	10.577
2013	251.428	1.000	251.428	0.939	10.520

Tabella 3.2g – Fattori di emissione medi dei gas di acciaieria a ossigeno.

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / 10 ³ Std ^m ³	t CO ₂ / tep
Gas di acciaieria, 1990-2004	195.086	1.000	195.086	1.503	8.162
2005	197.579	1.000	197.579	1.522	8.267
2006	202.372	1.000	202.372	1.559	8.467
2007	195.871	1.000	195.871	1.509	8.195
2008	196.465	1.000	196.465	1.280	8.220
2009	196.970	1.000	196.970	1.283	8.241
2010	197.029	1.000	197.029	1.223	8.244
2011	198.482	1.000	198.482	1.171	8.304
2012	198.199	1.000	198.199	1.231	8.293
2013	185.522	1.000	185.522	1.073	7.762

Tabella 3.2h – Fattori di emissione medi dei gas di sintesi da processi di gassificazione

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Gas di sintesi, 1999-2005	98.103	1.000	98.103	0.933	4.105
2006	98.566	1.000	98.566	1.037	4.124
2007	98.321	1.000	98.321	0.812	4.114
2008	98.860	1.000	98.860	0.962	4.136
2009	97.555	1.000	97.555	0.949	4.082
2010	101.930	1.000	101.930	0.902	4.265
2011	100.627	1.000	100.627	0.892	4.210
2012	99.823	1.000	99.823	0.878	4.177
2013	97.951	1.000	97.951	0.832	4.098

Tabella 3.2i – Fattori di emissione medi dei gas residui di processi chimici

Fattori di emissione nazionali	t CO ₂ / TJ (stechiometrico)	Coefficiente di ossidazione	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / t	t CO ₂ / tep
Gas da processi chimici, 1990-2007	51.500	0.995	51.243	2.272	2.144
2008	51.308	0.995	51.052	2.494	2.136
2009	50.588	0.995	50.342	2.524	2.106
2010	50.425	0.996	50.209	2.549	2.101
2011	50.886	0.995	50.651	2.388	2.119
2012	51.542	0.995	51.309	2.504	2.147
2013	51.661	1.000	51.661	2.634	2.161

Tabella 3.2j – 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	97.700	1.000	97.700	3.175	4.088
2005	92.955	1.000	92.955	3.174	3.889
2006	93.290	1.000	93.290	3.198	3.903
2007	93.428	1.000	93.428	3.195	3.909
2008	93.531	1.000	93.531	3.206	3.913
2009	93.722	1.000	93.722	3.205	3.921
2010	94.023	1.000	94.023	3.230	3.934
2011	94.079	1.000	94.079	3.231	3.936
2012	94.104	1.000	94.104	3.232	3.937
2013	94.037	1.000	94.037	3.160	3.934

3.1 Emissioni di CO₂ da produzione elettrica

La quantità CO₂ atmosferica emessa nel 2012 in seguito alla produzione di energia elettrica è stata di 114,4 Mt, pari al 29,6% delle emissioni nazionali di anidride carbonica (386,7 Mt CO₂) e 24,8% delle emissioni di gas serra, pari a 461,2 Mt CO_{2eq} (ISPRA, 2014). 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 2012 il settore delle industrie energetiche ha emesso 127,9 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 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 3.1 mostra il confronto tra le emissioni di anidride carbonica originate dai diversi settori nel 1990 e nel 2012.

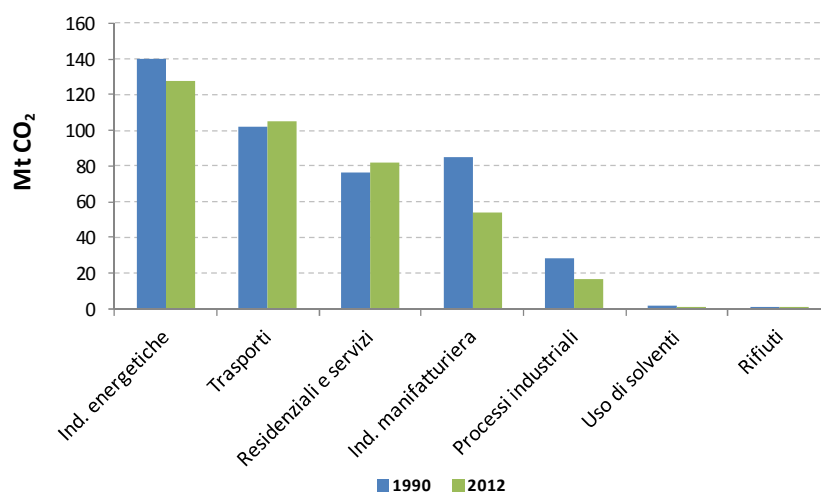


Figura 3.1 – Emissioni di anidride carbonica per settore.

Nel 2012 in seguito alla generazione di energia elettrica viene emessa in atmosfera una quantità di CO₂ superiore alle emissioni di CO₂ provenienti dal settore dei trasporti (105,2 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 2012 il settore delle industrie energetiche mostrano una riduzione delle emissioni di CO₂ (-8,6%), mentre nel settore dei trasporti si osserva una crescita delle emissioni che ha subito una contrazione negli ultimi anni a causa della crisi economica (+2,8%).

Come visto in precedenza la produzione di energia elettrica da fonti fossili rappresenta il 60,4% della generazione elettrica nazionale nel 2013. 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 60,7% delle emissioni per la generazione termoelettrica. Successivamente la quota di CO₂ da prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino ad arrivare al 3,5% delle emissioni del settore termoelettrico nel 2013 (Tabella 3.3).

Tabella 3.3 – Emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica per combustibile dal 1990.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	Mt CO₂							
Solidi	28,8	21,2	23,4	40,1	35,3	39,1	42,4	39,8
Gas naturale	18,6	21,7	42,7	59,1	59,3	55,1	49,6	40,2
Gas derivati	7,1	6,9	8,7	11,1	7,8	8,8	7,4	5,5
Prodotti petroliferi	70,0	81,6	58,1	24,8	6,7	5,5	5,0	3,4
Altri combustibili	1,7	3,2	8,9	8,8	11,1	9,8	10,0	8,3
Totale	126,2	134,4	141,7	143,9	120,2	118,4	114,4	97,1

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 14,7% nel 1990 al 49,3% nel 2010 e diminuisce negli ultimi anni fino al 41,4% nel 2013. 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 (22,8%), fino al 2000, quando la quota era pari al 16,5%. Dopo il 2000 si osserva un costante incremento della quota di emissioni da combustibili solidi che nel 2013 raggiunge il 41% delle emissioni atmosferiche del settore.

Nella Figura 3.2 viene rappresentato l'andamento delle emissioni atmosferiche di CO₂ originate dalla combustione delle diverse fonti fossili per la produzione elettrica.

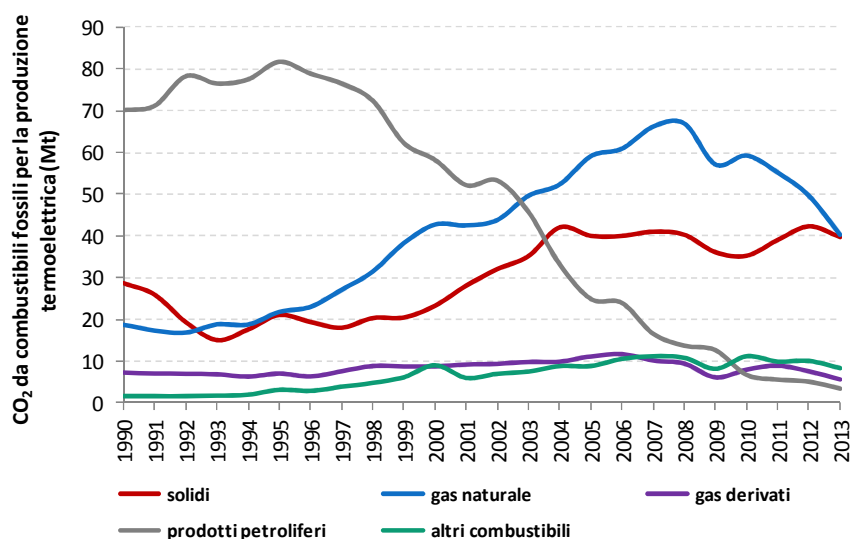


Figura 3.2 – Andamento delle emissioni da produzione termoelettrica per combustibile.

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

In Tabella 3.4 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 3.4 – Fattori di emissione di anidride carbonica da produzione termoelettrica lorda per combustibile.

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	gCO₂/kWh lorda							
Solidi	898,2	876,9	889,4	920,2	889,6	874,6	862,7	883,1
Gas naturale	475,8	466,8	437,2	396,0	387,9	381,5	384,3	369,6
Gas derivati	2.000,3	2.001,3	2.035,0	1.899,7	1.655,6	1.621,1	1.488,3	1.591,8
Prodotti petroliferi	681,4	675,3	676,5	693,1	673,1	654,4	715,4	622,8
Altri combustibili^[1]	1.689,1	3.279,8	1.577,1	503,3	473,3	399,8	374,5	280,5
Altri combustibili^[2]	1.879,3	4.782,6	2.148,1	697,4	794,2	716,2	706,1	669,7
Totale termoelettrico^[1]	707,2	686,8	645,1	571,2	521,4	520,1	527,7	505,4
Totale termoelettrico^[2]	707,6	687,9	649,6	582,4	543,6	546,1	560,0	554,7

^[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 2013, con valori che vanno da 707,2 g CO₂/kWh a 505,4 g CO₂/kWh. La diminuzione del fattore di emissione è dovuta principalmente all'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 2013 contribuiscono per il 8,9% della produzione termoelettrica, mentre nel 1990 il contributo era dello 0,06% 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 3.3 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 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 2013 è 6,02 volte più grande dell'incremento delle emissioni, mentre per gas naturale e i gas derivati il fattore di disaccoppiamento è rispettivamente 1,29 e 1,26. Il combustibile solido presenta un disaccoppiamento pressoché nullo (1,02) e i prodotti petroliferi presentano un valore pari a 1,09. Per l'intero parco termoelettrico si osserva un fattore di disaccoppiamento pari a 1,4.

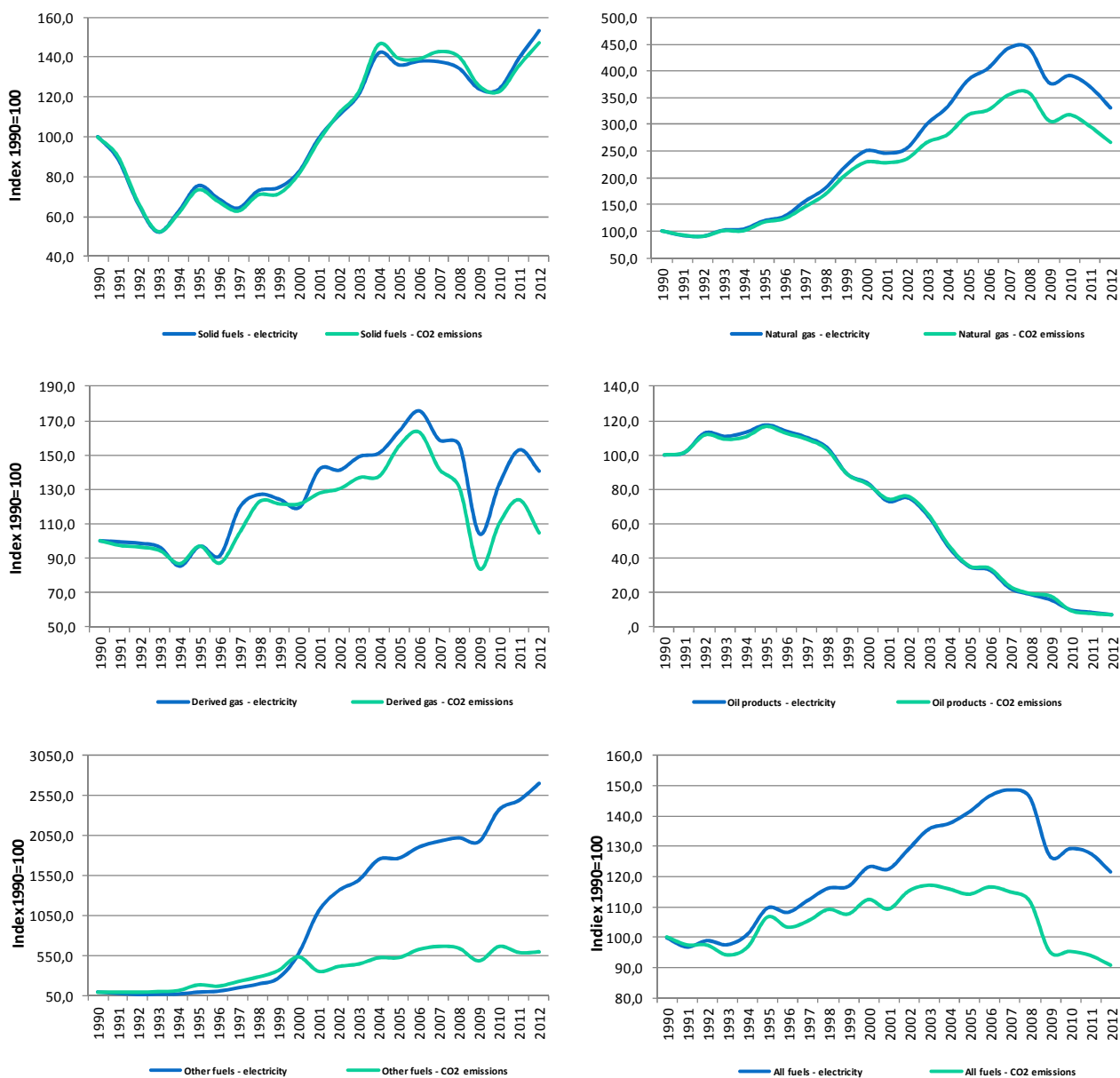


Figura 3.3 - Variazione annuale della produzione termoelettrica e delle emissioni per combustibile (1990=100).

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 di origine termoelettrica hanno raggiunto il punto più elevato nel 2003 con un incremento del 17 % rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica mostrava nello stesso anno un incremento del 35,6% rispetto al 1990. Successivamente al 2007, in seguito alla contrazione del sistema economico innescata dalla crisi economico-finanziaria, si osserva una riduzione della produzione elettrica e delle emissioni di CO₂. Le emissioni del settore termoelettrico nel 2013 sono diminuite del 23% rispetto al 1990, a fronte di un incremento della produzione elettrica di origine fossile del 7,8% nello stesso periodo.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento dei fattori di emissione della CO₂ dal 1990 al 2013 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 (297,3 TWh) passa dal 15,8% del 1990 al 14,2% del 2013, mentre le perdite di rete diminuiscono da 7,5% a 7,1% dei consumi nazionali nello stesso periodo.

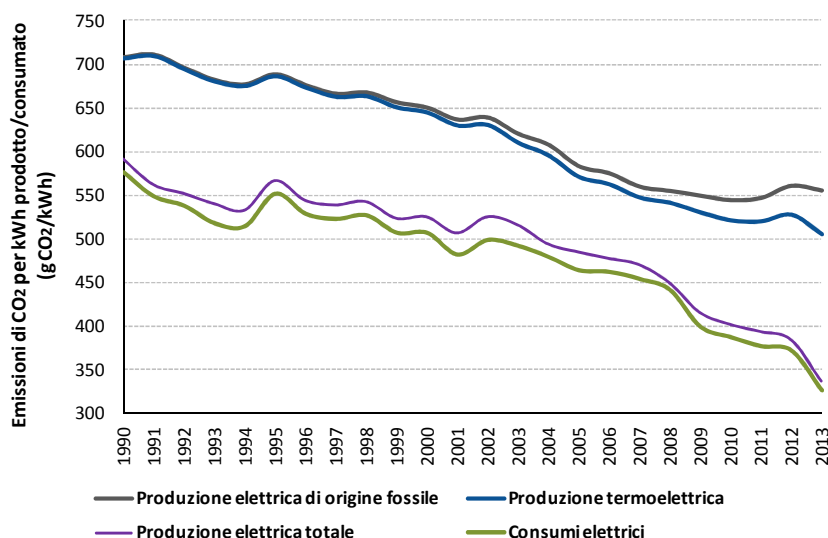


Figura 3.4 - Andamento del fattore di emissione per la produzione lorda ed il consumo di energia elettrica (g CO₂/ kWh).

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 3.5). 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 2013 pari a 72,9 TWh si è registrata una diminuzione delle emissioni atmosferiche di anidride carbonica di 29 Mt.

Tabella 3.5 – 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	707,62	707,23	591,07	576,85
1995	687,86	686,79	566,42	552,33
2000	649,58	645,13	525,00	507,36
2005	582,43	571,23	484,90	464,55
2006	574,28	562,65	477,57	462,72
2007	558,99	547,50	470,27	454,45
2008	554,08	541,38	449,67	441,90
2009	548,80	530,45	415,84	399,78
2010	543,63	521,36	402,17	387,75
2011	546,11	520,13	393,94	377,43
2012	559,97	527,72	384,85	372,42
2013	554,68	505,36	337,43	326,78

¹ comprensiva della quota di elettricità prodotta da bioenergie

² al netto degli apporti da pompaggio

3.2 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).

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).

3.2.1 *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:

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

che è possibile decomporre nelle seguenti due decomposizioni polari:

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

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

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

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.

3.2.2 *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 $(0, t)$. Le 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 $L(a, a) = a$

3.2.3 *Analisi della decomposizione applicata alle emissioni atmosferiche*

La variazione delle emissioni di gas serra della produzione elettrica del parco termoelettrico nazionale è 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).

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:

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

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 riportata l'emissione atmosferica può essere quindi decomposta nei diversi fattori con le due metodologie precedentemente illustrate, 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.

3.2.4 Risultati dell'analisi della decomposizione

L'analisi di decomposizione effettuata con la metodologia SDA, 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 3.5).

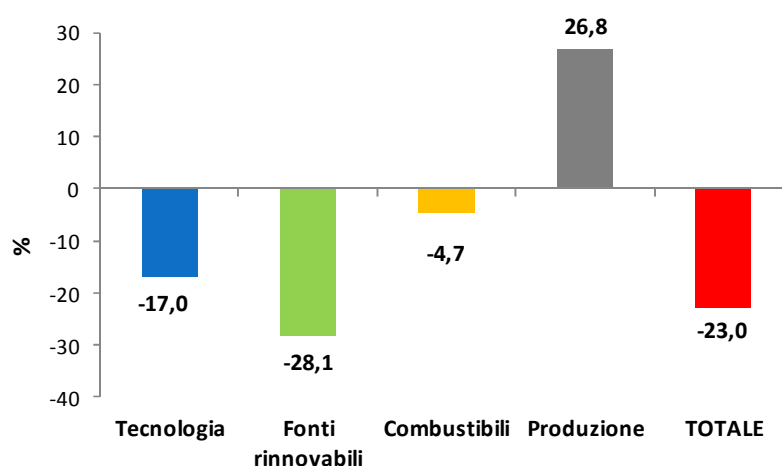


Figura 3.5 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2013. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche rispetto al 1990 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO₂ rispettivamente per il 17%, 28,1% e 4,7%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 26,8%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel 2013 del 23% 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 1990-2013 sarebbe stata di 21,4 MtCO₂ qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla composizione di combustibili sarebbe stata di 6 MtCO₂, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al 1990 avrebbe determinato una riduzione di 35,4 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 33,8 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 3.6).

Tabella 3.6 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2013 per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Combustibili	Tecnologia	FER	Combustibili	Produzione elettrica	Totale
Solidi	-0,47	-8,58	9,85	7,95	8,76
Gas naturale	-6,34	-7,74	24,19	7,05	17,15
Gas derivati	-1,16	-1,54	-0,09	1,47	-1,32
Prodotti petroliferi	-2,54	-8,38	-50,56	8,66	-52,81
Altri combustibili^[1]	-6,46	-1,85	11,86	1,67	5,22
Totale	-16,96	-28,09	-4,75	26,80	-22,99

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

In Figura 3.6 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni in termini percentuali dal 1990 al 2013. 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. 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.

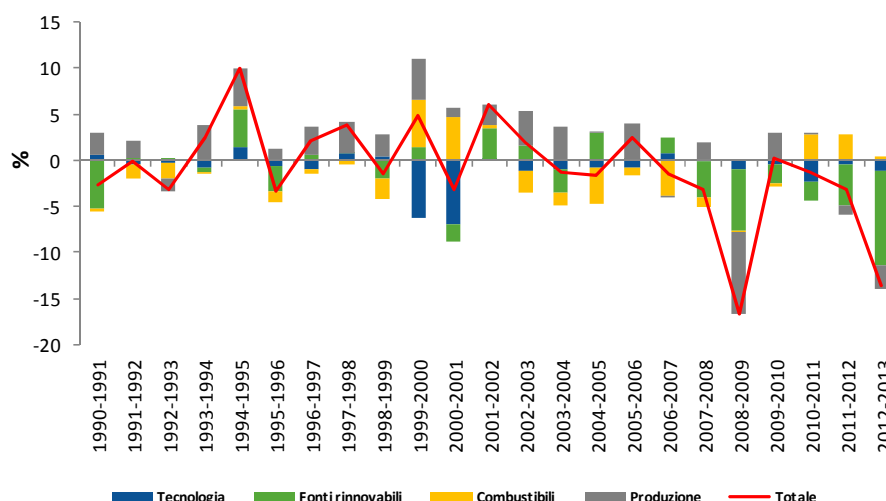


Figura 3.6 - Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche per intervalli annuali. Per ogni intervallo annuale sono riportati i contributi alla variazione delle emissioni atmosferiche dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rappresenta la variazione totale osservata.

In relazione al contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche è necessario sottolineare che a partire dal 2007 la crisi economica che ha ridotto drasticamente i consumi di combustibili fossili aumentando nel contempo la quota delle fonti rinnovabili dovuto alla priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. 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).

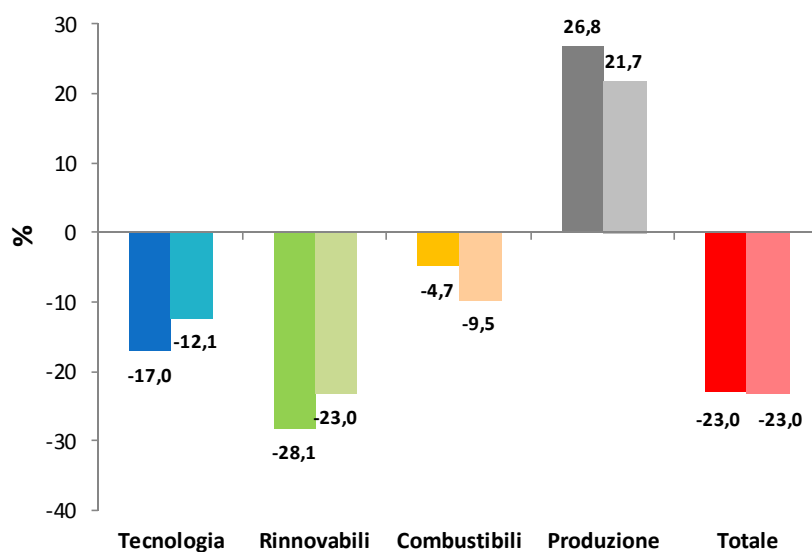


Figura 3.7 – Confronto dei risultati della analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche nel periodo 1990-2013 con metodologie SDA e IDA, rispettivamente la prima e la seconda barra per ciascun fattore.

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. La Figura 3.7 mostra che il contributo della produzione elettrica calcolato con la metodologia LMDI è inferiore a quello calcolato secondo la metodologia SDA, pertanto l'incremento di emissioni di CO₂ dovuto a questo fattore è compensato da un differente contributo dei restanti fattori. Tuttavia è evidente la corrispondenza del contributo relativo dei diversi fattori tra le due modalità di analisi.

Dai risultati osservati si può concludere quindi che la riduzione delle emissioni atmosferiche nel settore elettrico nel periodo 1990-2013 sia prevalentemente dovuta all'incremento dell'efficienza della trasformazione elettrica nel settore termoelettrico e all'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda il primo 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 negli ultimi anni il fattore prevalente di riduzione delle emissioni dal settore elettrico. Sebbene nel periodo esaminato il contributo del fattore tecnologico sia stato significativo, la variazione annuale dei fattori di emissione del parco termoelettrico alimentato da fonti fossili mostra un incremento negli ultimi anni (Tabella 3.4). Nel dettaglio è evidente che il vantaggio proveniente dalla riduzione delle emissioni specifiche da gas naturale è bilanciato dall'incremento delle emissioni specifiche da combustibili solidi.

3.2.5 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 e produzione elettrica lorda.

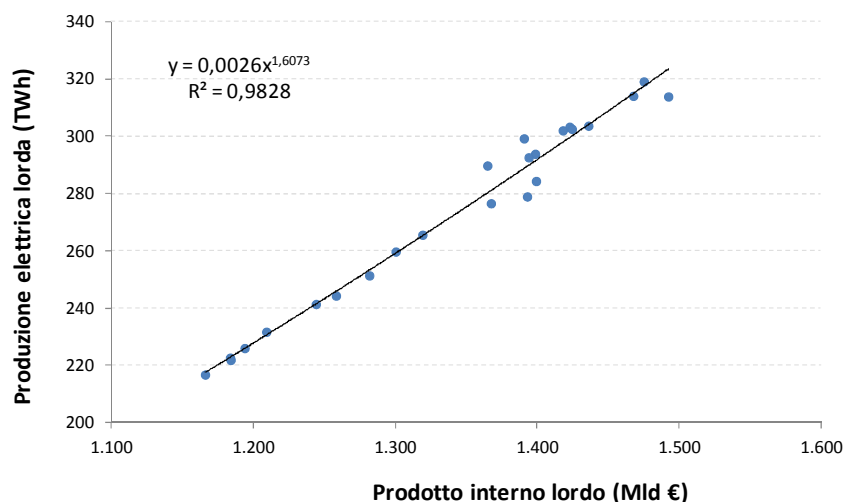


Figura 3.8 – Correlazione tra Prodotto interno lordo (valori concatenati - anno 2005) e produzione elettrica lorda nazionale.

Con alti valori del PIL la correlazione diviene non lineare e mostra un disaccoppiamento tra le due variabili reso più evidente nel successivo grafico. Il tasso di variazione della produzione elettrica e, in pari misura, il tasso di variazione dei consumi elettrici rispetto all'anno 1990 mostrano una velocità maggiore rispetto al tasso di variazione del prodotto interno lordo (Figura 3.9). E' inoltre evidente il disaccoppiamento tra prodotto interno lordo e 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.

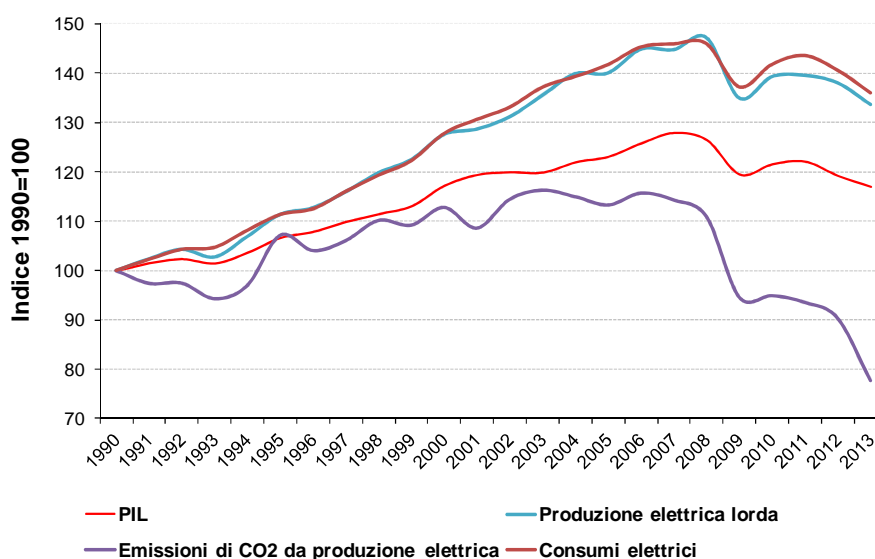


Figura 3.9 – Andamento del prodotto interno lordo, della produzione elettrica lorda, dei consumi elettrici e delle emissioni di CO₂ da produzione elettrica rispetto all'anno 1990 (1990 = 100).

Il disaccoppiamento tra produzione elettrica (o consumi elettrici) e prodotto interno lordo è dovuto all'incremento dei consumi di energia elettrica nel settore domestico, non associato alla produzione economica, e ad 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 3.10). 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.

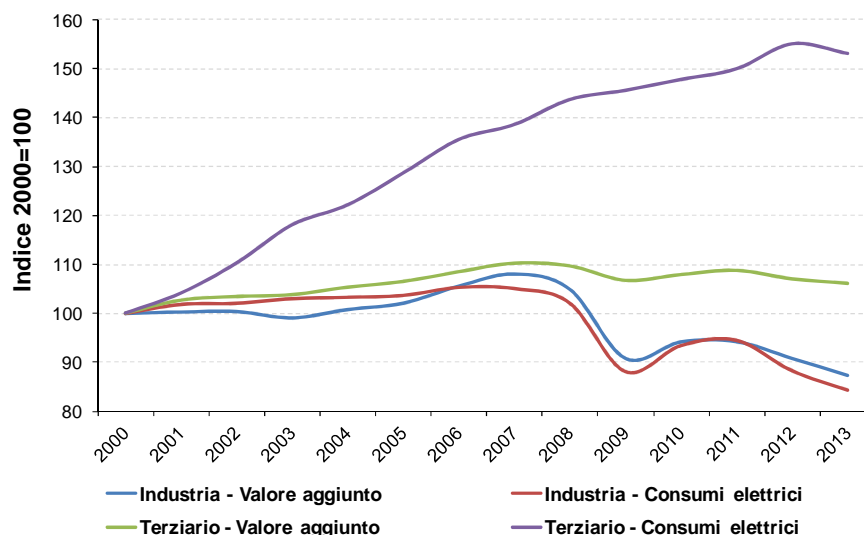


Figura 3.10 – Andamento del valore aggiunto settoriale e dei consumi elettrici rispetto all'anno 2000 nei settori Industria e Terziario (2000 = 100).

L'intensità energetica (consumi di energia elettrica / valore aggiunto) per i settori terziario e industria mostra andamenti opposti. Nel settore terziario il valore passa da 75 Wh/€ a 109 Wh/€ dal 2000 al 2013. Il settore industria, d'altra parte, è caratterizzato da intensità energetica più elevata rispetto al settore dei servizi e un andamento in lieve diminuzione (Tabella 3.7).

Tabella 3.7 – Intensità elettrica per valore aggiunto (valori concatenati con anno di riferimento 2005).

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	Wh / €					
Agricoltura	167	188	201	210	220	210
Industria	443	450	439	444	430	427
Terziario	75	91	103	104	109	109

In sintesi, con la crisi economica si osserva dal 2008 una forte contrazione dei consumi elettrici soprattutto nel settore dell'industria, mentre nel settore domestico si osservano oscillazioni dei consumi elettrici con cenni di ripresa. Il settore terziario mostra invece un andamento crescente dei consumi elettrici nonostante la contrazione del valore aggiunto. Nel 2013 tutti i settori hanno una caduta dei consumi rispetto all'anno precedente (Tabella 3.8).

Tabella 3.8 – Consumi di energia elettrica per settore.

Settore	2000	2005	2010	2011	2012	2013
	GWh					
Agricoltura	4.907	5.364	5.610	5.907	5.924	5.677
Industria	148.192	153.727	138.439	140.040	130.801	124.871
Terziario	65.109	83.793	96.285	97.705	101.038	99.757
Domestico	61.112	66.933	69.551	70.140	69.457	66.983
Totale	279.320	309.817	309.885	313.792	307.220	297.288

3.2.6 *Analisi della decomposizione delle emissioni atmosferiche da consumi elettrici*

Una ulteriore analisi della decomposizione è stata effettuata per analizzare il contributo dei settori produttivi nella variazione delle emissioni di CO₂ dal 2000 al 2013 utilizzando la metodologia LMDI. A tale scopo sono considerati i settori industria, terziario e agricoltura con i relativi valori aggiunti 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.

L'analisi della decomposizione mette in evidenza come, in termini generali, la variazione del PIL nel periodo 2000-2013 sia stata affiancata da un incremento dell'efficienza dei consumi elettrici come mostra la riduzione del rapporto tra consumi e valore aggiunto, da una riduzione dell'intensità emissiva e da una variazione della struttura produttiva. L'efficienza dei consumi determina un incremento delle emissioni atmosferiche di CO₂ pari al 7,3%. L'intensità emissiva contribuisce alla riduzione delle emissioni per il 36,3%. La variazione della struttura produttiva determina una riduzione delle emissioni del 3,6%, mentre il fattore economico determina un incremento delle emissioni del 0,6%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato una riduzione delle emissioni atmosferiche nel periodo esaminato del 32%.

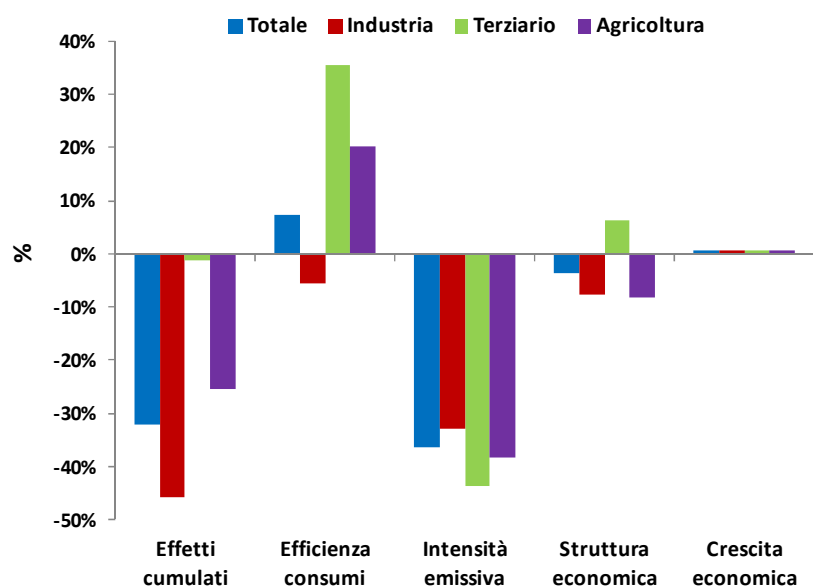


Figura 3.11 – Analisi di decomposizione per fattori delle emissioni atmosferiche da consumo elettrico nei settori produttivi nel periodo 2000-2013. E' riportato il contributo alla variazione delle emissioni atmosferiche per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Uno schema piuttosto eterogeneo emerge considerando il contributo di ciascun settore (Tabella 3.9). 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 3.12).

Tabella 3.9 – 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 2000-2013 per i fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.

Settore	Effetti cumulati	Efficienza consumi	Intensità emissiva	Struttura economica	Crescita economica
Industria	-45,7%	-5,6%	-32,9%	-7,7%	0,5%
Terziario	-1,3%	35,6%	-43,7%	6,1%	0,7%
Agricoltura	-25,5%	20,2%	-38,1%	-8,2%	0,6%
Totale	-32,0%	7,3%	-36,3%	-3,6%	0,6%

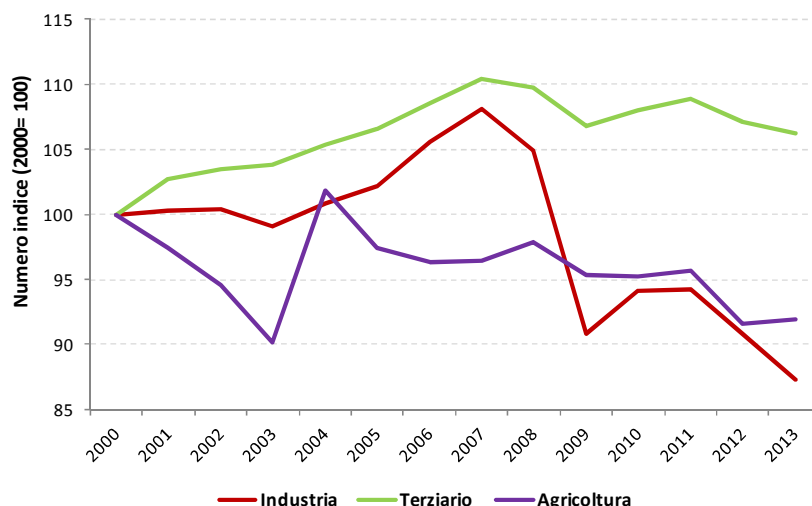


Figura 3.12 – Variazione annuale del valore aggiunto a valori concatenati con anno di riferimento 2005 per i settori industria, terziario e agricoltura (2000=100).

Il contributo alla riduzione delle emissioni atmosferiche dovuto all'efficienza dei consumi elettrici nel settore industriale è piuttosto consistente. E' ragionevole pensare che tale andamento corrisponda a un processo strutturale di aumento 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 3.13). 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 43,9% del 2013, mentre aumenta parallelamente la quota di consumi del comparto energia e acqua che passa da 7,9% a 12,8% dal 2000 al 2013. La quota dei consumi elettrici del comparto manifatturiero non di base (alimentare, meccanica, mezzi di trasporto, ecc.) nel periodo 2000-2013 rimane piuttosto costante con modeste oscillazioni intorno al valore medio del 42,1%.

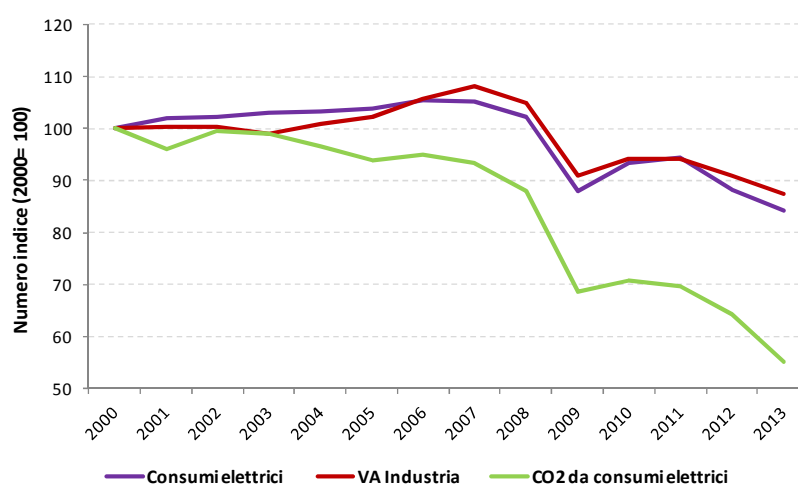


Figura 3.13 – Variazione annuale dei consumi elettrici dell'industria e del valore aggiunto in prezzi concatenati con anno di riferimento 2005. E' inoltre riportato l'andamento delle emissioni di CO₂ da consumo di energia elettrica (2000=100).

In Figura 3.14 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 seguita da un miglioramento dell'efficienza degli ultimi due anni.

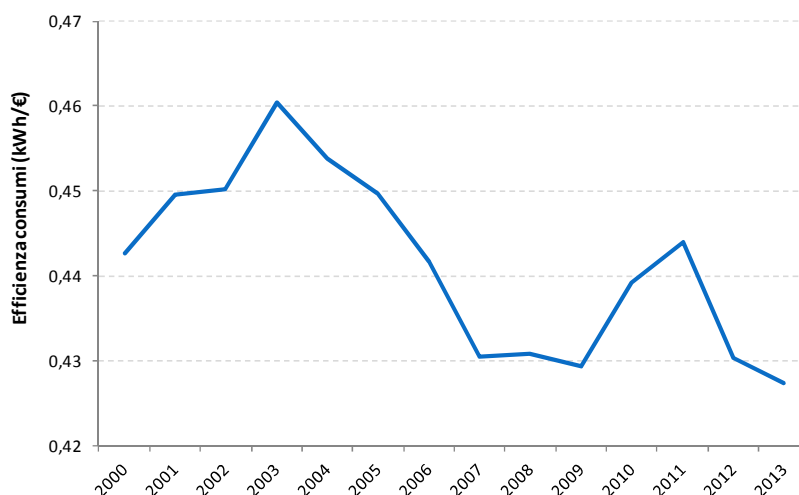


Figura 3.14 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nel settore industria e valore aggiunto (ai prezzi concatenati al 2005).

Nella figura successiva sono illustrate le efficienze per i tre comparti del settore industriale: manifatturiero, costruzioni, energia e acqua. Ad eccezione di una lieve oscillazione dal 2008 al 2010, il comparto manifatturiero mostra una costante diminuzione dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto dal 2003, mentre i restanti comparti mostrano un andamento opposto con un incremento dell'indicatore pressoché costante fino agli anni 2010-2011 e una inversione di tendenza negli ultimi anni.

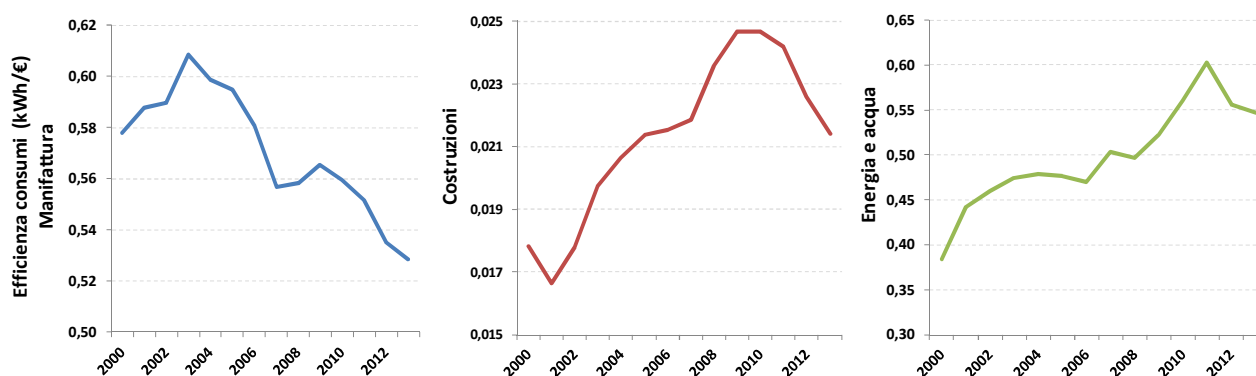


Figura 3.15 – Andamento del rapporto tra consumi elettrici nei tre comparti del settore industria e valore aggiunto (ai prezzi concatenati al 2005).

La serie storica dell'efficienza dei consumi elettrici nel comparto manifatturiero suggerisce una riduzione strutturale dei consumi elettrici per unità di valore aggiunto. Tuttavia il differente impatto della crisi economica sui diversi comparti ha reso meno evidente il fenomeno a livello dell'intero settore.

La variazione della struttura produttiva, con un minore apporto di valore aggiunto da parte del settore industriale, contribuisce quindi alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Tale risultato è dovuto a dinamiche strutturali quali l'aumento della quota di valore aggiunto del settore terziario rispetto al PIL 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, l'efficienza dei consumi contribuisce quindi ad un incremento delle emissioni atmosferiche. Inoltre l'aumento del peso relativo del settore terziario nella struttura produttiva determina un ulteriore contributo positivo alle emissioni atmosferiche.

Nel settore agricoltura la diminuzione dell'efficienza dei consumi elettrici, espressa in termini di rapporto tra consumi elettrici e valore aggiunto, determina un incremento delle emissioni atmosferiche nel periodo 2000-2013, mentre la riduzione della quota di valore aggiunto del settore rispetto al PIL determina una riduzione delle emissioni. L'agricoltura infatti mostra una consistente riduzione del peso relativo nella struttura economica nazionale.

Per i tre settori economici il fattore dell'intensità emissiva, ovvero la quantità di CO₂ emessa per unità di consumo elettrico, determina una riduzione delle emissioni atmosferiche. L'intensità emissiva dipende essenzialmente dalla diminuzione del fattore di emissione della produzione elettrica i cui fattori determinanti sono stati esaminati nel precedente paragrafo.

L'analisi della decomposizione discussa in questo paragrafo non considera il consumo elettrico nel settore domestico poiché lo stesso 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 nel settore residenziale 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 2,5%, mentre dal 2008 si osserva una drastica diminuzione delle emissioni (-27,6% nel 2013 rispetto al 2008). A tale andamento corrisponde un incremento pressoché costante del consumo elettrico interrotto solo dopo il 2011.

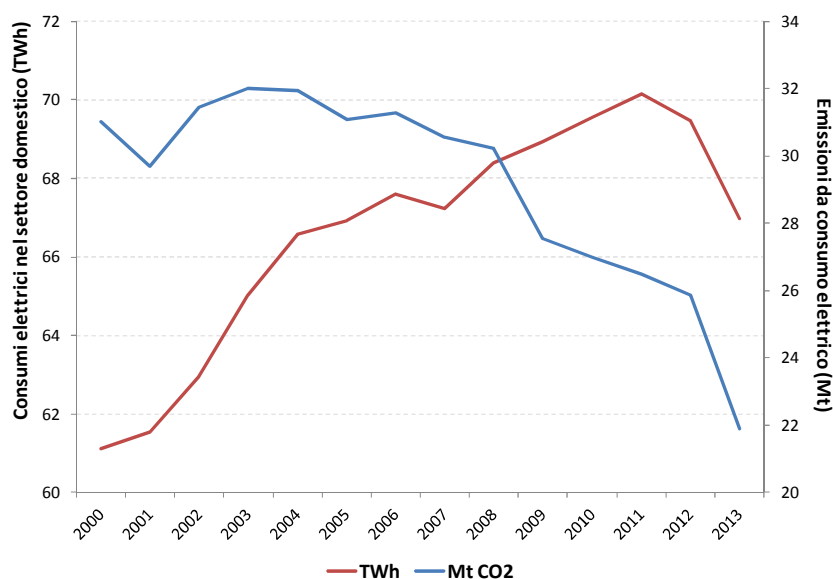


Figura 3.16 – Consumi elettrici e fattore di emissione da consumi elettrici nel settore residenziale.

Le emissioni atmosferiche procapite dovute al consumo di energia elettrica nelle abitazioni mostrano una costante diminuzione dal 2003 al 2013. D'altra parte il consumo procapite di energia elettrica mostra un rapido incremento fino al 2004, seguito da una fase di stabilità con lieve aumento fino al 2011 e negli ultimi due anni da una drastica flessione.

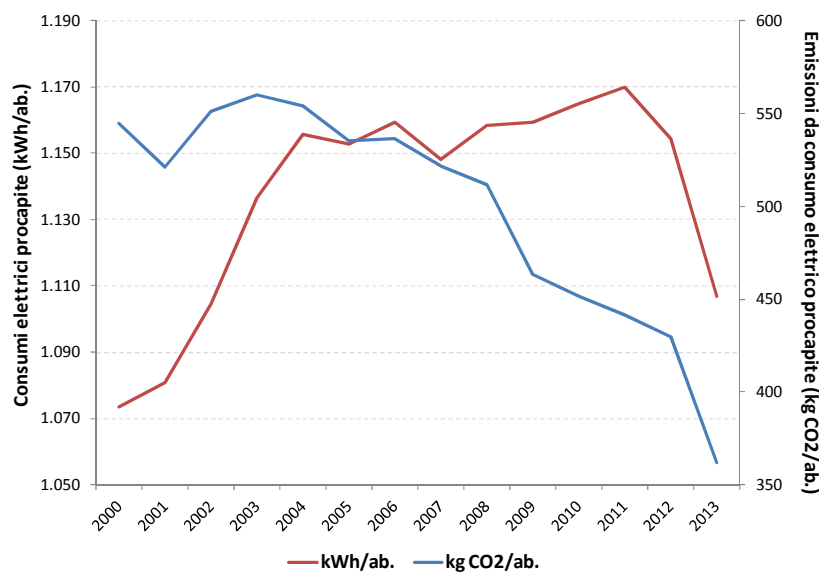


Figura 3.17 – Consumi elettrici procapite e emissioni procapite da consumi elettrici nel settore residenziale.

In base a tali dati è possibile concludere che nel settore domestico l'incremento dei consumi elettrici compensa solo in parte la diminuzione delle emissioni atmosferiche, come illustrato dalla divergenza dei due andamenti nel seguente grafico. Inoltre, l'andamento relativamente piatto dei consumi procapite dal 2004 al 2011 è compatibile con l'ipotesi di un incremento dell'efficienza elettrica. Tuttavia negli ultimi anni (2012 e 2013) prevalgono fattori che determinano una forte riduzione dei consumi elettrici procapite che sembra proseguire anche nel 2014. E' verosimile quindi che l'aumento di efficienza dei consumi sia affiancata dal risparmio.

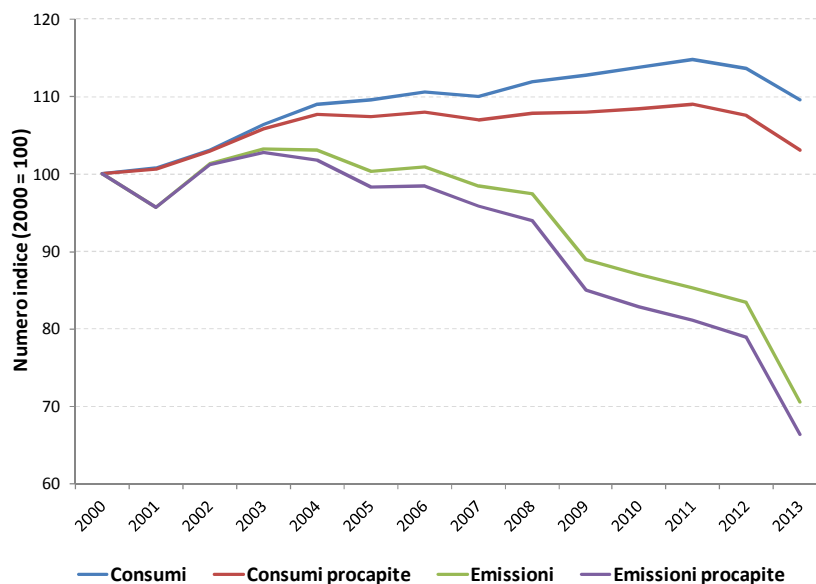


Figura 3.18 – Variazione annuale dei consumi elettrici (totali e procapite) e delle emissioni atmosferiche dovute al consumo elettrico (totali e procapite) nel settore domestico (2000=100).

CONCLUSIONI

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha subito un rilevante impulso negli ultimi anni. La quota di energia elettrica rinnovabile rispetto alla produzione totale lorda è passata dal 15,3% del 2007 al 38,6% del 2013. Tra le ragioni di tale sviluppo, conseguente alle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e di incremento delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali, possono essere addotte le diverse misure di incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Inoltre a partire dal 2007 la crisi economica ha ridotto drasticamente i consumi di combustibili fossili aumentando nel contempo la quota delle fonti.

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 97,1 Mt nel 2013, mentre la produzione lorda di energia elettrica è passata nello stesso periodo da 216,9 TWh a 289,8 TWh; i fattori di emissione di CO₂ per la generazione di energia elettrica mostrano quindi una rapida diminuzione nel periodo 1990-2013;
- l'analisi della decomposizione mostra che storicamente l'aumento dell'efficienza tecnologica nel settore termoelettrico e il connesso utilizzo incremento della quota di gas naturale hanno avuto un ruolo dominante nella diminuzione delle emissioni di CO₂, tuttavia 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 l'incremento dei consumi elettrici compensa solo in parte la diminuzione delle emissioni atmosferiche dovute alla produzione dell'energia elettrica consumata.

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 2013, 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 326,8 g, mentre la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 554,6 g CO₂. Tali dati possono essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi nel settore elettrico.

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.
- 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.
- GSE, 2012. *Rapporto statistico 2012. Impianti a fonti rinnovabili*. Settore elettrico.
- 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, 2014. *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2012. National Inventory Report 2012*.
- ISTAT, 2011. *Conti economici nazionali. Anni 1970-2010*.
- ISTAT, 2011. *Conti economici regionali. Anni 1995-2009*.
- ISTAT, 2014. *Conti economici nazionali. Anni 2000-2013*. Ediz. Mar 2014.
- 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, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, vari anni.
- Zhang M., Liu X., Wang W., Zhou M., 2012. *Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China*. Energy policy 52, 159-165.

