

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi energetica del sistema elettrico nazionale e valutazione delle emissioni di CO₂ dirette ed indirette della filiera elettrica italiana.



Relatori

Prof. Raffaele Pirone

Prof. Bernardo Ruggeri

Dott. Carlos Enrique Gomez Camacho

Candidato

Simone Colombatto

Anno Accademico 2018/2019

Ai miei nonni.

*"Se questa scienza che grandi vantaggi porterà all'uomo
non servirà all'uomo per comprendere se stesso,
finirà per rigirarsi contro l'uomo."*

Giordano Bruno, 1548 – 1600

Sommario

ABSTRACT.....	IV
ABSTRACT.....	V
INTRODUZIONE.....	VII
1 ANALISI DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE.....	1
1.1 ABSTRACT	1
1.2 PANORAMICA SUL SISTEMA NAZIONALE DI PRODUZIONE ENERGETICA	1
1.3 FASE DI PRODUZIONE	5
1.3.1 <i>Impianti termoelettrici</i>	8
1.3.2 <i>Impianti a fonti rinnovabili</i>	13
1.4 SCAMBI ENERGETICI CON L'ESTERO	21
1.4.1 <i>Struttura degli scambi energetici</i>	21
1.4.2 <i>Fonti contribuenti al saldo import/export</i>	22
1.5 FASE DI TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE	26
1.5.1 <i>Trasmissione</i>	26
1.5.2 <i>Distribuzione e consumi</i>	27
1.6 COSTO ENERGETICO DEL KWh ELETTRICO	29
1.6.1 <i>Fattore di conversione – settore termoelettrico</i>	29
1.6.2 <i>Fattore di conversione – settore rinnovabile</i>	31
1.6.3 <i>Fattore di conversione nazionale</i>	31
2 VALUTAZIONE DEL FATTORE DI EMISSIONE DI CO_{2,EQUIVALENTE}	34
2.1 ABSTRACT	34
2.2 METODO DI ANALISI	34
2.2.1 <i>Modellazione del calcolo</i>	35
2.2.2 <i>SimaPro</i>	38
2.3 SETTORE TERMoeLETTRICO.....	39
2.3.1 <i>Emissioni dirette</i>	39
2.3.2 <i>Emissioni indirette</i>	41
2.3.3 <i>Emissioni settore termoelettrico</i>	43
2.4 SETTORE FONTI RINNOVABILI	45
2.4.1 <i>Bioenergie</i>	45
2.4.2 <i>Eolico</i>	47
2.4.3 <i>Fotovoltaico</i>	49
2.4.4 <i>Geotermico</i>	52
2.4.5 <i>Idroelettrico</i>	54
2.5 FATTORE DI EMISSIONE NAZIONALE.....	58
2.6 CONFRONTO CON DATI IN LETTERATURA	61
3 APPROFONDIMENTO SUL SETTORE FOTOVOLTAICO NAZIONALE.....	65
3.1 ABSTRACT	65
3.2 TIPOLOGIA MODULI FOTOVOLTAICI	65
3.3 STRUTTURA DEL SETTORE FOTOVOLTAICO NAZIONALE	67
3.3.1 <i>Diffusione degli impianti</i>	67

3.3.2	<i>Calcolo del fattore di produzione medio nazionale</i>	69
3.3.3	<i>Analisi della variabilità della fonte solare</i>	72
3.4	PRODUZIONE DI MODULI FOTOVOLTAICI: ENERGIA RICHIESTA E RELATIVE EMISSIONI	74
3.5	POTENZIALE TEORICO DEL FOTOVOLTAICO	78
4	ANALISI DELLE EMISSIONI NAZIONALI DI CO₂,EQUIVALENTE	82
4.1	ABSTRACT	82
4.2	EMISSIONI DEI SETTORI NAZIONALI	82
4.2.1	<i>Evoluzione temporale delle emissioni</i>	82
4.2.2	<i>Confronto europeo</i>	83
4.3	EMISSIONI DEL SETTORE ELETTRICO NAZIONALE	85
4.3.1	<i>Evoluzione delle emissioni dirette per la produzione termoelettrica</i>	85
4.3.2	<i>Emissioni di CO_{2,eq} evitate</i>	88
4.4	VARIAZIONE DEL FATTORE DI EMISSIONE NAZIONALE	90
5	CONCLUSIONI	94
6	APPENDICE	97
6.1	CALCOLO COMPLETO DELL'EFFICIENZA DI CONVERSIONE	97
6.2	CALCOLO COMPLETO DEL MIX ELETTRICO NAZIONALE 2017	101
6.3	APPLICAZIONE DEL SOFTWARE SIMAPRO	104
6.4	ANALISI ENERGETICA A LIVELLO REGIONALE	105
6.4.1	<i>Bilancio elettrico regionale</i>	105
6.4.2	<i>Copertura regionale del carico elettrico</i>	108
6.5	PRODUZIONE ELETTRICA DEL SETTORE FOTOVOLTAICO	109
6.5.1	<i>Situazione nazionale, 2017</i>	109
6.5.2	<i>Valutazione delle ore di funzionamento</i>	110
6.6	DETERMINAZIONE DEI FATTORI DI DISACCOPIAMENTO	113
7	LISTA DEI SIMBOLI	117
8	INDICE DELLE TABELLE	119
9	INDICE DELLE FIGURE	123
10	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	127
	RINGRAZIAMENTI	131

Abstract

L'elaborato esamina la filiera elettrica italiana con riferimento all'anno 2017. Il sistema elettrico nazionale viene suddiviso in tre blocchi, comprendenti la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Nella prima fase si considera il parco produttivo italiano da un punto di vista della struttura impiantistica: si descrivono le principali tecnologie presenti quantificando il loro peso sul totale in termini di potenza e produzione lorda e si osserva la dislocazione dei settori sul territorio. Il bilancio energetico che ne deriva permette di definire le fonti concorrenti alla produzione nazionale destinata al consumo; l'integrazione di questa con gli scambi energetici di import/export da e verso l'estero consente di ricavare la composizione per fonte energetica del mix elettrico misurato all'utenza. Lo studio delle successive fasi di trasmissione e distribuzione porta al calcolo delle efficienze relative alla rete. Le efficienze calcolate in ogni fase vengono accorpate e ponderate al fine di definire il costo energetico dell'unità funzionale di 1 kWh consumato da parte dell'utente, un dato che indica l'efficienza complessiva del sistema nazionale.

L'analisi della filiera elettrica italiana procede con lo studio dal punto di vista ambientale delle varie tipologie di impianti produttivi precedentemente introdotte. Lo scopo è determinare le emissioni di gas ad effetto serra ($\text{CO}_{2,\text{equivalente}}$) associate a ciascuna fonte energetica in modo da definire un fattore complessivo riferito all'unità funzionale di 1 kWh consumato dall'utenza (espresso in $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$). Seguendo la metodologia di Life Cycle Assessment, debitamente adattata al calcolo preposto, si conduce un'analisi di ogni tecnologia contribuente alla produzione nazionale. Nella valutazione non ci si limita al riportare le emissioni dirette, fornite già dai principali gestori energetici nazionali, ma si amplia lo studio anche alla valutazione delle emissioni indirette dovute alle fasi di costruzione, operazione e smantellamento degli impianti. In tal modo, si include nel calcolo del fattore di emissione complessivo ogni settore, dal termoelettrico alle fonti energetiche rinnovabili, inclusi i contributi esteri che, sebbene provengano dall'esterno dei confini geografici italiani, fanno parte dei consumi nazionali.

Il confronto finale con i dati riportati dall'Istituto ISPRA e dall'organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici IPCC permette di definire l'attuale situazione italiana per quanto riguarda la gestione dell'energia elettrica e l'effettivo potenziale effetto serra dovuto al consumo di elettricità.

Abstract

The present work analyses the Italian electrical grid performance in 2017. The national electricity system can be considered as composed by three stages, including generation, transmission and distribution of electricity. In the analysis offirst stage, the Italian system is studied from the point of view of the technical facilities: the description of main technologies highlighting the installed capacity, the gross production quota and their geographical localisation across the national territory. The energy balance allows to define the energy sources contributing to the national electrical net production; including the energy balance of imports and exports with other EU member states in order to define the overall composition of energy sources measured at the user point-of-use (mix grid). The study of the other two stages, transmission and distribution, leads to the quantification of the national's grid efficiency. Lastly, each stage efficiency (i.e. production, transmission and distribution) is taken into consideration for the calculation of the overall efficiency of the system, using as functional unit the energy cost of providing 1 kWh at the point-of-use.

The analysis of the Italian electrical supply chain is also performed from an environmental point of view. The goal is to determine greenhouse gas emissions ($\text{CO}_{2,\text{equivalent}}$) for each energy source, defining an emission factor for the user's 1 kWh functional unit ($\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$). Using a Life Cycle Assessment methodology adapted to the study, is performed an analysis of each technology which contribute to the national gross production. In the evaluation not only direct emissions are considered but also indirect emissions due to construction, operation and dismantling plant's phases. In this way each energy sector is involved, from thermoelectric systems to renewable energy sources, including external contributes from other States, which are part of the national consumption.

The final comparison with data from Italian Institute ISPRA and Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) allows to outline the actual Italian situation about electrical energy management and the potential of greenhouse gas emissions due to electricity consumption.

Introduzione

Cambiamento climatico, emissioni di gas ad effetto serra e riscaldamento globale sono tematiche attuali che vengono trattate da ormai molti anni. La crescente consapevolezza delle trasformazioni nell'ecosistema porta alla necessità di adattamento dei processi antropici verso soluzioni studiate per limitare l'aumento incessante dell'inquinamento ambientale e lo sfruttamento non controllato delle risorse. Tutto ciò, implica la profonda comprensione dei processi esistenti e la volontà di mitigare e prevenire gli effetti dannosi che ne conseguono. Analizzando l'attuale situazione europea si possono individuare tre principali piani d'azione: il pacchetto per il clima e l'energia 20–20–20, il quadro per il clima e l'energia 2030 e la strategia a lungo termine per il 2050 [1]. Il primo prevede il taglio del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai livelli del 1990, l'utilizzo di fonti rinnovabili per coprire il 20% del fabbisogno energetico ed un miglioramento del 20% dell'efficienza energetica. Il secondo piano fissa al 2030 obiettivi che migliorino quanto previsto per il 2020: la riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas ad effetto serra rispetto ai valori del 1990, una copertura di almeno il 27% di energia da fonti rinnovabili ed un miglioramento dell'efficienza energetica di almeno il 27%. Infine, il terzo piano rappresenta una strategia affinché l'Europa investa in soluzioni tecnologiche innovative con il fine di arrivare all'obiettivo di impatto climatico zero per il 2050; a seguito dell'accordo di Parigi si intende mantenere l'aumento della temperatura media globale sotto i 2 °C. Quanto descritto prevede sforzi notevoli da parte dell'intera Comunità ma anche l'applicazione di strategie e lo studio di tecnologie all'avanguardia, che consentano di ottenere i risultati preposti.

In ambito energetico l'idea condivisa da molti Paesi è la progressiva sostituzione dei sistemi di produzione da fonte fossile con tecnologie che sfruttino le risorse rinnovabili, transizione non certamente semplice né immediata. Gli scenari possibili ed attualmente già in atto, possono essere riassunti in quattro tipologie di approccio, come sottolineato da Specker e Weber [2]: la tassazione delle emissioni di gas serra, gli incentivi al progresso tecnologico per la riduzione delle emissioni, la limitazione delle emissioni secondo un metodo "command and control" ed il cambio di stile di vita, a cui chiunque è chiamato a partecipare. Le problematiche connesse a questi obiettivi sono molteplici e spaziano dalla politica all'economia, sebbene l'interesse sia rivolto verso gli importanti ma non insormontabili ostacoli di natura tecnologica e logistica.

Gli impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili sono soggetti ad alcune problematiche, che influiscono direttamente sullo sviluppo in larga scala di questo settore. *In primis*, la variabilità delle fonti energetiche rinnovabili (FER) sfruttate, che non garantisce una produzione continua e di conseguenza affidabile nel tempo. Se si prende in considerazione l'energia solare sfruttata dal settore fotovoltaico, la produzione sarà soggetta al limite fisico dell'alternanza tra il giorno e la notte. Inoltre, vi è l'ulteriore variabile delle condizioni meteo, poiché l'energia proveniente dal Sole viene influenzata dalla nuvolosità e da altri parametri climatici. Allo stesso modo, seppur non soggette alle conseguenze della rotazione terrestre, si ha variabilità principalmente nei settori eolico ed idroelettrico. Questa situazione di instabilità, se sommata alla difficoltà tecnologica di accumulare energia a lungo termine, porta alla necessità di un sistema di produzione che includa fonti energetiche più stabili, quali nucleare e termoelettrico. La linearizzazione della produzione permette così l'uso delle FER ma al tempo stesso implica, in modo momentaneamente indissolubile, l'uso delle fonti fossili o nucleari alla base del sistema elettrico nazionale. L'ottimizzazione tecnologica e geografica della produzione rinnovabile contribuisce in modo positivo a migliorare l'espansione del settore rinnovabile, sebbene anche in questo caso ci sia il limite tecnico della continuità della produzione. Nella prima parte di questa tesi si intende analizzare la situazione italiana del 2017, analizzando lo stato di sviluppo delle FER nel Paese. L'obiettivo è delineare una linea descrittiva che metta in risalto l'intera filiera elettrica, dalla produzione al consumo di energia da parte dell'utenza.

L'aspetto della continuità del carico elettrico nazionale è certamente una tematica primaria quando si parla di fonti energetiche rinnovabili, ma non è il solo. Il termine "energia rinnovabile" è soggetto a molteplici definizioni e dibattiti dovuti alla natura stessa della fonte. L'International Energy Agency – IEA [3] definisce una fonte energetica come rinnovabile nel momento in cui l'energia provenga da processi naturali che possano essere rigenerati con un tasso maggiore di quello relativo allo sfruttamento della risorsa stessa. Come analizzato da Harjanne e Korhonen [4], non si può non collegare questo aspetto al concetto di sostenibilità. Quest'ultimo viene

definito secondo quanto affermato nel rapporto Brundtland redatto dalla World Commission on Environment and Development – WCED nel 1987 [5]: "lo sviluppo sostenibile è uno sviluppo che soddisfi i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri". Il concetto di sostenibilità, però, viene esteso a molteplici aspetti della vita quotidiana avendo implicazioni nella sfera ambientale, sociale, economica. Prendendo in considerazione l'ambito relativo alla produzione di energia elettrica si può notare che se nell'immaginario comune l'industria delle fonti fossili rappresenta una fonte di inquinamento, spesso così non accade per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili. Questo aspetto viene affrontato ampiamente nella seconda parte della tesi: la premessa è che non si intende sminuire il ruolo delle fonti rinnovabili nel panorama energetico nazionale ed estero, ma sottolineare quale sia il loro potenziale e che, in realtà, anche le FER contribuiscano alle emissioni inquinanti di cui tanto si parla. L'obiettivo è perciò la definizione del costo energetico ed ambientale di un singolo kWh di energia elettrica consumato da parte dell'utenza, ottenuto tramite l'analisi dei settori di produzione elettrica nazionali. L'influenza dei processi di produzione energetica sull'ambiente deriva dall'analisi delle emissioni di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ dovute a tutte le fasi della filiera elettrica, dalla ricerca del combustibile ai costi legati agli impianti produttivi. Tutto ciò permette di comprendere meglio quale sia l'influenza delle FER a livello nazionale e come non si possa trascurare il contributo estero dell'energia importata quando si parla di emissioni inquinanti. L'ultima parte della tesi ha quindi come obiettivo l'analisi della variazione di questo "costo ambientale", verificando tramite possibili scenari l'evoluzione del fattore emissivo.

1 Analisi del sistema elettrico nazionale

1.1 Abstract

Il Capitolo presenta una visione d'insieme del sistema energetico italiano e fornisce un'analisi delle fasi costituenti la filiera del sistema elettrico nazionale: generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Ogni fonte energetica che contribuisce a definire il parco produttivo nazionale viene valutata in termini quantitativi e qualitativi. Per il settore termoelettrico si suddividono gli impianti per tipologia di combustibile e tipologia di processo in modo da evidenziare quali siano le tecnologie attualmente predominanti; a partire dai dati forniti si calcola inoltre l'efficienza di conversione globale del parco termoelettrico. Per quanto concerne le fonti rinnovabili, invece, si analizzano i progressi fatti in questi ultimi anni di notevole espansione del settore e si elabora una classificazione delle fonti contribuenti alla produzione. L'inserimento dei dati relativi all'energia elettrica importata dall'estero permette di avere una visione globale sull'effettivo mix produttivo nazionale, che risulta differente da quello calcolabile a partire dalla singola produzione italiana. Lo scopo di condurre un'analisi dettagliata di ogni fase della filiera elettrica italiana non è solo di carattere descrittivo, ma rappresenta anche la base per giungere alla definizione di un fattore di conversione nazionale che racchiuda la reale efficienza nell'intero processo di produzione di un singolo kWh consumato da parte dell'utenza.

1.2 Panoramica sul sistema nazionale di produzione energetica

Il settore energetico nazionale racchiude tutte le attività legate alla produzione, trasformazione ed utilizzo di energia, in ogni sua forma. Le aree d'impiego sono distinte per struttura e finalità d'uso: le principali sono l'industria, i trasporti e gli usi civili (che insieme costituiscono più del 90% dei consumi finali di energia a livello nazionale), minore è invece la richiesta energetica nel settore agricolo, per gli usi non energetici e per i bunkeraggi. Secondo la relazione annuale fornita dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) [6] ed i Rapporti Statistici redatti dal GSE [7][8], nel 2017 il consumo interno lordo (CIL) ammonta a circa 170 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), un dato in crescita dell'1.5% rispetto ai 167.6 Mtep registrati nel 2016. I consumi finali di energia (CFL) invece sono quantificati a circa 120.4 Mtep, in diminuzione dello 0.5% rispetto ai 121.1 Mtep del 2016. La differenza tra questi ed il CIL rappresenta le perdite di conversione, trasmissione ed i consumi ausiliari dell'intero sistema nazionale, che per il 2017 valgono circa 50 Mtep: questo dato può essere considerato un primo indicatore sull'efficienza energetica complessiva del Paese, pari al 71% circa. Il bilancio energetico complessivo fornito dalla relazione del MiSE e dai dati pubblicati dall'Istat [9], con la suddivisione per fonte energetica impiegata, viene riassunto in Tabella 1.1. Il CIL viene calcolato come sommatoria dei bilanci tra produzione nazionale e scambi import/export delle singole fonti energetiche, classificate in 5 categorie: combustibili solidi, gas naturale, petrolio, FER ed energia elettrica. Quest'ultima viene considerata una fonte secondaria, infatti si tiene conto solo del saldo netto di scambi con l'estero; per quanto riguarda la produzione nazionale, essa viene conteggiata nel computo delle fonti fossili (combustibili solidi, gas naturale e petrolio) e FER già citate, poiché deriva dalla trasformazione energetica di queste. Esaminando i dati riportati in Tabella 1.1 risulta evidente la dipendenza italiana dalle fonti fossili, in particolare gas naturale e petrolio, ma soprattutto emerge un dato significativo dall'analisi dei flussi di scambio con l'estero: calcolando il peso delle importazioni nette sul consumo interno si può valutare la dipendenza del Paese dall'estero, che per il 2017 vale 76.3%, in aumento rispetto al 2016 (75.7%). La percentuale ricavata indica che più del 75% delle risorse necessarie a soddisfare la richiesta energetica nazionale deve essere importata dall'estero: ciò non stupisce dal momento che l'Italia non è uno Stato produttore di materie prime fossili, che sono ad oggi ancora la principale fonte nazionale. Tale dipendenza è riferita al reperimento delle fonti energetiche, non alla produzione in sé dell'energia (termica, elettrica) che viene in gran parte prodotta in Italia. I dati riguardanti i consumi interni possono inoltre essere relazionati con il Prodotto Interno Lordo (PIL), che descrive l'attività economica del Paese: la valutazione che ne deriva, definita intensità energetica, fornisce una descrizione, seppur approssimata, dell'efficienza energetica del sistema nazionale. Questo indicatore

è costituito dal rapporto tra CIL e PIL ed è espresso in tep per milione di euro; esso dipende da molteplici fattori, tra cui – oltre l'effettiva efficienza energetica – la struttura economica del Paese, la suddivisione dei settori produttivi, la qualità della vita. In Tabella 1.2 sono presenti i dati riguardanti il CIL ed il PIL dal 2010 al 2017; per favorire il confronto ed escludere l'influenza dell'inflazione, si è scelto di considerare il prodotto interno lordo concatenato ai valori del 2010. L'intensità energetica che ne deriva presenta un andamento decrescente che indica una condizione nazionale positiva: la progressiva diminuzione dell'intensità implica che, anno dopo anno, sia necessario un quantitativo inferiore di energia primaria per produrre un'unità funzionale di PIL pari ad un milione di euro.

Tabella 1.1 Consumi energetici nazionali, 2017 (modificata da [6] e [9]).

Consumo Interno Lordo							
	<i>solidi</i>	<i>gas naturale</i>	<i>petrolio</i>	<i>FER</i>	<i>en. elettrica^a</i>	<i>totale</i>	
<i>produzione</i>	0.333	4.536	4.138	30.140	[-]	39.147	[Mtep]
<i>importazione</i>	10.325	57.043	84.750	1.906	9.437	163.461	[Mtep]
<i>esportazione</i>	0.265	0.224	31.988	0.330	1.129	33.936	[Mtep]
<i>variazione scorte</i>	-0.002	-0.193	-0.834	0.032	[-]	-0.997	[Mtep]
CIL	10.395	61.548	57.734	31.684	8.308	169.669	[Mtep]
	6.13	36.28	34.03	18.67	4.90	100.00	[%]
CFL		120.4	[Mtep]	importazione netta		129.525	[Mtep]
efficienza energetica		70.96	[%]	dipendenza dall'estero delle fonti energetiche		76.34	[%]

Tabella 1.2 Intensità energetica del sistema energetico nazionale, 2010-2017 (modificata da [6] e [9]).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<i>CIL</i>	187.79	184.20	176.31	172.99	165.96	169.82	167.63	169.66	[Mtep]
<i>PIL</i>	1 604 515	1 613 767	1 568 274	1 541 172	1 542 924	1 557 180	1 574 604	1 601 123	[Meuro]
intensità energetica	117.04	114.14	112.42	112.25	107.56	109.06	106.46	106.29	[tep/Meuro]

Le fonti energetiche rinnovabili ricoprono un ruolo importante all'interno del sistema energetico italiano, rientrando in molteplici settori: elettrico, termico e trasporti (produzione di biocarburanti). La penetrazione di queste fonti nel panorama energetico nazionale viene valutata calcolando le quote percentuali relative ad ogni settore appena citato e successivamente confrontandole con il consumo finale lordo. Secondo quanto riportato dal MiSE ([6], [10]) nei rapporti annuali sulla situazione energetica nazionale, nel 2017 la produzione di energia da FER è pari a 9.7 Mtep per il settore elettrico, 11.2 Mtep per quello termico e 1.1 Mtep nei trasporti. Essendo i consumi finali lordi di energia valutati 120.4 Mtep, si ha una penetrazione del 18.3%, che segue l'andamento crescente degli ultimi anni.

Una quota considerevole del settore energetico nazionale è costituita dal settore elettrico, che rappresenta circa il 37% (62.9 Mtep in equivalente energia primaria) del consumo interno lordo, in lieve calo rispetto al 2016 in cui figurava per il 37.6%. Dall'analisi dei dati forniti da Terna [11], e dalla loro rielaborazione da parte dell'ARERA [12] (Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente) e dell'istituto ISPRA [13] (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) emerge il quadro generale relativo all'anno 2017. La scelta di basare l'analisi su questo anno è dovuta a questioni di completezza e reperibilità dei dati necessari allo studio, non essendo ancora stati pubblicati in via definitiva quelli del 2018 da parte degli Organi competenti.

^a Con energia elettrica si intende quantificare in termini di tonnellate di petrolio equivalente la quantità di elettricità che nell'anno è stata importata ed esportata.

Nel 2017 la domanda di energia elettrica^b in Italia è pari a 320.5 TWh, soddisfatta dal parco produttivo nazionale per l'88.2% e per il restante 11.8% dall'importazione dai Paesi confinanti. La produzione italiana si suddivide in due macro classi, quella inerente alle fonti fossili e quella delle fonti rinnovabili; queste ultime, in leggera flessione rispetto alla massima penetrazione del 2014 (38.5% dei consumi elettrici), hanno un peso sulla richiesta elettrica totale pari al 32.1%. La categoria delle fonti energetiche rinnovabili (FER) include l'idroelettrico (che a sua volta si distingue in idroelettrico ed apporti da pompaggi), il geotermoelettrico, l'eolico, il fotovoltaico e le bioenergie. Per quanto riguarda queste ultime, è importante fare subito una specificazione, che sarà valida per tutto il resto dell'analisi: le bioenergie vengono classificate come fonti rinnovabili in quanto derivano da materiale di natura organica, per cui nei bilanci di produzione l'energia prodotta da queste rientrerà tra le altre voci FER. Unica eccezione viene fatta per l'analisi del settore termoelettrico nella sezione 1.3: dal momento che le bioenergie vengono utilizzate in impianti termoelettrici non è possibile differenziarle nella classificazione del settore fatta a seconda del ciclo di produzione utilizzato.

Analizzando nello specifico, il peso di ogni fonte energetica sui consumi totali può essere riassunto come in Tabella 1.3, in cui si riporta la composizione del parco produttivo nazionale, la relativa produzione al consumo annuale ed il peso percentuale di ogni fonte rispetto alla domanda elettrica da parte dell'utenza. Per produzione al consumo annuale si intende l'energia prodotta da una determinata fonte (in TWh) al netto sia delle perdite dovute ai sistemi ausiliari, sia della quota destinata ai pompaggi notturni di acqua nei bacini idroelettrici predisposti. Oltre alle fonti rinnovabili si ha il contributo delle centrali termoelettriche a combustibile fossile, che soddisfano il 56% della richiesta, ed il saldo tra importazione ed esportazione all'estero (circa 12%), che fornisce la quota mancante. Per quest'ultimo si rimanda alla sezione 1.4 per una trattazione completa.

Tabella 1.3 Produzione elettrica netta nazionale, 2017.

<i>Fonti energetiche</i>		<i>Produzione al consumo</i>	<i>Percentuale</i>
		<i>[TWh]</i>	<i>[%]</i>
Fossili	<i>Termoelettrico</i>	180.009	56.16
	<i>Idroelettrico da pompaggio</i>	1.783	0.56
	<i>Idroelettrico</i>	35.774	11.16
	<i>Geotermoelettrico</i>	5.821	1.82
Rinnovabili	<i>Eolico</i>	17.565	5.48
	<i>Fotovoltaico</i>	24.017	7.49
	<i>Bioenergie</i>	17.818	5.56
Saldo import/export		37.761	11.78
Totale		320.548	100.00

La suddivisione delle fonti energetiche in termini di produzione è utile per capire in modo approssimato la struttura del parco elettrico nazionale, ma risente dell'influenza di fattori come la variabilità delle FER dovute alle condizioni climatiche dell'anno analizzato. Le tecnologie che presentano maggiormente queste oscillazioni sono il solare fotovoltaico, l'idroelettrico e l'eolico. Ad esempio, si consideri l'idroelettrico: nel 2017 la produzione lorda annuale è pari a 38 TWh (considerando anche il contributo dei pompaggi), con una capacità installata di circa 22.84 GW, mentre nel 2016 sono stati prodotti 44.3 TWh a fronte di una potenza installata di 22.66 GW. Nel 2017, quindi, sebbene la potenza installata sia superiore a quella dell'anno precedente, la produzione è inferiore: ciò è dovuto principalmente alle condizioni climatiche, nello specifico alla scarsità delle precipitazioni. Per rafforzare tale affermazione si consideri nello specifico la produzione dovuta ai pompaggi: la quantità di energia elettrica destinata a pompare acqua a monte degli impianti è circa uguale nei due anni analizzati, per cui non si può associare ad essa alcuna variazione della produzione elettrica. L'esempio fatto serve a sottolineare la necessità di classificare le fonti energetiche anche dal punto di vista della potenza installata, in modo da avere un'idea più chiara della struttura del parco produttivo. In Tabella 1.4 si riporta perciò la ripartizione per fonte della capacità installata entro

^b Per domanda di energia elettrica si intende la quota di energia elettrica effettivamente consumata dall'utenza sommata alla quota di energia persa nella fase di trasmissione. La stessa quantità può essere definita come la sommatoria dell'energia uscente da ogni centrale del parco produttivo italiano ed il saldo tra importazione ed esportazione.

il 31/12/2017 sul suolo italiano, che in totale è pari a circa 117 GW. La suddivisione fatta non distingue il geotermoelettrico e le bioenergie, poiché rientrano, a livello impiantistico, nella categoria del termoelettrico. Per ciascuna voce si riporta sia la potenza installata (e il relativo peso percentuale sul totale) sia il numero di impianti presenti sul territorio.

Tabella 1.4 Potenza installata per fonte, 2017.

<i>Fonti energetiche</i>		<i>n° impianti</i>	<i>Capacità installata lorda</i>	<i>Percentuale</i>
		<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>	<i>[%]</i>
Fossili	<i>Termoelettrico</i>	5 745	64 858.2	55.37
	<i>Idroelettrico</i>	4 274	22 837.9	19.50
Rinnovabili	<i>Eolico</i>	5 579	9 765.8	8.34
	<i>Fotovoltaico</i>	774 014	19 682.3	16.80
<i>Totale</i>			<i>117 144.2</i>	<i>100</i>

1.3 Fase di produzione

La prima fase da analizzare nella descrizione del sistema elettrico nazionale è quella relativa alla produzione di energia elettrica. Nel 2017 la produzione lorda di energia elettrica è pari a 295.83 TWh, in crescita del 2.1% rispetto ai 289.77 TWh del 2016. Al netto delle perdite interne agli impianti di generazione, la produzione netta vale 285.27 TWh nel 2017, il 2% maggiore di quella dell'anno precedente (279.70 TWh). La crescita nella produzione nazionale rispecchia l'aumento dei consumi elettrici da parte dell'utenza, che, con un incremento del 2%, passano da 314.26 TWh a 320.55 TWh nel biennio studiato. La linearità della crescita è correlata al fatto che anche il saldo degli scambi energetici con l'estero sia percentualmente costante e per entrambi gli anni rappresenti l'11.8% dei consumi totali, con un aumento del 2% (da 37.02 TWh a 37.76 TWh).

Per procedere con l'analisi dettagliata degli impianti produttivi a fonti fossili (sottosezione 1.3.1) e rinnovabili (sottosezione 1.3.2) è utile definire in modo univoco alcune grandezze che verranno in seguito utilizzate. La prima di queste è l'energia prodotta dagli impianti, che si distingue in produzione lorda (E_{lorda}) e produzione netta (E_{netta}): nel primo caso si intende la sommatoria dell'energia prodotta in un determinato lasso di tempo in ogni impianto del parco produttivo nazionale, misurata ai morsetti in uscita dall'alternatore; nel secondo caso, invece, si intende la sommatoria dell'energia prodotta in uno stesso periodo di tempo in ogni impianto del parco produttivo nazionale, misurata in uscita dall'impianto. La differenza tra queste due grandezze costituisce i consumi ausiliari (E_{aux}), ossia la quantità di energia che viene utilizzata all'interno dell'impianto per alimentare i servizi ausiliari (pompe di alimento, compressori, sensori, ...) oppure persa durante la fase di trasformazione tra alternatore e rete elettrica in uscita. Analoga distinzione viene fatta per la potenza efficiente, che può essere lorda (P_{lorda}) o netta (P_{netta}). In generale, la potenza efficiente viene definita come la massima potenza elettrica che un impianto può sostenere per un lasso di tempo sufficiente a produrre potenza attiva, supponendo che il funzionamento avvenga in condizioni ottimali. Le grandezze descritte sono rappresentate in forma grafica anche in Figura 1.1. Un'ultima precisazione riguarda l'energia destinata ai pompaggi: essa viene consumata per pompare acqua dai serbatoi a valle verso i bacini in quota. Questi, collegati agli impianti di produzione idroelettrici, permettono di stoccare energia elettrica sotto forma di accumulo gravitazionale in modo che non ci sia spreco di un eventuale surplus energetico. Per questo motivo spesso i pompaggi avvengono nelle ore notturne, quando il carico richiesto alla rete è minore ma la produzione elettrica non può essere ridotta tanto da evitare sprechi. Escludendo l'energia elettrica destinata ai pompaggi si ottiene la produzione al consumo, $E_{consumo}$.

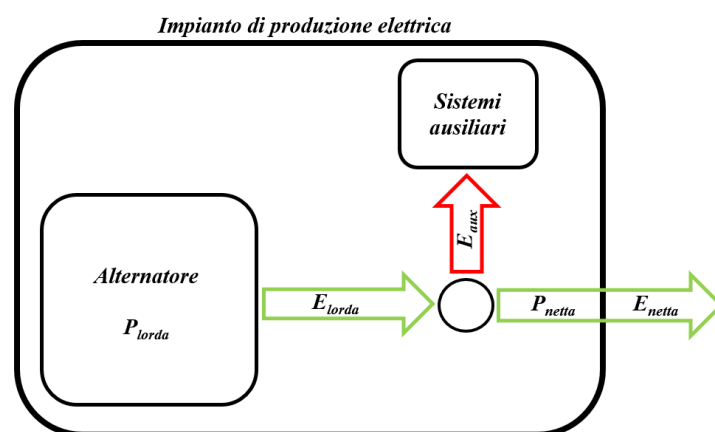


Figura 1.1 Definizione delle grandezze specifiche di un impianto di produzione elettrica.

Il parco produttivo italiano, già introdotto nella sezione 1.2, contribuisce per circa l'88% al soddisfacimento della richiesta elettrica, producendo un'energia netta pari a 180 TWh in impianti termoelettrici a combustibili fossili (al netto dei pompaggi) e 102.78 TWh in impianti utilizzando fonti rinnovabili. Sebbene questa suddivisione sia utile a distinguere la quota rinnovabile da quella fossile, è importante specificare ulteriormente che nella produzione rinnovabile siano inclusi anche i 17.82 TWh prodotti trattando in centrali termoelettriche le cosiddette bioenergie. La produzione totale, suddivisa per fonte, è riportata in Tabella 1.5, dove si confrontano i dati relativi al biennio 2016-2017, evidenziando la variazione percentuale di ogni voce appartenente al bilancio elettrico nazionale. La produzione elettrica al consumo viene calcolata togliendo anche il contributo energetico destinato ai pompaggi, in modo da ottenere la quantità di energia che effettivamente viene immessa in rete a disposizione dell'utenza. Per quanto riguarda le perdite agli ausiliari, nel 2016 rappresentano il 3.47% della produzione lorda totale mentre nel 2017 sono il 3.57%. Queste ultime verranno analizzate nel dettaglio nella sezione 1.6, essendo uno dei contributi necessari alla definizione del costo reale del singolo kWh elettrico consumato dall'utenza. Come già detto, la variazione della produzione nei due anni è in linea con la variazione della richiesta energetica; ciò che emerge dai dati è la variabilità delle quote relative alle fonti rinnovabili, che, ipotizzando che gli impianti di ogni tecnologia FER non abbiano subito profondi cambiamenti a livello di quantità e caratteristiche tecniche (efficienza), sottolinea l'influenza delle condizioni climatiche durante il periodo di misurazione. L'eolico, il fotovoltaico e l'idroelettrico sono le tre FER che più risentono degli effetti della variabilità del meteo: analizzando le variazioni percentuali, si può supporre che il 2017 sia stato un anno mediamente più soleggiato rispetto al 2016 (solare fotovoltaico +10.3%), ma anche, e di conseguenza, con precipitazioni più scarse (idroelettrico -14.1%). La costituzione del parco produttivo nazionale nel biennio viene mostrata anche graficamente in Figura 1.2, dove i contributi della produzione netta e del saldo tra importazione ed esportazione all'estero vengono rappresentati in termini percentuali.

Tabella 1.5 Confronto bilancio elettrico, 2016 – 2017.

<i>Fonti energetiche</i>		2016	2017	Variazione
		<i>[TWh]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[%]</i>
Produzione elettrica lorda				
Fossili	<i>Termoelettrico</i>	179.92	190.11	+5.66
	<i>Eolico</i>	17.69	17.74	+0.30
Rinnovabili	<i>Fotovoltaico</i>	22.10	24.38	+10.29
	<i>Geotermoelettrico</i>	6.29	6.20	-1.39
	<i>Idroelettrico</i>	44.26	38.02	-14.08
	<i>Bioenergie</i>	19.51	19.38	-0.67
	Totale	289.77	295.83	+2.09
Produzione elettrica al consumo				
Fossili	<i>Termoelettrico</i>	170.35	180.01	+5.67
	<i>Eolico</i>	17.52	17.57	+0.24
Rinnovabili	<i>Fotovoltaico</i>	21.76	24.02	+10.39
	<i>Geotermoelettrico</i>	5.87	5.82	-0.78
	<i>Idroelettrico</i>	43.78	37.56	-14.22
	<i>Bioenergie</i>	17.96	17.82	-0.77
	Totale	277.23	282.79	+2.00
<i>Perdite ausiliari</i>		10.07	10.56	
<i>Consumi pompaggi</i>		2.47	2.48	
<i>Saldo estero</i>		37.02	37.76	+2.00
<i>Richiesta energetica</i>		314.26	320.55	+2.00
<i>Consumi effettivi</i>		295.51	301.88	+2.16

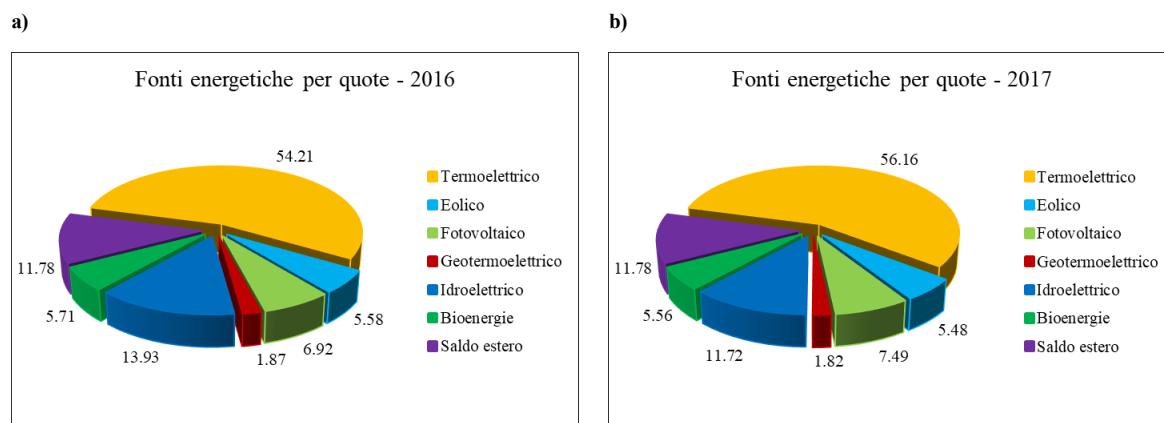


Figura 1.2 Parco produttivo nazionale, 2016 – 2017.

L'andamento nel biennio 2016-2017 può essere esteso al periodo 2005-2017, in modo da valutare la variazione della composizione del parco produttivo in un arco di tempo maggiore. La scelta di considerare come anno iniziale il 2005 non è casuale perché rappresenta uno dei primi anni in cui la produzione da parte di ogni tipologia di FER inizia a non essere più trascurabile sul totale. In Figura 1.3 si espone l'andamento di quattro parametri: la produzione al consumo totale^c, la richiesta energetica lorda^d e la produzione al consumo separatamente da fonte fossile e da rinnovabile. La linearità tra le prime due voci è evidente e ciò è dovuto al fatto che il parco produttivo venga regolato in base all'energia richiesta dall'utenza. Questo inoltre indica che il complemento nella richiesta fornito dall'energia importata dall'estero sia pressoché costante in tutto il periodo. La variazione più notevole invece appartiene alla produzione fossile/rinnovabile: con andamenti opposti, la crescita del rinnovabile in fatto di produzione e diffusione sul territorio nazionale porta ad una diminuzione della produzione richiesta al settore termoelettrico, con un picco nel 2014.

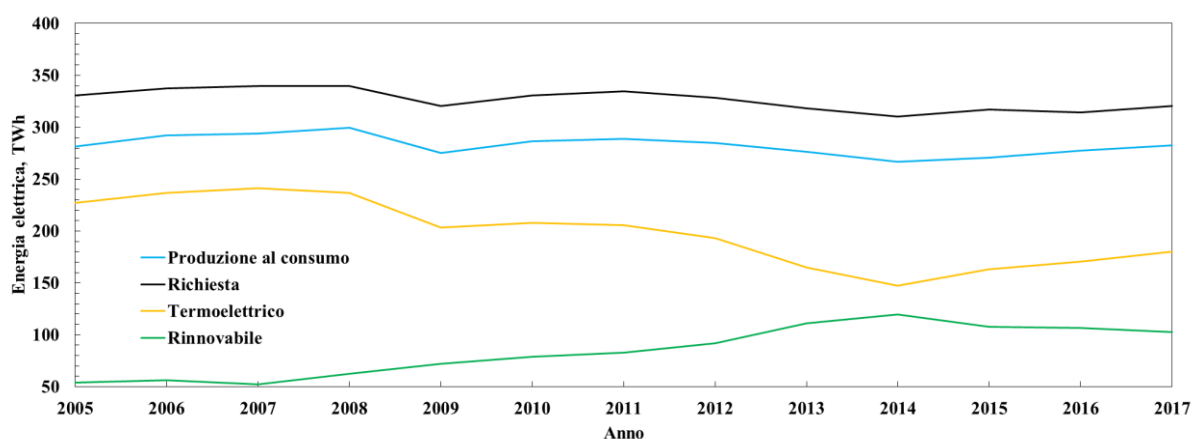


Figura 1.3 Evoluzione della produzione lorda fossile e rinnovabile in Italia, 2005 – 2017.

^c Produzione al consumo, ossia la produzione al netto delle perdite agli ausiliari e dell'energia destinata ai pompaggi negli impianti idroelettrici.

^d Richiesta energetica lorda, ossia la somma dei consumi effettivi da parte dell'utenza e delle perdite di energia nelle fasi di trasmissione e distribuzione. Si intende quindi l'energia effettiva che deve essere immessa in rete dall'insieme degli impianti produttivi e dal saldo import/export.

L'evoluzione descritta diviene più evidente in Figura 1.4, in cui si mostrano i contributi percentuali al soddisfacimento della richiesta energetica nazionale, normalizzata al 100%.

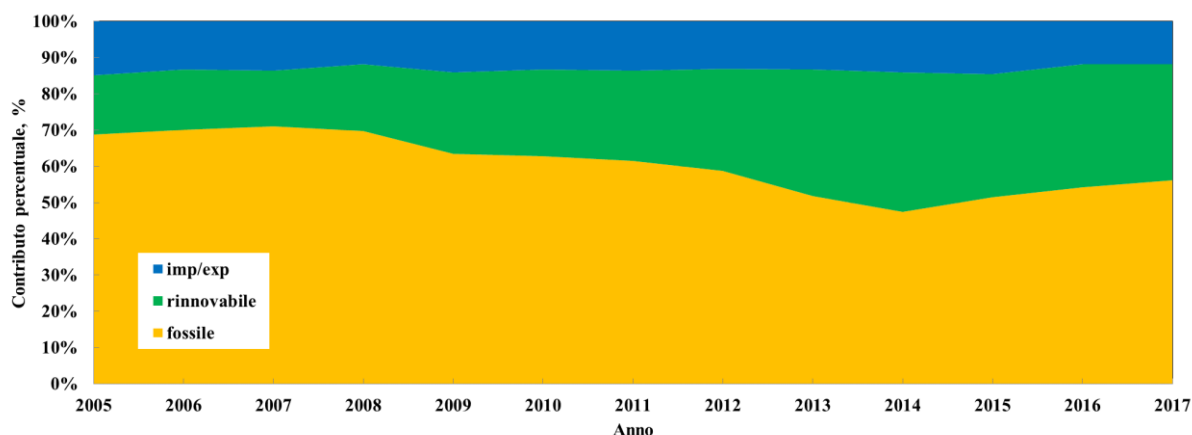


Figura 1.4 Evoluzione del parco elettrico nazionale, 2005 – 2017.

1.3.1 Impianti termoelettrici

1.3.1.1 Evoluzione storica

La fonte fossile è storicamente una tra le principali componenti del parco produttivo italiano, sin dalla fine del 1800. Dall'analisi dei dati riportati da Terna [11] emerge che la fonte elettrica primaria nazionale sia stata l'idroelettrico fino alla fine degli anni '60, quando la capacità installata degli impianti termoelettrici e la conseguente produzione elettrica superarono quelle della fonte idrica. Focalizzandosi su questi ultimi anni si nota che il predominio della fonte fossile sia ancora attuale, sebbene si sia ridimensionata grazie alla crescita delle tecnologie di produzione rinnovabile. Fino al 2008 la quota di energia prodotta dalle centrali termoelettriche copriva il 70% della richiesta elettrica nazionale e solo dopo gli incentivi allo sviluppo delle tecnologie produttive rinnovabili questa percentuale ha subito una consistente diminuzione, toccando il record nel 2014, 47.5%. Nel 2017 il termoelettrico fornisce il 56.2% dell'energia elettrica necessaria, con una potenza installata pari a 64 GW (circa il 55% della potenza nazionale installata) ed una produzione lorda di 209.5 TWh. Questa produzione comprende anche la quota relativa alle bioenergie che, come già detto nella sottosezione 1.2, viene considerata nello studio dell'evoluzione del settore termoelettrico dal momento che gli impianti produttivi sono comuni alle due fonti energetiche.

L'evoluzione del sistema produttivo termoelettrico è influenzata da numerosi parametri oltre che dalla richiesta energetica da parte dell'utenza: in primis lo sviluppo del settore relativo alle FER, ma anche da decisioni politiche relative a tematiche ambientali ed a eventuali ripercussioni di carattere economico sulle materie prime fossili. In Figura 1.5 e Figura 1.6 si riportano rispettivamente l'evoluzione e la variazione percentuale della produzione lorda e della capacità installata del settore nel periodo che va dal 2000 al 2017 (nel secondo grafico, trattandosi di una variazione, si studia il periodo 2001 – 2017). Con riferimento alla Figura 1.6, per entrambe le grandezze viene calcolata annualmente la variazione percentuale rispetto all'anno precedente, in modo da valutarne l'andamento. Analizzando la capacità installata si può evidenziare quanto detto sopra: dal 2008 la potenza disponibile ha subito prima un periodo di stallo, con crescite percentuali inferiori agli anni precedenti, e negli ultimi cinque anni una parziale decrescita, dovuta alla diminuzione delle nuove installazioni ed al progressivo smantellamento delle centrali più vecchie. Dal 2015 ad oggi, infine, alla diminuzione della potenza installata corrisponde un aumento della produzione elettrica, giustificabile come indice del fatto che gli impianti innovativi e più efficienti stiano sempre più sostituendo le vecchie tecnologie.

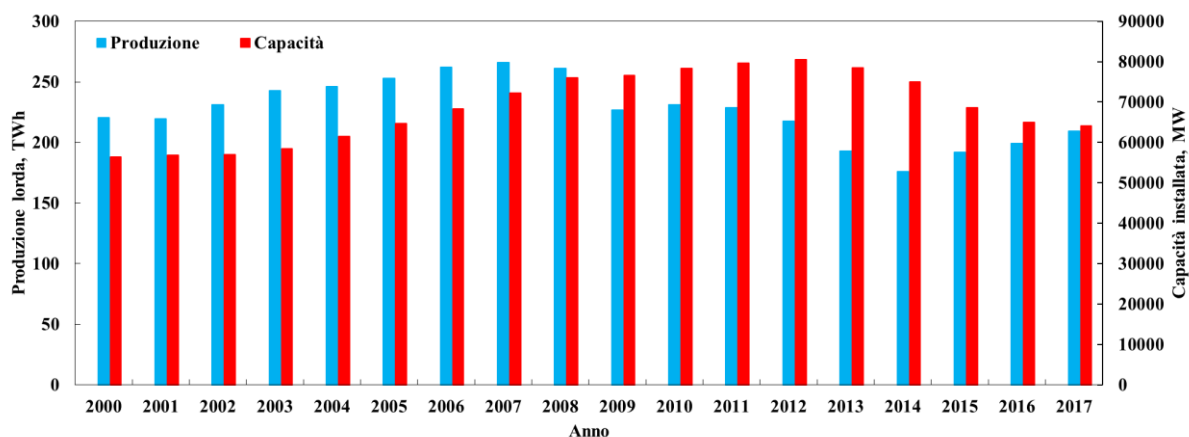


Figura 1.5 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore termoelettrico nazionale, 2000 – 2017.

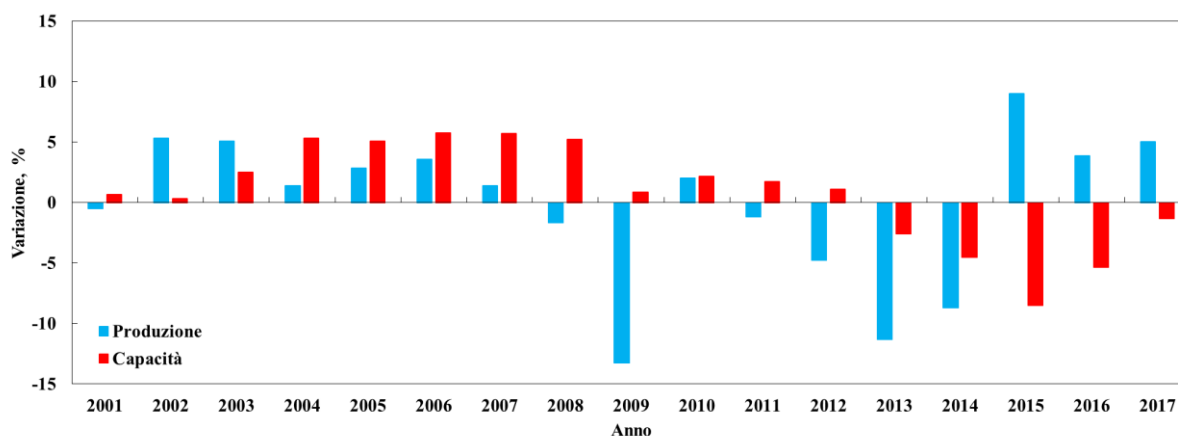


Figura 1.6 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore termoelettrico nazionale, 2001 – 2017.

Lo studio dei combustibili utilizzati contribuisce a comprendere i cambiamenti a livello impiantistico del settore termoelettrico. Come precedentemente detto, attualmente il combustibile maggiormente utilizzato nel settore energetico è il gas naturale e tale primato diviene ancora più netto se si analizza il solo settore elettrico. Questa prevalenza è però relativa agli ultimi anni e non può essere ritenuta valida anche per gli scorsi decenni, quando la principale fonte fossile erano i prodotti petroliferi [11][13]. Restringendo il punto di vista agli ultimi vent'anni si può vedere come siano variati i consumi relativi ai vari combustibili: in Figura 1.7 si riporta la quota percentuale di produzione termoelettrica suddivisa per fonte fossile. La crescita del gas naturale è giustificata non solo da motivazioni ambientali legate ad una minore produzione di sostanze inquinanti (si veda la sottosezione 2.3.1): l'introduzione delle centrali cogenerative è stata un incentivo all'uso di questo combustibile, così come il fatto di possedere il maggior rendimento di conversione tra le varie fonti fossili, ossia la maggior produzione elettrica a partire da uno stesso contenuto energetico.

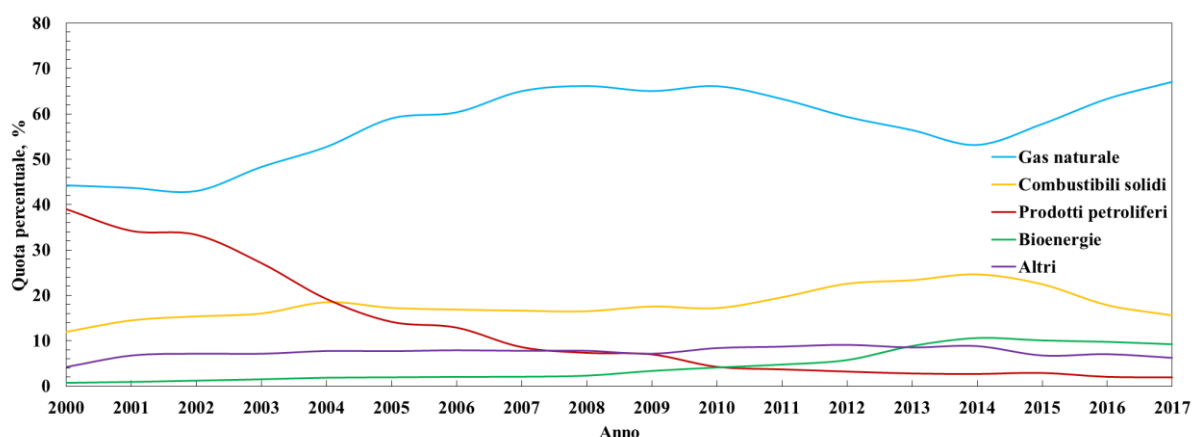


Figura 1.7 Quote percentuali relative alla produzione elettrica lorda da combustibili, 2000 – 2017.

1.3.1.2 Il parco termoelettrico nazionale nel 2017

L'analisi del settore termoelettrico viene condotta seguendo una classificazione per tecnologia di impianto e per tipologia di combustibile. L'energia elettrica è prodotta in due classi di impianti, cogenerativi e non cogenerativi, divisi a loro volta per tecnologia impiantistica e combustibile. In Tabella 1.6 viene riportata per il 2017 la suddivisione della produzione e della potenza per ogni tipo di centrale. Dai risultati emerge la lieve prevalenza della produzione da cogenerazione (52.5% della produzione totale lorda da termoelettrico), sebbene in termini di capacità installata la quota sia circa del 40%; questi dati evidenziano sia la recente crescita della tecnologia di cogenerazione, sia l'effettiva efficienza di tali centrali. Nella categoria non cogenerativa le sezioni maggiormente utilizzate sono quelle a ciclo combinato ed a vapore a condensazione, che sfruttano la combustione di combustibili solidi e gas naturale. Nel caso invece delle centrali cogenerative si ha il dominio delle sezioni a ciclo combinato con produzione di calore, che rappresentano il 74% della produzione della classe e bruciano soprattutto gas naturale.

Tabella 1.6 Settore termoelettrico nazionale, 2017

	Produzione lorda [TWh]	Categoria [%]	Totale [%]	Potenza lorda [MW]
Sezioni non cogenerative	99.35			37883
Turboespansione (TE)	0.43	0.43	0.21	2515
Ciclo combinato (CC)	54.38	54.38	25.96	21824
Combustione interna (CI)	4.76	4.76	2.27	1240
A vapore a condensazione (C)	38.96	38.96	18.60	11748
Turbine a gas (TG)	0.59	0.59	0.28	2719
Altro genere (V)	0.23	0.23	0.11	181
Sezioni cogenerative	110.13			26163
Ciclo combinato (CCC)	81.61	74.10	38.96	18885
Combustione interna (CIC)	16.27	14.77	7.77	3367
Condensazione e spillamento (CSC)	5.81	5.28	2.77	2161
A vapore a contropressione (CPC)	1.46	1.33	0.70	717
Turbine a gas (TGC)	4.98	4.52	2.38	1033
Totale	209.48		100	64045

I combustibili utilizzati sono principalmente di origine fossile: solidi, gassosi (gas naturale e gas derivati), prodotti petroliferi ed altro (tra cui i biocombustibili). In Tabella 1.7 si fornisce per ogni tipologia di centrale la quantità di energia elettrica prodotta a partire dai vari combustibili. Dall'analisi delle quote percentuali risulta che il combustibile maggiormente impiegato sia il gas naturale, con cui si copre il 67% della produzione totale (come visto in sottosezione 1.3.1.1). Le percentuali ottenute in Tabella 1.7 vengono riportate anche in Figura 1.8, dove si

rappresentano le quote relative alla produzione per combustibile delle singole categorie: centrali non cogenerative (a), cogenerative (b) e produzione totale (c). Dal punto di vista grafico è possibile dedurre non solo quanto detto relativamente al gas naturale, ma risulta anche evidente come il mix di combustibili utilizzati nelle sezioni cogenerative sia in linea con le politiche ambientali e l'efficientamento tecnologico precedentemente descritti.

Tabella 1.7 Produzione termoelettrica lorda per combustibile, 2017

						<i>Altri combustibili</i>		
		<i>Solidi</i>	<i>G.N.</i>	<i>Gas derivati</i>	<i>P. petroliferi</i>	<i>Solidi</i>	<i>Gassosi</i>	<i>Totale</i>
Sezioni non cogenerative								
<i>Produzione lorda</i>	<i>[TWh]</i>	32.49	53.57	0.03	1.92	7.66	3.03	98.69
<i>Quota</i>	<i>[%]</i>	32.92	54.28	0.03	1.94	7.76	3.07	100.00
Sezioni cogenerative								
<i>Produzione lorda</i>	<i>[TWh]</i>	0.14	86.78	2.47	2.17	13.22	5.35	110.13
<i>Quota</i>	<i>[%]</i>	0.13	78.80	2.24	1.97	12.01	4.86	100.00
<i>Produzione Totale</i>	<i>[TWh]</i>	32.68	140.35	2.50	4.08	20.88	8.38	208.82
<i>Quota</i>	<i>[%]</i>	15.62	67.21	1.20	1.95	10.00	4.02	100.00

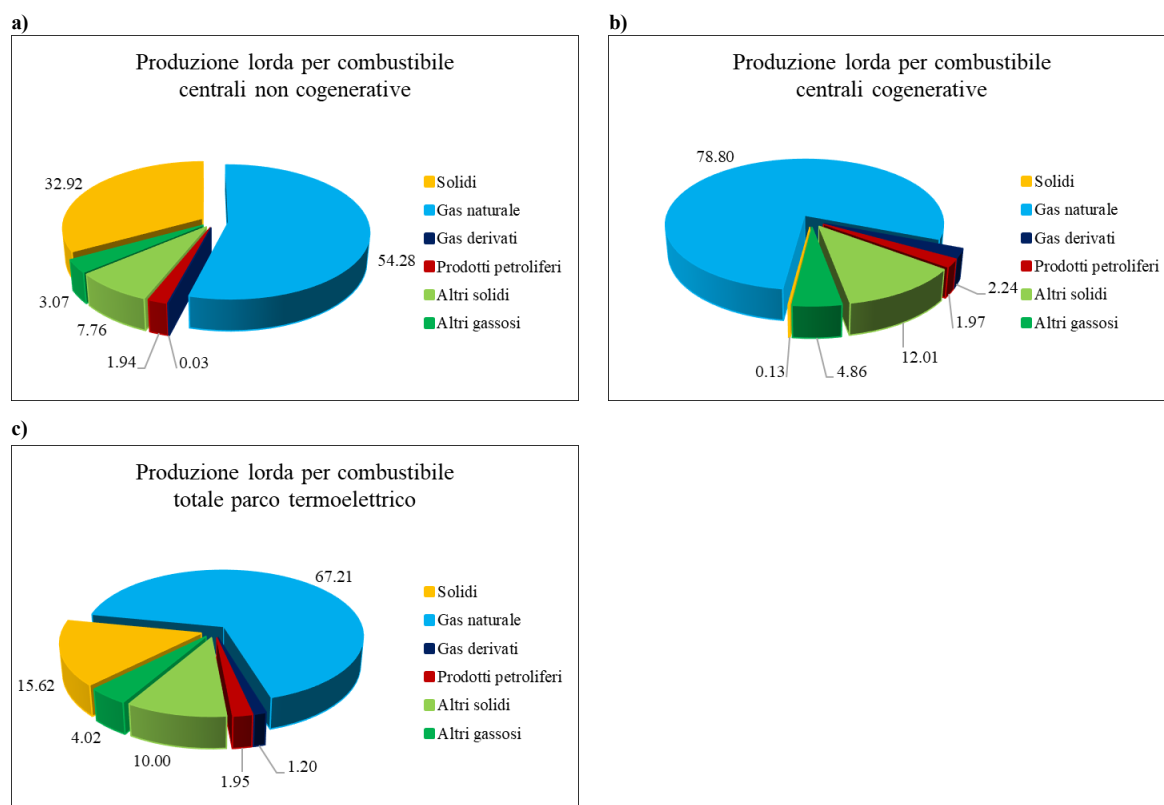


Figura 1.8 Quote relative alla produzione termoelettrica lorda suddivisa per combustibile, 2017.

L'efficienza del processo di conversione da combustibile ad energia elettrica è un parametro utile per comprendere quali siano i combustibili e le soluzioni impiantistiche più performanti tra quelli presenti nel parco produttivo nazionale termoelettrico. Per poter sviluppare il calcolo di tali efficienze è necessario introdurre i consumi specifici di combustibile, che sono calcolati come energia primaria in kJ necessaria a produrre 1 kWh elettrico lordo (per cui in questo caso non si tiene conto delle ulteriori perdite ausiliarie interne alla centrale). In Tabella 1.8 si riporta uno svolgimento semplificato del calcolo delle efficienze di conversione che, per completezza, viene trattato integralmente nella sezione 6.1. I dati sono riferiti all'anno 2017 e, partendo dalla produzione lorda e dai consumi specifici, si perviene alle quantità di petrolio equivalente consumate nell'arco dell'anno (definite contenuti energetici, ossia energia primaria associata ai combustibili bruciati), alle efficienze di

conversione per la sola parte elettrica (η_{el}) ed all'efficienza di conversione globale per il settore termoelettrico ($\eta_{overall}$). La prima delle due efficienze calcolate si riferisce alla conversione da energia primaria ad energia elettrica, senza considerare il recupero di calore utile attuato nelle sezioni a cogenerazione; quest'ultimo viene invece considerato nel calcolo dell'efficienza totale, dipendente quindi da un contenuto energetico maggiore (in Tabella 1.8 indicato come "contenuto energetico totale"). I risultati ottenuti sono coerenti con quanto riportato dall'Istituto ISPRA [14]. Si puntualizza che la produzione termoelettrica lorda adottata in questo specifico calcolo sia pari a 208.8 TWh, al fine di essere in linea con le fonti di riferimento per i consumi energetici [11], [14].

Tabella 1.8 Efficienze di conversione del parco termoelettrico nazionale, 2017

	<i>Produzione lorda</i>	<i>Consumo specifico</i>	<i>Contenuto energetico</i>	<i>Efficienza elettrica, η_{el}</i>	<i>Contenuto energetico totale</i>	<i>Efficienza totale, $\eta_{overall}$</i>
	[TWh]	[kJ/kWh]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[%]
<i>Sezioni non cogenerative</i>	98.69	8110.92	19.12	44.38	19.12	44.38
<i>Sezioni cogenerative</i>	110.13	6469.88	17.02	55.64	22.92	64.22
Totale	208.82	7245.48	36.14	49.69	42.04	55.20

Tra i risultati presenti in Tabella 1.8, considerando quelli relativi all'intero settore termoelettrico, si deve sottolineare l'aumento in percentuale dell'11.1% (incremento di 5.5 punti percentuali, da 49.69% a 55.20%) dell'efficienza totale rispetto a quella totale elettrica. Il miglioramento è dovuto al recupero di calore utile nelle centrali cogenerative: sebbene non si abbia un vantaggio in termini di produzione elettrica, l'energia recuperata può essere utilizzata nel settore termico, riducendo il quantitativo di combustibile necessario per produrre calore negli appositi impianti. In termini numerici, nel 2017 il calore utile recuperato è pari a 5.25 Mtep a fronte di un consumo di 42.04 Mtep per produrre 208.82 TWh elettrici lordi. Secondo i dati Terna, rielaborati nel rapporto fornito dall'Istituto ISPRA [13], nel 2016 l'efficienza elettrica del parco termoelettrico era pari al 48.8%, quella totale al 54.6%: si può quindi affermare che ci sia stato un aumento del 1.8% nel primo caso e del 1.1% nel secondo. Sebbene le sezioni cogenerative incrementino il rendimento totale del parco termoelettrico, è necessario sottolineare come negli ultimi anni la crescita dell'efficienza totale del parco sia stata trainata dal miglioramento della conversione energetica delle centrali non cogenerative, in relazione ad una invariabilità nella crescita dell'efficienza delle prime sezioni. Ciò è valutabile anche graficamente in Figura 1.9.

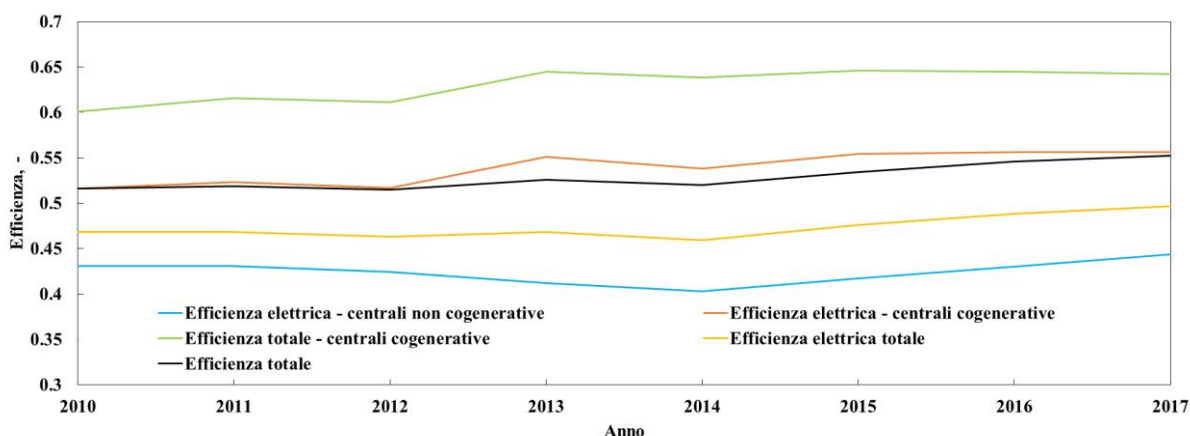


Figura 1.9 Evoluzione delle efficienze del parco termoelettrico nazionale, 2010 – 2017.

1.3.2 Impianti a fonti rinnovabili

1.3.2.1 Evoluzione storica

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata fondamentale per lo sviluppo dei primi impianti costituenti la rete nazionale quando, fino ai primi anni '60 del secolo scorso, l'idroelettrico era la principale tecnologia energetica del Paese a livello elettrico. Sebbene lo sfruttamento di tale risorsa abbia avuto uno sviluppo lungo più di un secolo, l'attuale parco produttivo con le variegate applicazioni rinnovabili che oggi si considerano si è evoluto solo negli ultimi anni con la crescita degli impianti eolici, fotovoltaici e delle bioenergie. Come già visto in Figura 1.3, il 2008 è l'anno in cui le FER hanno subito un'accelerazione nella loro diffusione, grazie all'effetto combinato di politiche atte a favorire fonti energetiche a minor impatto ambientale ed alla crisi del settore energetico. Il maggior risultato in termini produttivi è stato raggiunto nel 2014, con quasi il 40% dei consumi soddisfatti dal rinnovabile. La crescita del settore, in termini di potenza installata e produzione elettrica, viene analizzata con l'ausilio dei grafici in Figura 1.10 – Figura 1.18, evidenziando l'evoluzione e la variazione annuale delle due grandezze per ogni fonte. Oltre a considerazioni riguardanti lo sviluppo in termini di capacità produttiva installata, si può notare una costante caratterizzante l'intero settore, ossia la variabilità della produzione in dipendenza dalle variazioni annuali della disponibilità della fonte naturale sfruttata. Questo aspetto è fondamentale non solo per la gestione delle FER all'interno di una rete locale o nazionale ma anche per poter meglio comprendere uno dei problemi principali legati all'utilizzo di tali fonti.

La prima tecnologia presa in considerazione è quella idroelettrica, essendo la più matura tra le rinnovabili. In Figura 1.10 e Figura 1.11 si riporta la variazione annuale della capacità installata e produzione elettrica lorda. In termini numerici si passa da una potenza installata di circa 21 GW del 2000 ai 23 GW del 2017, per cui percentualmente l'idroelettrico non ha subito una notevole crescita, conseguenza del fatto che i volumi d'acqua siano già stati ampiamente impegnati nei decenni scorsi. In questo caso si può invece ben visualizzare l'andamento variabile della produzione, indipendente dall'aumento del numero di impianti costruiti; il fattore determinante è la presenza di acqua nei corsi e nei bacini, dipendente dalla piovosità. Analizzando la Figura 1.10 emerge che, con una potenza disponibile quasi costante, negli ultimi dieci anni ci sia stata una notevole variabilità nella produzione che, in termini assoluti, si identifica con 38.5 TWh nel 2007 ed 60.3 TWh nel 2014. Un contributo non trascurabile della produzione da idroelettrico è dato dai bacini di stoccaggio, in cui si pompa acqua da valle impiegando il surplus elettrico conseguente ad un eccesso di offerta elettrica rispetto al carico richiesto dall'utenza (spesso durante le ore notturne). Partendo da questo presupposto, in Figura 1.12 si esamina l'andamento della produzione elettrica e l'energia destinata ai pompaggi. Quest'ultima è la quantità di energia prelevata dalla rete e destinata alle stazioni di pompaggio a valle e non corrisponde all'effettiva produzione che si ottiene dalle centrali idroelettriche in seguito all'accumulo ma, essendo le efficienze di conversione dell'intero ciclo di stoccaggio considerabili costanti, si possono usare questi dati per fare un confronto di tipo qualitativo. Esaminando il grafico ottenuto (Figura 1.12) emerge che, sebbene ci sia stata sicuramente un'influenza da parte dei pompaggi, la variabilità della fonte idrica sia comunque la principale causa dell'instabilità della produzione nel ventennio analizzato.

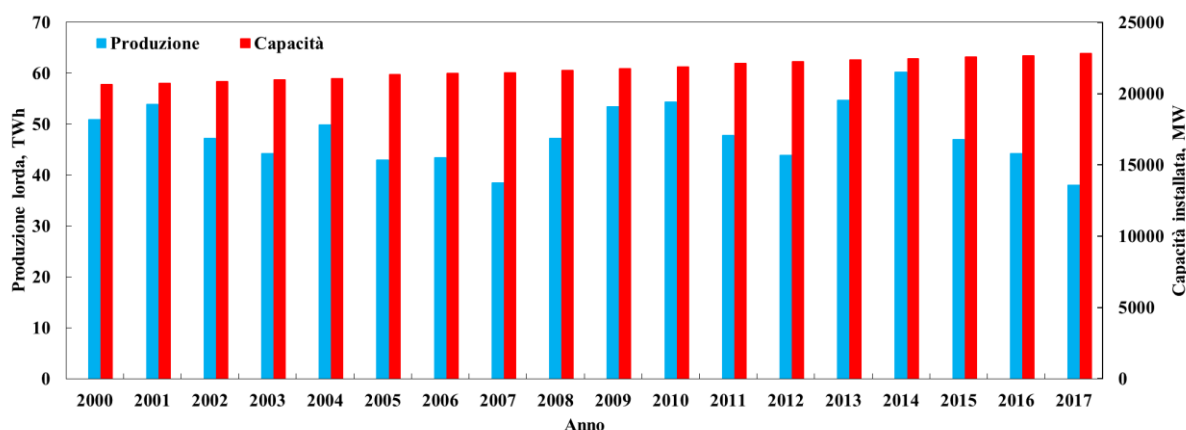


Figura 1.10 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore idroelettrico nazionale, 2000 – 2017.

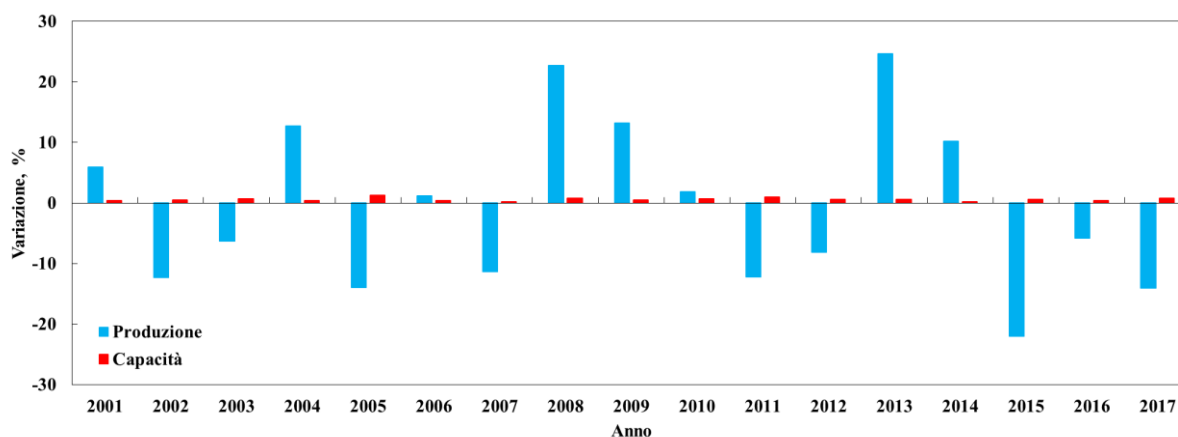


Figura 1.11 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore idroelettrico nazionale, 2001 – 2017.

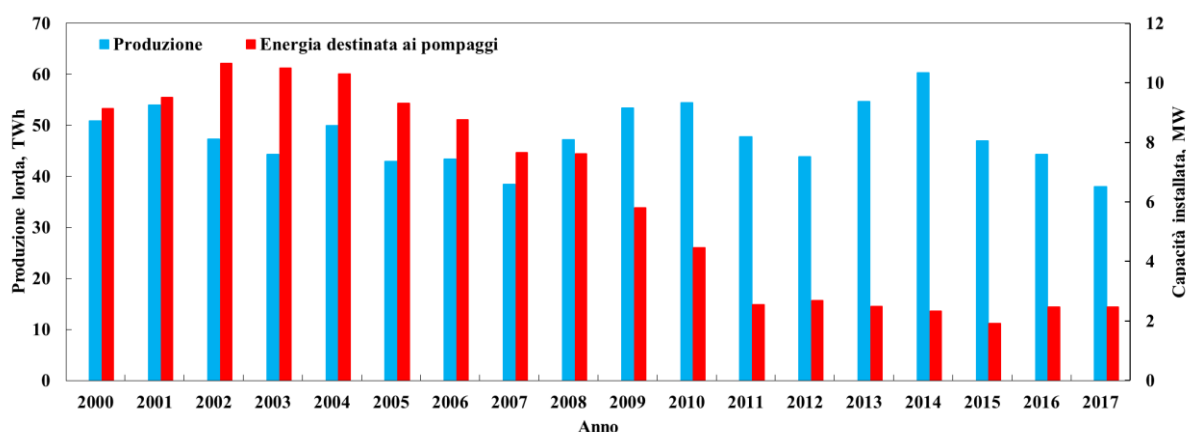


Figura 1.12 Evoluzione di produzione lorda ed energia destinata ai pompaggi del settore idroelettrico, 2000 – 2017.

A differenza dell'idroelettrico, le tecnologie eoliche e fotovoltaiche si sono largamente diffuse sul territorio nazionale a partire dai primi anni 2000. In Figura 1.13 – Figura 1.16 si mostra lo sviluppo e le variazioni percentuali relative al settore eolico e fotovoltaico. Per quanto riguarda l'eolico, si passa dai 0.4 GW installati nel 2000 ai 9.7 GW del 2017 (Figura 1.13). La crescita è notevole ed è distribuita negli anni, cosa che si riscontra anche in termini di produzione elettrica, costantemente in aumento senza eccessive variazioni dovute alla ventosità media annuale (Figura 1.14). Il settore fotovoltaico, invece, favorendo degli incentivi per l'installazione di impianti ha avuto una crescita quasi esponenziale, passando dai 6 MW installati nel 2000 ai 19.7 GW del 2017 (Figura 1.15). In particolare bisogna evidenziare il periodo che va dal 2007 al 2011, conclusosi con l'installazione, in un solo anno, di ben 9.5 GW. Sebbene a livello locale entrambe le tecnologie siano particolarmente influenzate dalla disponibilità della fonte energetica, si può affermare che a livello nazionale non vi siano state variabilità notevoli nella produzione al di fuori dell'aumento della capacità disponibile. Ciò non significa che queste fonti siano esenti dal problema dell'intermittenza, ma solo che a livello di media nazionale tale variabilità emerga in modo più lieve che a livello locale. Complessivamente il peso della produzione lorda delle tecnologie sui consumi totali è passato dallo 0.2% del 2000 al 14.2% del 2017.

L'ultima fonte energetica rinnovabile considerata è quella geotermoelettrica che, quasi come l'idroelettrico, è presente da un secolo nel sistema produttivo nazionale. Gli impianti ad oggi installati possiedono una capacità totale di 0.8 GW, in aumento del 30% rispetto ai 0.6GW del 2000, sebbene tali potenze siano nettamente inferiori a quelle finora riportate da altre FER. La produzione, in linea con le altre FER, è influenzata dalla variabilità della fonte, effetto visibile anche in Figura 1.17 e Figura 1.18 in cui si riporta l'evoluzione e le variazioni annuali della

capacità installata e della produzione lorda. Nello specifico, è interessante analizzare il periodo 2005 – 2013, caratterizzato da variazioni di potenza quasi nulle ma da una costante variabilità produttiva, che implica un'effettiva intermittenza della disponibilità della fonte legata anche a regolazioni di adeguamento al carico richiesto dalla rete.

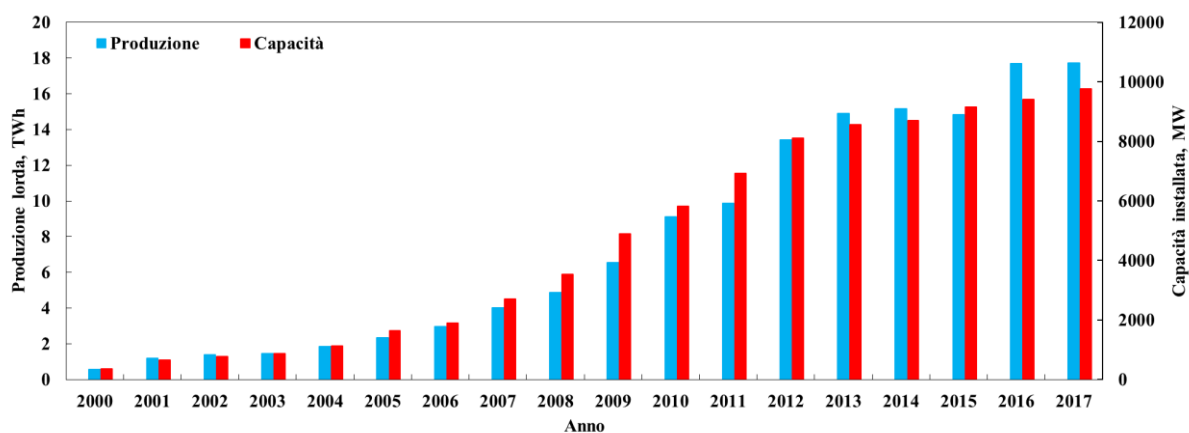


Figura 1.13 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore eolico nazionale, 2000 – 2017.

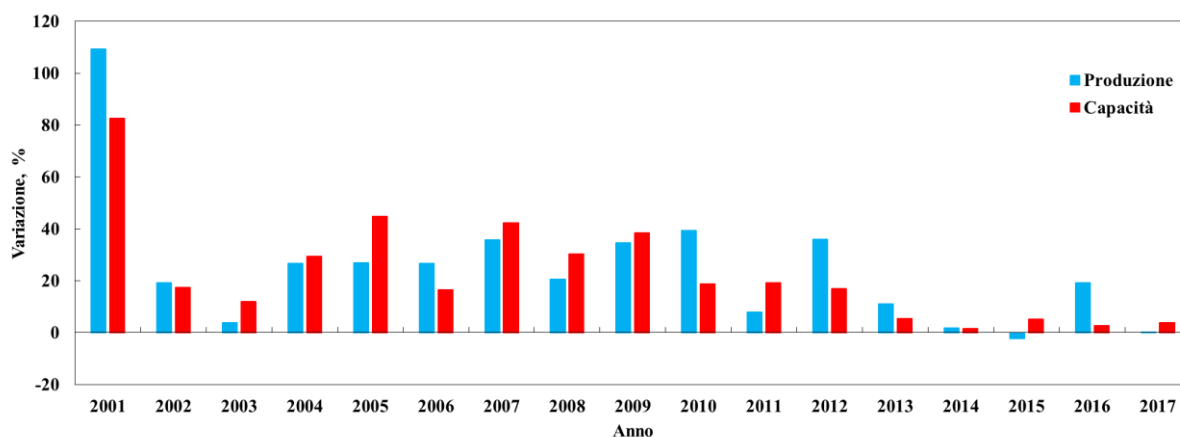


Figura 1.14 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore eolico nazionale, 2001 – 2017.

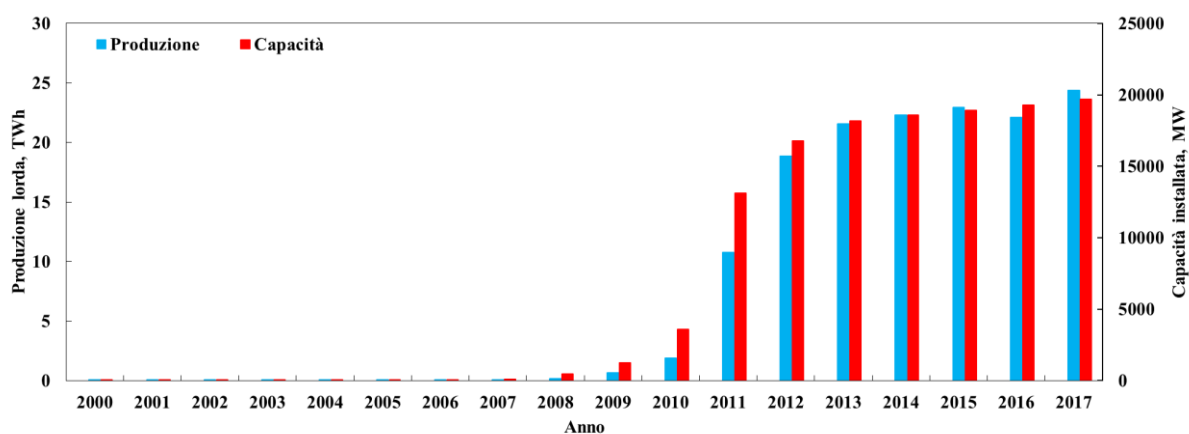


Figura 1.15 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2000 – 2017.

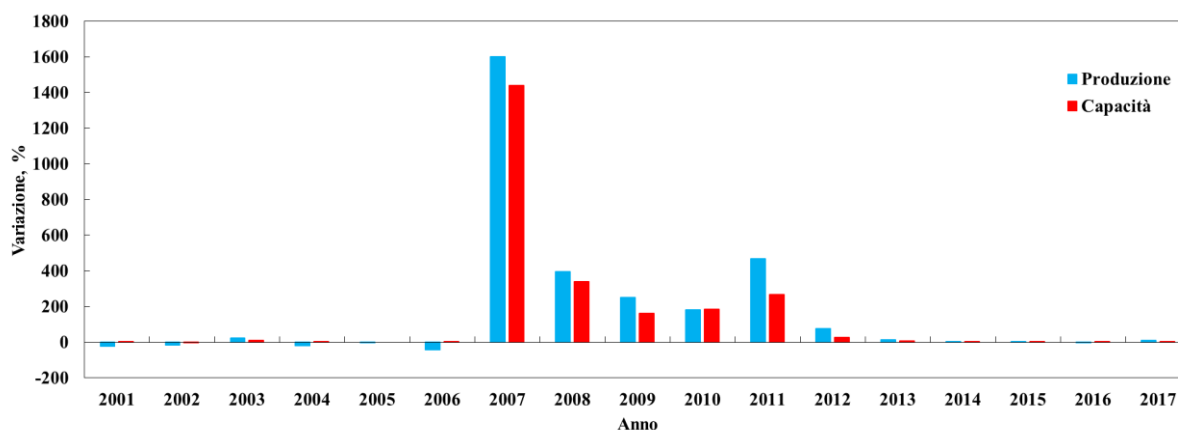


Figura 1.16 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2001 – 2017.

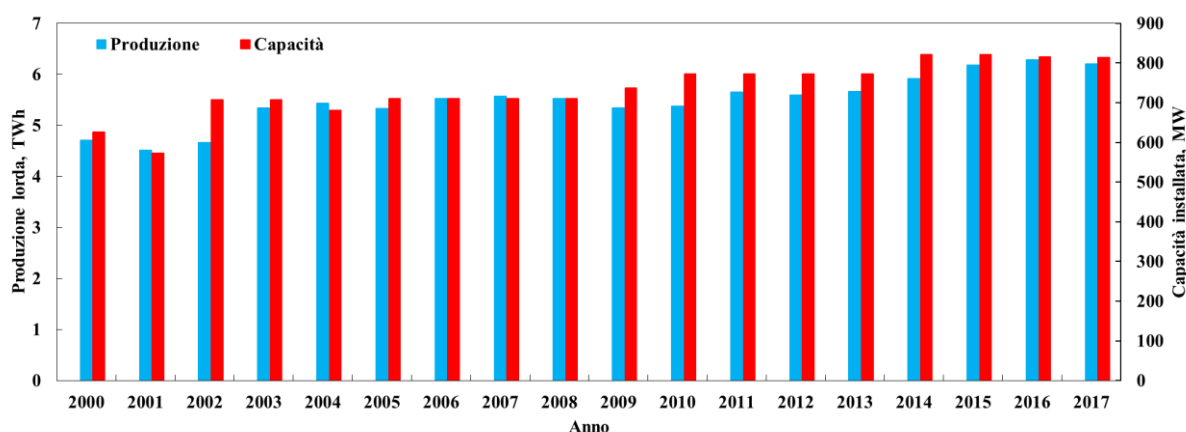


Figura 1.17 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2000 – 2017.

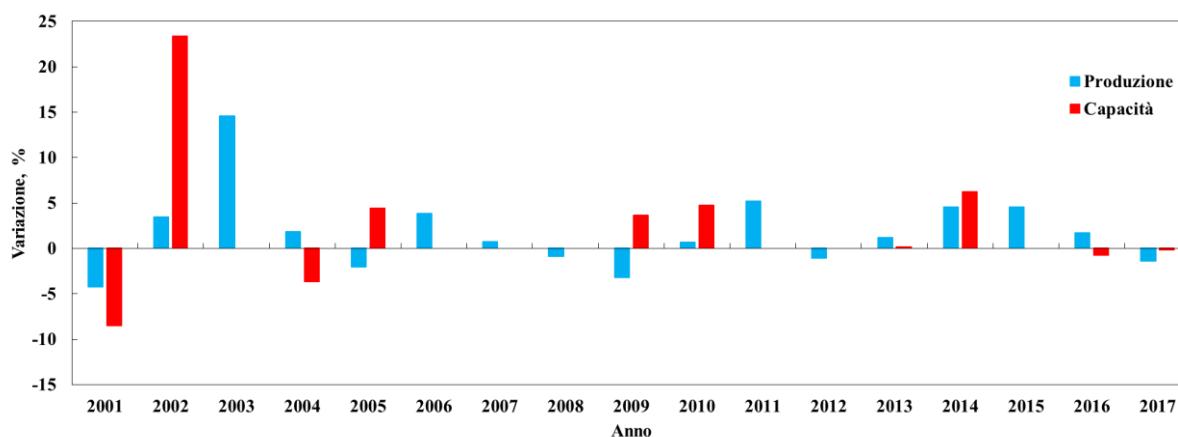


Figura 1.18 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore geotermico nazionale, 2001 – 2017.

In conclusione è utile confrontare la quota della produzione derivata da ognuna delle fonti rinnovabili citate e l'evoluzione della capacità installata per ognuna di esse. In Figura 1.19 si riporta il primo confronto da cui si può notare come i contributi delle singole fonti si siano evoluti in questi ultimi anni. In particolare si sottolinea l'ascesa dei settori fotovoltaico ed eolico che, come detto in precedenza, sono quelli che hanno avuto la crescita maggiore

nel periodo preso in considerazione. Si evidenzia inoltre la variabilità della produzione da fonte idroelettrica e la stabilità di quella geotermica. In Figura 1.20, infine, si vuole sottolineare la non linearità tra la produzione elettrica e la potenza installata: ad esempio il settore fotovoltaico, caratterizzato da una quota di produzione nettamente inferiore a quella idroelettrica (8.2% contro 12.8%), negli ultimi anni si è avvicinato sempre più alla potenza idrica installata, arrivando nel 2017 ad avere 19.7 GW contro i 22.8 GW idrici; è importante però sottolineare che nel caso non si considerino i pompaggi, il fotovoltaico sia la prima fonte rinnovabile nazionale in termini di potenza.

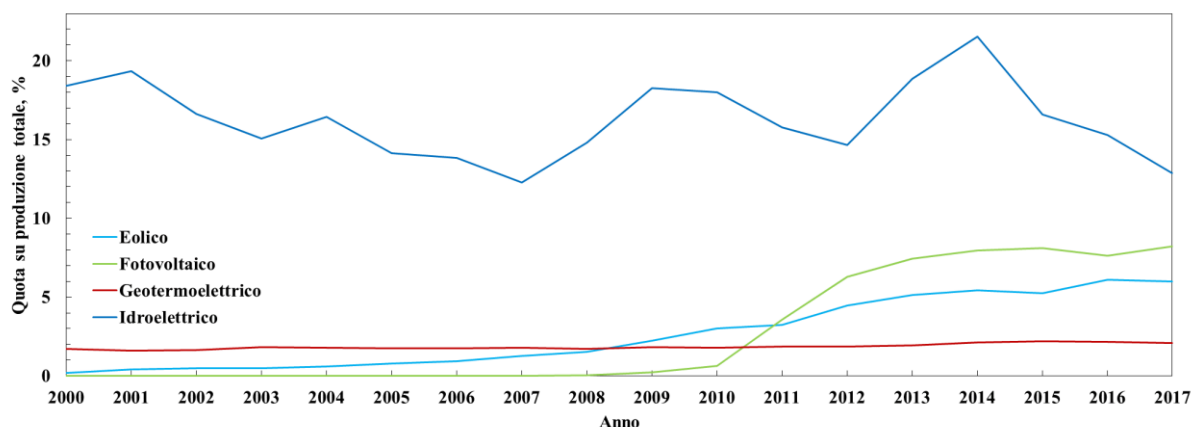


Figura 1.19 Evoluzione quota di produzione impianti rinnovabili, 2000 – 2017.

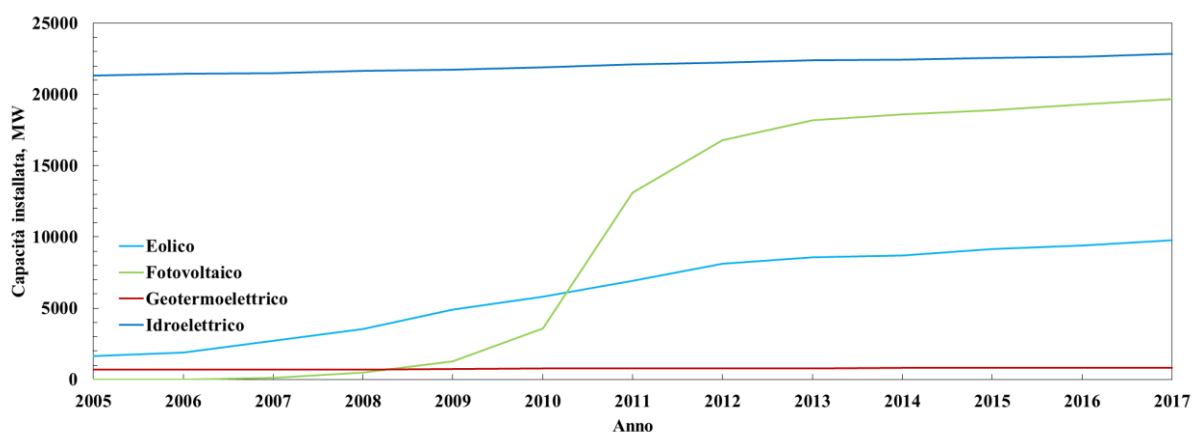


Figura 1.20 Evoluzione della capacità installata per gli impianti rinnovabili, 2000 – 2017.

1.3.2.2 Il parco rinnovabile nazionale nel 2017

Nel 2017 la produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari a 102.78 TWh, rappresenta circa il 32% della richiesta elettrica nazionale. Le fonti contribuenti a tale quota sono l'idroelettrica, la fotovoltaica, l'eolica, la geotermica e quella relativa alle bioenergie. L'intermittenza dovuta alle condizioni climatiche e la conseguente variabilità nella produzione elettrica fanno sì che le FER necessitino dei dati relativi a numero di impianti e capacità installata per poter effettivamente essere classificate in termini di presenza sul territorio nazionale. Una prima analisi utile a comprendere l'attuale diffusione delle varie tecnologie è il confronto tra la situazione italiana nel 2016 e quella nel 2017. In Tabella 1.9 si esegue il confronto della variazione percentuale della capacità installata e della produzione elettrica lorda. Dai dati presentati si evince che la variazione del numero di impianti, capacità installata e produzione non necessariamente vadano nella stessa direzione. Ad esempio, dai valori totali si vede come l'aumento del numero di impianti e della potenza installata sia associato ad una

produzione in calo, a fronte di un consumo finale in aumento (quest'ultima affermazione giustifica il fatto che la produzione non sia stata regolata appositamente per venire incontro a consumi finali in diminuzione ma che sia dovuta all'intermittenza della fonte).

Tabella 1.9 Confronto impianti FER, 2016 – 2017.

Fonte energetica	2016			2017			variazione	
	n° impianti	capacità	produzione	n° impianti	capacità	produzione	capacità	produzione
	[-]	[MW]	[TWh]	[-]	[MW]	[TWh]	[%]	[%]
Idroelettrico	3920	18640.98	44.26	4268	18862.92	38.02	+1.19	-14.08
Fotovoltaico	732053	19283.17	22.10	774014	19682.29	24.38	+2.07	+10.29
Eolico	3598	9409.93	17.69	5579	9765.86	17.74	+3.78	+0.3
Geotermico	34	814.59	6.29	34	813.09	6.20	-0.18	-1.39
Bioenergie	2735	4124.08	19.51	2913	4135.03	19.38	+0.26	-0.67
Totale	742340	52272.76	109.85	786808	53259.20	105.72	+1.89	-3.76

La classificazione delle FER può essere fatta in modo specifico analizzando sia i dati forniti da Terna [11] sia le elaborazioni da parte del GSE [7]. Per ogni fonte si riporta la suddivisione in classi di potenza, ottenendo così una distribuzione di numero di impianti, potenza installata e produzione elettrica non solo per settore ma anche per dimensione di impianto (Tabella 1.10). I dati sono relativi alle installazioni effettuate entro il 31/12/2017.

Tabella 1.10 Classificazione delle FER per fasce di potenza, 2017.

SETTORE FOTOVOLTAICO			
Classi di potenza [kW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Produzione lorda [GWh]
$P \leq 3$	262214	716	826
$3 < P \leq 20$	447332	3267	3762
$20 < P \leq 200$	52591	4123	4625
$200 < P \leq 1000$	10739	7353	9367
$P > 1000$	1138	4224	5797
Totale	774014	19682	24378
SETTORE EOLICO			
Classi di potenza [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Produzione lorda [GWh]
$P \leq 1$	5175	491	690
$1 < P \leq 10$	117	619	1114
$P > 10$	287	8655	15938
Totale	5579	9766	17741.9
SETTORE IDROELETTRICO			
Classi di potenza [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Produzione lorda [GWh]
$P \leq 1$	3074	841	2328
$1 < P \leq 10$	886	2641	6979
$P > 10$	308	15381	26892
Totale	4268	18863	36199
SETTORE BIOENERGIE			
Classi di potenza [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Produzione lorda [GWh]
$P \leq 1$	2543	1338	8197
$1 < P \leq 10$	303	853	2714
$P > 10$	67	1945	8467
Totale	2913	4135	19378
SETTORE GEOTERMoeLETTRICO			
Classi di potenza [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Produzione lorda [GWh]
$P \leq 20$	27	429	3232
$20 < P \leq 40$	3	115	872
$P > 40$	4	269	2097
Totale	34	813	6201.2

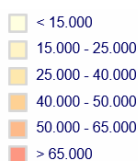
In ultima analisi, la distribuzione degli impianti produttivi nazionali viene studiata anche da un punto di vista geografico. Il sistema da cui vengono prese le raffigurazioni in Figura 1.21 è Atlaimpianti [15], un atlante geografico interattivo fornito dal GSE. Gli impianti vengono collocati geograficamente sul territorio italiano in modo da poterne comprendere la distribuzione in relazione alla fonte rinnovabile sfruttata. Graficamente, solo il fotovoltaico (Figura 1.21 - a) non ha una distribuzione effettiva per numero di impianti ma si utilizza una scala di colore: come visto in Tabella 1.10 gli impianti italiani sono oltre 770000 per cui segnandoli tutti il risultato perderebbe di significato.

La distribuzione degli impianti fotovoltaici è in contrasto con quanto ci si aspetterebbe riflettendo sulla fonte sfruttata, ossia l'energia solare: il Nord Italia è nettamente più ricco di installazioni sebbene l'irraggiamento non sia favorevole come potrebbe esserlo al Sud e sulle isole. Tenendo però conto che i dati riportati sono relativi al numero di impianti e, considerando quanto riportato in Tabella 1.10, il numero non è indicazione della potenza installata e della conseguente produzione elettrica. Infatti, i dati riportati da Terna [11] chiariscono quanto detto: nel 2017 la potenza fotovoltaica installata è pari a 6.7 GW al Nord, 6.5 GW al Centro e 6.4 GW al Sud, su una capacità totale di 19.7 GW (approfondimento in 3.3.1). Per quanto concerne gli impianti eolici (b), la disposizione segue principalmente le zone montuose della catena appenninica e le zone marittime, tipicamente caratterizzate da maggiore ventosità. Gli impianti idroelettrici (c) sono disposti in gran parte al Nord e Centro Italia, dove l'arco alpino e gli Appennini forniscono l'acqua necessaria al funzionamento. Il settore relativo allo sfruttamento delle bioenergie è dislocato in modo uniforme su tutto il territorio nazionale, sebbene la maggiore concentrazione corrisponda con la Pianura Padana. Infine gli impianti geotermoelettrici sono concentrati in Toscana essendo vincolati alla presenza di una fonte geotermica.

a) Settore FOTOVOLTAICO



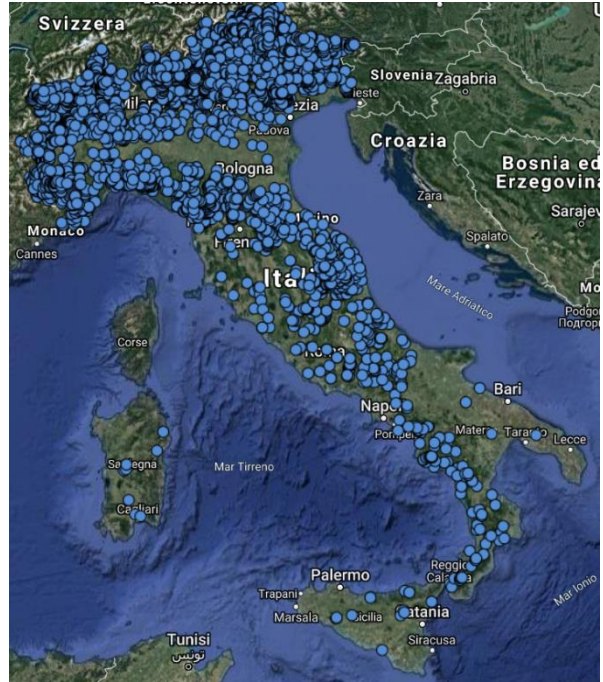
Legenda fotovoltaico (a) [n° impianti]:



b) Settore EOLICO



c) Settore IDROELETTRICO



d) Settore BIOENERGIE



e) Settore GEOTERMoeLETTRICO

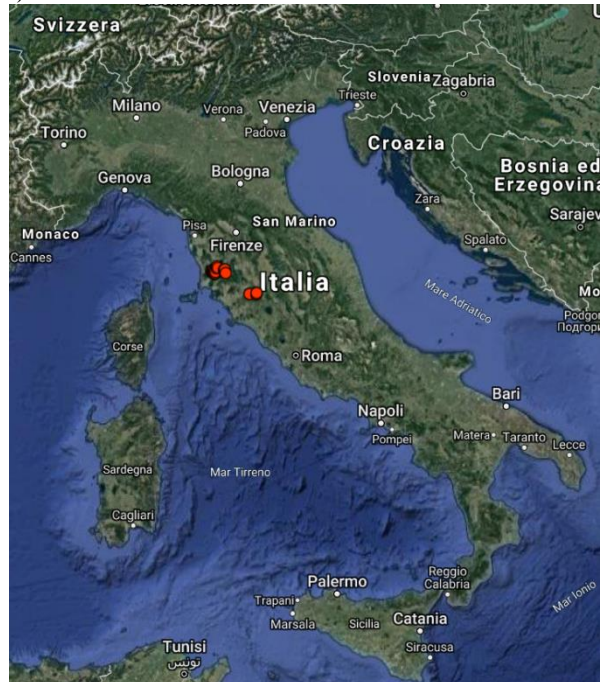


Figura 1.21 Distribuzione geografica degli impianti rinnovabili sul suolo nazionale (modifica da Atlaimpianti [15]), aggiornamento 02/11/2018.

1.4 Scambi energetici con l'estero

1.4.1 Struttura degli scambi energetici

Nella sezione introduttiva 1.2 è stata calcolata la dipendenza dell'Italia dall'estero per quanto riguarda l'approvvigionamento delle fonti energetiche, con un risultato per il 2017 pari al 76.3%. Sebbene a livello energetico l'Italia dipenda notevolmente dall'importazione da Paesi esteri, a livello elettrico il parco produttivo nel 2017 ha soddisfatto la richiesta da parte dell'utenza per circa l'88.2%, necessitando quindi un'importazione netta di energia elettrica pari all'11.8% (37.8 TWh sui 320.6 TWh richiesti). Come già visto in Figura 1.4, nel periodo 2005-2017 il saldo netto tra i flussi elettrici importati ed esportati ha un andamento altalenante, in generale rispecchiando l'evoluzione della richiesta e della produzione nazionale, passando dal 14.9% del 2005 all'11.8% del 2017. Per meglio visualizzare la sua variabilità si propone in Figura 1.22 un confronto tra le variazioni percentuali rispetto l'anno precedente di tre parametri: la produzione netta al consumo, la richiesta nazionale di energia elettrica ed il saldo netto tra importazioni ed esportazioni all'estero. L'andamento delle prime due grandezze è molto simile per cui si può affermare che tendenzialmente al variare della richiesta corrisponda una variazione della produzione nazionale, cosa che ci si aspetta debba accadere dal momento che il settore termoelettrico permette regolazioni nella produzione elettrica in modo da adattarsi, entro i suoi limiti tecnologici, al carico richiesto. Ciò che è soggetto alle maggiori variazioni è il saldo netto, in particolare si registra un andamento controcorrente rispetto a quello di produzione e richiesta: al crescere della produzione corrisponde una diminuzione dell'energia importata, e viceversa. Ciò è particolarmente visibile in anni come il 2006, in cui la crescita percentuale della produzione al consumo supera quella della richiesta nazionale (comunque in variazione positiva), comportando una netta diminuzione dell'importazione di energia elettrica.

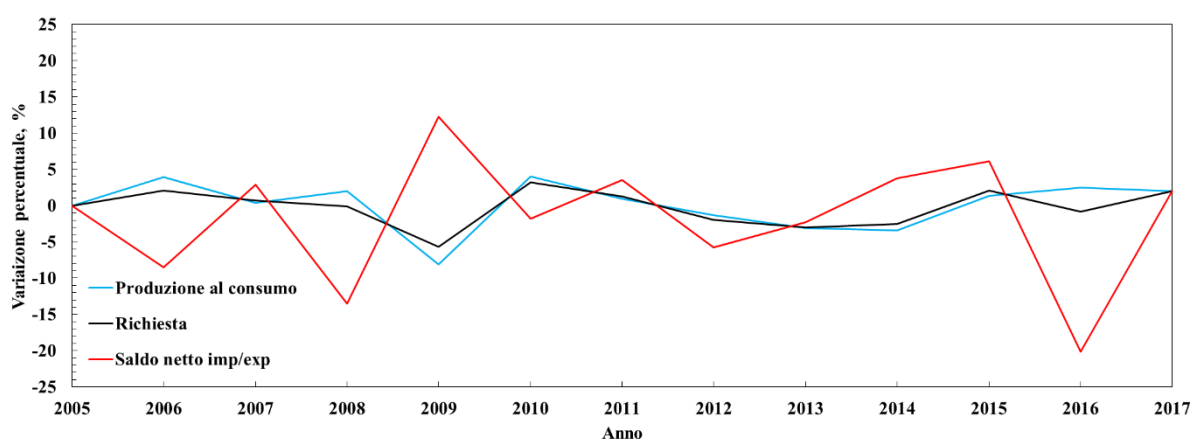


Figura 1.22 Variazioni percentuali rispetto l'anno precedente per produzione netta, saldo import/export e richiesta energetica nazionale, 2005 – 2017.

Il commercio di energia elettrica avviene con Paesi europei limitrofi all'Italia, attraverso un sistema di linee ad alta e media tensione passanti per terra o mare. Nello specifico, gli Stati esteri interessati sono sei: a nord Austria, Francia, Slovenia e Svizzera, a sud Grecia e Malta. In Tabella 1.11 si riportano i dati forniti da Terna riguardanti gli scambi elettrici del 2017: dal saldo netto calcolato singolarmente per ogni singolo Paese emerge che l'Italia abbia un ruolo di esportatrice nei confronti di Grecia e Malta e che sia un'importatrice da tutti gli altri Stati (infatti il saldo netto nazionale, calcolato come differenza tra energia importata ed esportata, è positivo data la prevalenza dell'importazione).

Gli stessi dati presenti nella Tabella 1.11 vengono rielaborati in Figura 1.23, in cui per ogni Paese si confronta l'energia importata ed esportata. Graficamente, quindi, si può vedere come l'Italia dipenda a livello elettrico principalmente dalla Svizzera e dalla Francia.

Tabella 1.11 Scambi di energia elettrica con Paesi esteri, 2017.

<i>Paese</i>	<i>Importazione in Italia</i>		<i>Esportazione dall'Italia</i>		<i>Saldo netto</i>
	<i>[TWh]</i>	<i>[%]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[%]</i>	
<i>Austria</i>	1.332	3.11	0.120	2.34	1.212
<i>Francia</i>	13.717	31.98	1.058	20.61	12.659
<i>Grecia</i>	0.325	0.76	1.638	31.90	-1.313
<i>Malta</i>	0.035	0.08	0.902	17.56	-0.867
<i>Slovenia</i>	5.894	13.74	0.151	2.95	5.743
<i>Svizzera</i>	21.592	50.34	1.265	24.65	20.327
Totale	42.895	100	5.134	100	37.761

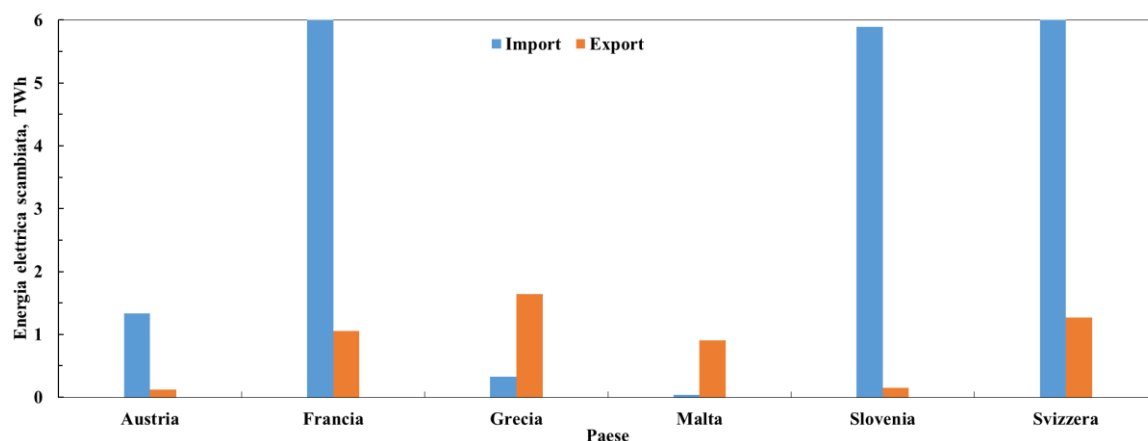


Figura 1.23 Confronto energia elettrica importata ed esportata, 2017^e.

1.4.2 Fonti contribuenti al saldo import/export

La definizione dei Paesi contribuenti all'importazione elettrica in Italia consente non solo di comprendere l'entità dei flussi di scambio ma fornisce anche la possibilità di caratterizzare l'energia elettrica in termini di fonti produttive. Questo ulteriore calcolo permette quindi di integrare il bilancio nazionale con il contributo dall'estero, ottenendo una visione totale delle fonti energetiche che prendono parte a soddisfare la richiesta elettrica nazionale.

In prima analisi grazie ai dati forniti dall'Eurostat [16] è possibile presentare un quadro generale della produzione elettrica netta nel 2017 in Europa, nello specifico riferendosi ai Paesi confinanti l'Italia ed alla media europea relativa ai 28 Stati Membri. In aggiunta è necessario inserire anche la suddivisione delle fonti produttive relativa alla Svizzera: questa, non facendo parte della UE, non rientra nei database dell'Istituto di Statistica europeo ed è necessario fare affidamento a quanto riportato dal DATEC, il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni svizzero [17]. Per motivi di calcolo si sceglie di raggruppare le fonti energetiche in tre categorie: produzione da fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermoelettrico e bioenergie), produzione da fonte nucleare e produzione da fonte fossile (in cui si include anche tutto ciò che non rientra nelle due precedenti classi). In Figura 1.24 si riporta la produzione elettrica netta dei singoli Stati, applicando la classificazione delle fonti energetiche definita sopra.

^e Si sceglie di rappresentare solo parte dei flussi elettrici di Francia, Slovenia e Svizzera in modo tale da favorire graficamente il confronto per gli altri Paesi.

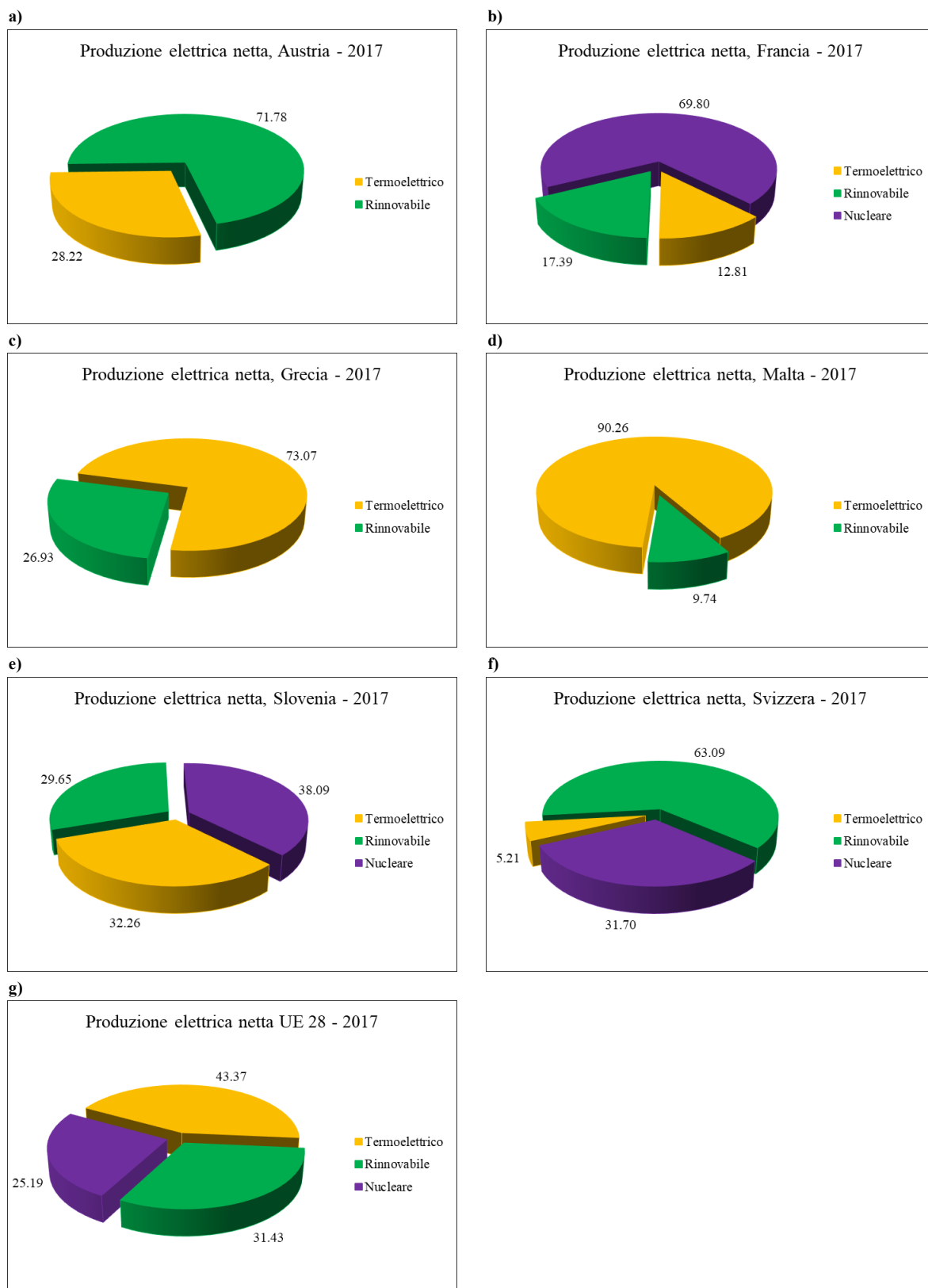


Figura 1.24 Produzione elettrica netta dei Paesi commercianti energia elettrica con l'Italia, 2017.

Il metodo applicato deve però tenere conto del fatto che a loro volta i sei Stati con cui l'Italia scambia energia elettrica hanno un loro sistema di import/export con l'estero: ciò comporta che non sia sufficiente definire i loro mix energetici per valutare correttamente quello italiano. Per ovviare a tale problema si sceglie quindi di fare affidamento al calcolo proposto dal Gestore dei servizi energetici – GSE [18], secondo cui le quote per fonte produttiva italiana vadano integrate considerando il mix europeo medio come riferimento per gli scambi esteri. I confini del sistema analizzato sono quindi quelli della UE, ossia non si considerano ulteriori scambi elettrici con i Paesi esterni all'Europa. Il procedimento si articola in tre fasi:

1. definizione della suddivisione per fonti energetiche della produzione al consumo nazionale.
A differenza di quanto visto finora si sceglie di apportare una modifica di carattere economico al bilancio produttivo nazionale. Generalmente ogni settore energetico adotta parte della propria produzione lorda per soddisfare i consumi dei sistemi ausiliari: ciò non avviene per le bioenergie che, per motivi economici, traggono maggior vantaggio a mettere in rete la totalità della loro produzione sfruttando per gli ausiliari energia elettrica derivante dalla rete stessa. Questa scelta non influisce sul bilancio energetico globale ma ha un impatto in termini di suddivisione per fonti: rispetto a quanto affermato in 1.2 e 1.3 quindi le quote percentuali relative alla produzione netta ed a quella al consumo saranno differenti, a favore dell'energia elettrica derivante da bioenergie.
2. calcolo della produzione netta europea per singola fonte a partire dai dati Eurostat.
L'Eurostat non fornisce la suddivisione dettagliata della produzione netta europea per cui è necessario calcolare a parte e con le dovute ipotesi tale passaggio.
3. integrazione del bilancio europeo con quello svizzero e calcolo conclusivo del mix italiano.
Come precedentemente affermato è necessario integrare il bilancio europeo con i dati ricavati per il sistema di produzione svizzero; inoltre, si formula l'ipotesi di escludere dal totale ottenuto il contributo dell'Italia.

Lo sviluppo completo del calcolo è riportato in Appendice (6.2). In Tabella 1.12 invece si presenta il calcolo semplificato con cui si giunge alla definizione del mix elettrico italiano (Figura 1.25): dal confronto con quanto riportato dal GSE (Tabella 1.13, in cui si riprende la distinzione in tre categorie proposta in Figura 1.24) emerge che, tenendo conto di eventuali approssimazioni di calcolo, il risultato ottenuto sia coerente. La definizione delle fonti contribuenti al soddisfacimento della richiesta elettrica nazionale nel 2017 sarà utile nel prossimo capitolo (sottosezione 2.5) per determinare il peso in termini di emissioni di CO_{2,eq} di ogni settore e dell'intero sistema elettrico nazionale.

Tabella 1.12 Calcolo mix elettrico italiano, 2017.

	<i>Produzione lorda</i>	<i>Produzione al consumo</i>	<i>Mix energetico UE*</i>	<i>Import</i>	<i>Export</i>	<i>Mix energetico nazionale</i>	
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]
Fonti							
<i>Bioenergie</i>	19.378	19.378	152.799	2.266	0.350	21.191	6.61
<i>Eolico</i>	17.742	17.565	341.364	5.063	0.317	22.203	6.93
<i>Fotovoltaico</i>	24.378	24.017	89.495	1.327	0.434	24.790	7.73
<i>Geotermico</i>	6.201	5.821	0.482	0.007	0.105	5.696	1.78
<i>Idroelettrico</i>	38.025	37.557	322.185	4.778	0.678	41.455	12.93
<i>Moto ondoso</i>	[-]	[-]	0.519	0.008	[-]	0.008	0.00
<i>Nucleare</i>	[-]	[-]	804.080	11.925	[-]	11.867	3.70
<i>Solare termico</i>	[-]	[-]	5.523	0.082	[-]	0.082	0.03
<i>Termoelettrico</i>	190.106	180.009	1175.882	17.439	3.250	193.257	60.29
Categorie							
<i>FER</i>	105.724	104.339	912.368	13.531	1.884	115.424	36.01
<i>Fossile</i>	190.106	180.009	1175.882	17.439	3.250	193.257	60.29
<i>Nucleare</i>	[-]	[-]	804.080	11.925	[-]	11.867	3.70
Totale	295.830	284.348	2892.330	42.895	5.134	322.109	100

Tabella 1.13 Confronto tra il mix nazionale ricavato e quanto riportato dal GSE, 2017.

<i>Fonti energetiche</i>		<i>Risultati da Tabella 1.12</i>	<i>GSE</i>
<i>Fonti energetiche rinnovabili</i>	<i>[%]</i>	36.01	36.60
<i>Fonti fossili e categoria altro</i>	<i>[%]</i>	60.29	59.72
<i>Nucleare</i>	<i>[%]</i>	3.70	3.68

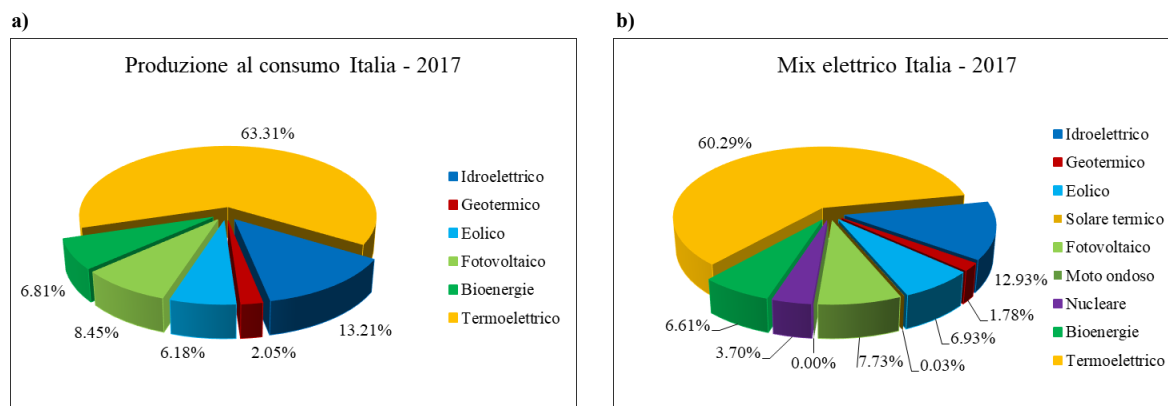


Figura 1.25 Confronto tra produzione elettrica al consumo e mix medio effettivo nazionale, 2017.

1.5 Fase di trasmissione e distribuzione

La produzione di energia elettrica, descritta in sezione 1.3, rappresenta la prima parte nell'analisi del sistema elettrico nazionale. L'elettricità in uscita dalle centrali dislocate sul territorio italiano non può essere immagazzinata per cui è necessario trasportarla e distribuirla alle utenze allacciate alla rete: l'obiettivo è far sì che la domanda e l'offerta combacino in modo da ottenere una fornitura costante. In generale la gestione dei flussi energetici, dalla regolazione della produzione alla distribuzione finale, viene definita dispacciamento, includendo quindi le fasi di trasmissione e distribuzione. L'insieme di tutte queste fasi costituisce la filiera del sistema elettrico nazionale, il cui schema sintetico viene riportato in Figura 1.26 (fonte Terna). Nella sottosezione 1.5.1 si procede con la descrizione della fase di trasmissione (gestita da Terna S.p.a.) mentre in 1.5.2 con quella della fase di distribuzione.

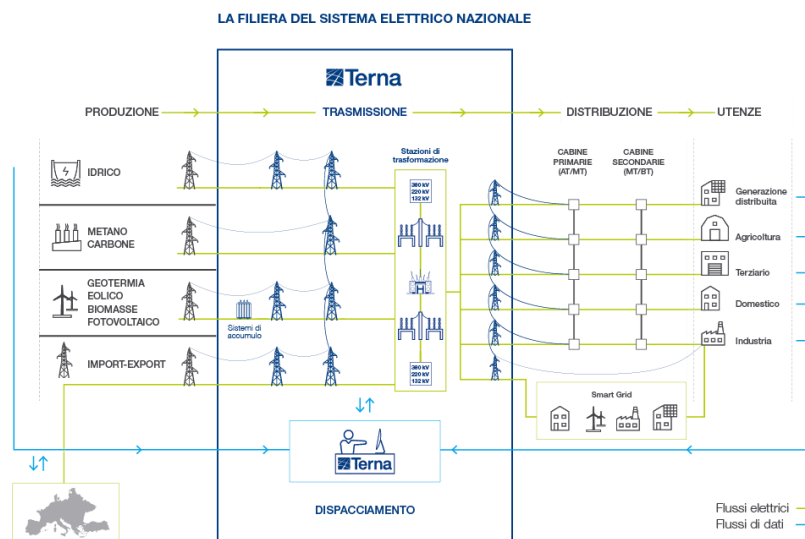


Figura 1.26 La filiera del sistema elettrico nazionale (modificata da Terna).

1.5.1 Trasmissione

In Italia la trasmissione di energia elettrica avviene attraverso più di 73000 km di linee a medio - alta tensione, gestite da 9 operatori di rete. Il principale tra questi è Terna S.p.a. – Rete Elettrica Nazionale, la quale detiene il monopolio della rete (più del 99% delle linee). La trasmissione avviene principalmente sotto forma di energia elettrica alternata, solo 2000 km (meno del 3% totale) di linee ad alta tensione sono dedicate al trasporto in corrente continua. La trasmissione può essere classificata in base alla tensione di linea: per quanto riguarda la corrente alternata, sono presenti 11000 km a 380 kV, 11000 km a 220 kV e più di 48000 km con tensione inferiore a 150 kV. Le quasi 900 stazioni e sotto stazioni di trasformazione presenti sul territorio nazionale permettono la conversione di tensione e la gestione dei flussi di energia elettrica. All'interno dell'intero sistema di trasmissione sono presenti perdite di energia che comportano una maggiorazione dell'elettricità da immettere in rete per soddisfare l'effettiva richiesta da parte dell'utenza; l'entità di tale perdite permette di definire l'efficienza di trasmissione (η_{grid}) di un sistema elettrico. Nel caso italiano, nel 2017 la richiesta effettiva di energia elettrica è pari a 301.9 TWh ma l'energia necessaria da immettere in rete risulta di 320.5 TWh: le perdite di trasmissione ammontano quindi a circa 18.7 TWh, ossia il 5.8% dell'energia elettrica immessa in rete ($\eta_{grid}=0.942$).

Le perdite di trasmissione sono causate da molteplici fattori: come descritto da Sadovskaia et al. [19] esse possono essere classificate in perdite di linea e perdite di trasformazione. Le prime sono dovute alle caratteristiche fisiche della rete, ossia le dimensioni della linea, il materiale conduttore, le proprietà fisiche e geometriche dei cavi, le condizioni ambientali in cui essi si trovano. A questa prima categoria appartengono le perdite termiche

dovute all'*effetto Joule* lungo i cavi, dipendenti direttamente dall'intensità di corrente: per mitigare tale aspetto si predilige infatti una trasmissione in alta tensione, che permette il passaggio di elevate potenze a bassa corrente.

La seconda classe di perdite riguarda le molteplici stazioni e sottostazioni di trasformazione, in cui vi sono perdite fisse (dovute a fenomeni magnetici nei trasformatori) e variabili con il carico. Infine bisogna tenere conto dei cosiddetti furti di corrente, ossia allacciamenti alla rete elettrica non legali che, seppur in minima parte, assorbono energia destinata all'utenza correttamente connessa, aumentandone le perdite.

L'analisi dei dati forniti da Eurostat permette di comprendere non solo l'attuale situazione energetica in Italia ed Europa, ma anche di capire come si sia evoluto il sistema di trasmissione energetica negli Stati Membri. In Tabella 1.14 viene riportato il bilancio della fornitura di energia elettrica in ogni sua fase, dalla produzione nazionale al consumo finale, con dati riferiti al 2017. Oltre il caso italiano, già analizzato in Tabella 1.5, sono presenti i flussi relativi all'Unione Europea (28 Stati Membri), alla Francia ed alla Germania. Le perdite di trasmissione sono calcolate come percentuale sulla quota di energia elettrica disponibile al consumo, definita come somma di produzione al consumo e saldo import/export. Dai risultati si evince come il sistema elettrico italiano sia efficiente rispetto alla media europea, i cui andamenti negli anni sono mostrati in Figura 1.27: per i quattro casi sopra citati si traccia l'andamento nel periodo 1990 – 2017, evidenziando l'evoluzione delle perdite percentuali nella trasmissione di energia elettrica.

Tabella 1.14 Bilancio di energia elettrica Stati Membri, 2017 (fonte Eurostat [16]).

	<i>Produzione lorda</i>	<i>Produzione netta</i>	<i>Export</i>	<i>Import</i>	<i>Saldo netto</i>	<i>Richiesta energetica</i>	<i>Consumo all'utenza</i>	<i>Perdite di trasmissione</i>	
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]
UE – 28	3299.19	3137.97	374.54	384.74	10.20	3088.16	2881.89	206.27	6.68
Italia	295.83	285.27	5.13	42.89	37.76	320.55	301.88	18.67	5.82
Francia	562.14	538.04	61.25	21.13	-40.11	482.09	443.49	38.60	8.01
Germania	653.74	619.06	80.30	27.84	-52.46	558.35	531.32	27.02	4.84

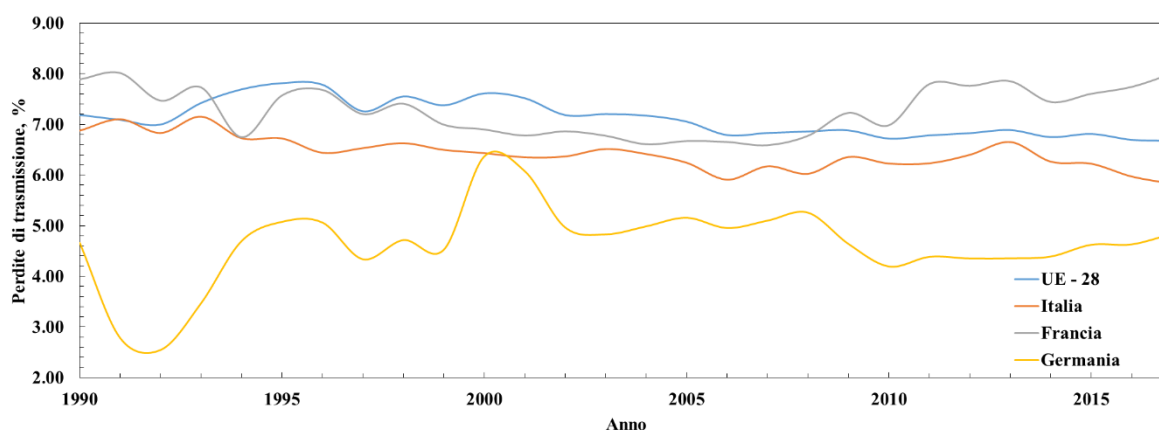


Figura 1.27 Confronto dell'evoluzione delle perdite di trasmissione relative agli Stati Membri UE, 1990 – 2017.

1.5.2 Distribuzione e consumi

L'energia elettrica trasformata da medio – alta tensione a bassa tensione viene ceduta dagli operatori di rete agli operatori adibiti al dispacciamento della corrente elettrica, che rappresentano l'ultimo passaggio nel collegamento con le utenze. Nel 2017 l'energia elettrica effettivamente consumata ammonta a 301.9 TWh, in lieve aumento rispetto ai dati relativi agli ultimi 20 anni circa. In Figura 1.28 si mostra l'andamento della corrente

elettrica globalmente consumata in Italia tra il 2000 ed il 2017: nel complesso si ha un aumento dell'8.1% rispetto al primo anno, con varie oscillazioni nel corso degli anni intermedi.

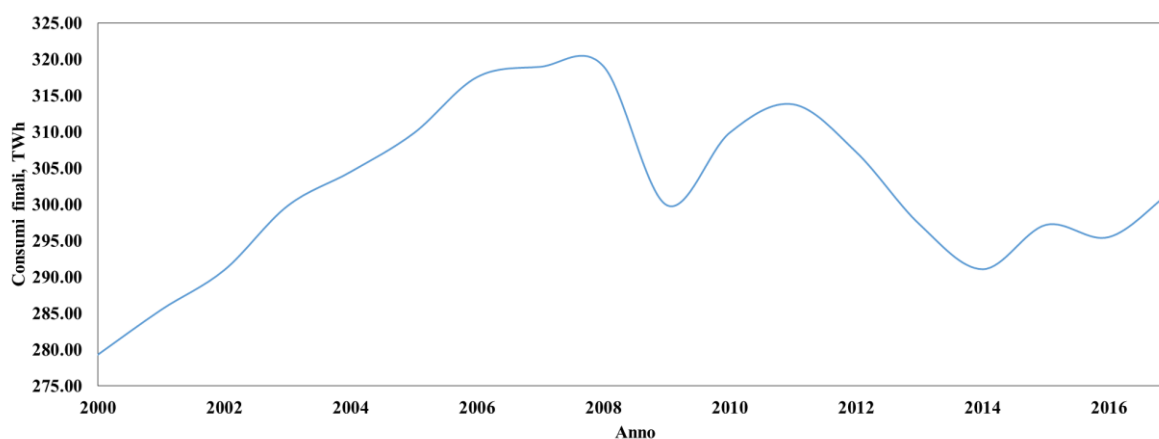


Figura 1.28 Evoluzione dei consumi elettrici in Italia, 2000 – 2017.

Una volta vista l'evoluzione del consumo globale, è interessante studiare la variazione dei consumi settoriali: Terna S.p.a fornisce i dati relativi al periodo 2000 – 2017 suddivisi in 4 settori, industria, agricoltura, terziario e domestico. In Figura 1.29 si presentano questi valori espressi in percentuale e normalizzati, in modo da visualizzarne la variazione negli anni. Come si può vedere, non vi sono grandi cambiamenti, nel settore agricolo ed in quello domestico le quote sono pressoché costanti. Le variazioni più rilevanti si hanno nel terziario e nell'industria: il primo ha subito un aumento dei consumi elettrici, la seconda una diminuzione.

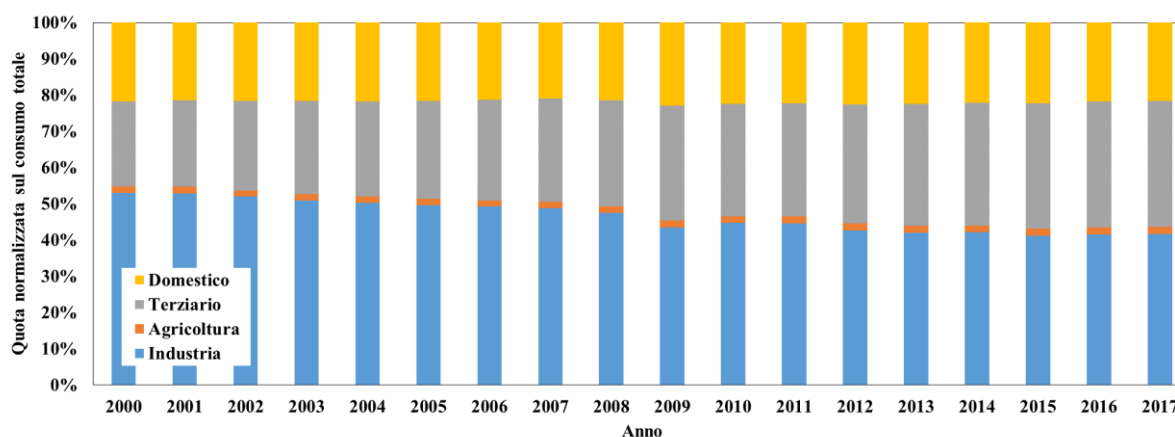


Figura 1.29 Evoluzione dei consumi elettrici per settore di utenza, 2000 – 2017.

1.6 Costo energetico del kWh elettrico

Nelle sezioni precedenti si è analizzata l'intera filiera del sistema elettrico nazionale: la produzione (sezione 1.3), la trasmissione (sottosezione 1.5.1) e la distribuzione (sottosezione 1.5.2). In ognuna di queste fasi sono presenti efficienze che definiscono la qualità dei processi messi in atto: la ponderazione di ogni valore porta a definire un'efficienza globale, ossia un fattore di conversione che indichi quanto performante sia l'intero sistema elettrico nazionale. Tramite questo fattore è possibile calcolare quale sia il costo energetico di 1 kWh elettrico consumato da parte dell'utenza (considerato quindi come unità funzionale nell'analisi) e di conseguenza sapere quanta energia primaria sia necessaria per la sua produzione effettiva. L'analisi è riferita all'anno 2017.

Il metodo applicato, riportato anche in [13] e [20] consiste nella suddivisione del parco produttivo nazionale in due macro classi, il settore termoelettrico ed il settore rinnovabile; per ognuna di queste si calcola una specifica efficienza di conversione, la cui media ponderata porta ad ottenere il fattore ricercato. La distinzione viene fatta senza considerare l'apporto di energia dall'estero poiché si sta valutando la capacità produttiva della filiera nazionale e non quella complessiva, che sarebbe influenzata dalle efficienze degli Stati esteri. Per questo motivo la suddivisione considerata prende in analisi solo termoelettrico e FER, non tenendo conto di tecnologie come il nucleare. Il fattore calcolato viene anche fornito dall'ARERA tramite la Delibera EEN 3/08 (si veda la sottosezione 1.6.3.2).

1.6.1 Fattore di conversione – settore termoelettrico

L'efficienza di conversione del settore termoelettrico è calcolata tenendo conto di tre contributi: l'efficienza di generazione, l'efficienza relativa ai sistemi ausiliari e l'efficienza di trasmissione. Il settore considerato comprende la produzione di energia elettrica sia da fonte fossile sia la quota relativa alle bioenergie.

1.6.1.1 Efficienza di generazione

La prima efficienza calcolata è quella relativa alla conversione da combustibile ad energia elettrica lorda da parte del settore termoelettrico nazionale (η_{gen}). I dati sono ripresi dalla sezione 1.3.1. La loro elaborazione permette il confronto tra la produzione elettrica lorda reale e quella che teoricamente si avrebbe se tutto il combustibile bruciato nelle centrali termoelettriche venisse convertito in energia elettrica, ossia se non vi fossero perdite di alcun tipo nella fase di trasformazione dell'energia interna al combustibile stesso. Il procedimento di calcolo a cui si rimanda è quello riportato in Appendice (6.1). Dall'analisi si ottengono due efficienze:

- la prima (η_{el}), pari al 49.7%, è riferita alla sola conversione elettrica, senza tenere conto del maggiore effetto utile in termini energetici delle centrali cogenerative;
- la seconda ($\eta_{overall}$), tenendo anche conto del recupero di calore utile da parte degli impianti a cogenerazione, assume un valore pari al 55.2%.

Dal momento che il recupero di calore nelle centrali a cogenerazione si suppone venga reindirizzato verso applicazioni di carattere termico e non per ottimizzare la produzione elettrica, per questo calcolo si tiene conto solo della prima efficienza ricavata, pari al 49.7%. In termini energetici si parla di una produzione lorda da termoelettrico pari a 208.8 TWh (si mantiene la linea di calcolo proposta in 1.3.1.2 e 6.1) a partire da un contenuto energetico annuale di 36.1 Mtep, corrispondenti a 420.3 TWh (Tabella 1.8).

1.6.1.2 Efficienza sistemi ausiliari

L'efficienza relativa ai sistemi ausiliari (η_{aux}) tiene conto delle perdite elettriche che si hanno all'interno delle centrali di produzione, tra l'uscita dall'alternatore ed i morsetti in uscita dalla centrale. Queste perdite sono prevalentemente consumi di energia elettrica da parte di tutti i sistemi interni che necessitano di elettricità per poter svolgere regolarmente la loro funzione. Il calcolo, riportato in Tabella 1.15, viene fatto confrontando la produzione elettrica lorda e quella netta relative al solo settore termoelettrico: l'efficienza che ne deriva è pari al 95.6%.

I valori utilizzati per la produzione elettrica lorda e netta sono quelli considerati inizialmente (1.3), rispettivamente 209.5 TWh e 200.3 TWh. In questo caso ciò che conta è la valutazione effettiva delle perdite per cui non consiste un problema se in 1.6.1.1 si sia considerata una produzione lorda differente; ciò che conta è la coerenza con le perdite effettive.

Tabella 1.15 Calcolo dell'efficienza dei sistemi ausiliari del settore termoelettrico nazionale, 2017.

<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Produzione elettrica netta</i>	<i>Consumi sistemi ausiliari</i>	<i>Quota consumi su produzione lorda</i>	<i>Efficienza ausiliari, η_{aux}</i>
[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]	[%]
209.485	200.305	9.179	4.38	95.62

1.6.1.3 Efficienza di trasmissione

L'efficienza di trasmissione (η_{grid}) rappresenta la qualità del trasporto di energia elettrica tra l'uscita dalle centrali e le utenze. Il valore è comune a tutto il parco produttivo per cui è valido sia nel calcolo del fattore di conversione per il settore termoelettrico sia nel calcolo di quello rinnovabile. Dall'analisi condotta nella sottosezione 1.5.1 si ottiene una perdita percentuale pari al 5.8% dell'elettricità immessa in rete, ossia un'efficienza del 94.2%.

1.6.1.4 Fattore di conversione termoelettrica

Le efficienze ottenute per il settore termoelettrico possono ora essere combinate per ottenere un valore complessivo: il prodotto delle tre porta ad avere l'efficienza globale ($\eta_{overall}$) della categoria in analisi. Sebbene in 1.6.1.1 si sia detto che si tiene conto solo Avendo proposto due efficienze di generazione, si distingue tra le due casistiche. In Tabella 1.16 si riassumono i risultati ottenuti per ogni efficienza del settore.

Il valore complessivo del fattore di conversione per il settore termoelettrico nazionale, aggiornato al 2017, è pari a $0.192 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh elettrico se si considera la sola conversione elettrica, mentre nel secondo caso si ha un fattore di $0.173 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh elettrico consumato dall'utenza.

Tabella 1.16 Efficienze settore termoelettrico nazionale, 2017.

<i>Settore termoelettrico nazionale</i>	<i>Produzione di 1 kWh</i>	
<i>Energia primaria equivalente dei combustibili fossili</i>	2.23	[kWh]
<i>Efficienza elettrica di generazione del parco termoelettrico, η_{gen}</i>	49.69	[%]
<i>Produzione elettrica lorda</i>	1.11	[kWh]
<i>Efficienza dei sistemi ausiliari, η_{aux}</i>	95.62	[%]
<i>Produzione elettrica netta</i>	1.06	[kWh]
<i>Efficienza di trasmissione in rete, η_{grid}</i>	94.18	[%]
<i>Energia elettrica consumata all'utenza</i>	1	[kWh]
<i>Efficienza complessiva del settore termoelettrico, $\eta_{overall}$</i>	44.74	[%]
<i>Fattore di conversione totale</i>	$0.192 \cdot 10^{-3}$	[tep/kWh]

1.6.2 Fattore di conversione – settore rinnovabile

Il calcolo del fattore di conversione relativo al settore produttivo rinnovabile richiede ipotesi differenti rispetto a quelle proposte per il settore termoelettrico in 1.6.1: tali diversità si riconducono alla natura delle fonti energetiche sfruttate, essendo le FER considerabili come inesauribili o comunque facilmente rinnovabili. La natura delle fonti energetiche adottate esclude la necessità di calcolare un'efficienza di generazione: la conseguenza è che l'efficienza di conversione globale consti solo di due componenti delle tre precedentemente analizzate, ossia l'efficienza relativa ai sistemi ausiliari degli impianti e quella di trasmissione. La prima viene calcolata assumendo lo stesso approccio tenuto in 1.6.1.2, ossia confrontando la produzione elettrica lorda e netta. In Tabella 1.17 si riportano i dati relativi al calcolo di tale efficienza; il valore totale viene ricavato come media ponderata rispetto alla produzione elettrica lorda. Per quanto riguarda la fase di trasmissione, il valore ricavato pari a 94.2% viene nuovamente utilizzato, come già detto in 1.6.1.3.

Tabella 1.17 Calcolo dell'efficienza dei sistemi ausiliari del settore rinnovabile nazionale, 2017.

	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Produzione elettrica netta</i>	<i>Consumi sistemi ausiliari</i>	<i>% consumi su produzione lorda</i>	<i>Efficienza ausiliari, η_{aux}</i>
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]	[%]
<i>Fotovoltaico</i>	24.378	24.017	0.361	1.48	98.52
<i>Eolico</i>	17.742	17.565	0.177	1.00	99.00
<i>Geotermoelettrico</i>	6.201	5.821	0.380	6.12	93.88
<i>Idroelettrico</i>	38.025	37.557	0.468	1.23	98.77
<i>Totale</i>	86.345	84.960	1.385	1.60	98.40

Dai risultati ottenuti emerge che l'efficienza complessiva per il settore rinnovabile, data dal prodotto dell'efficienza dei sistemi ausiliari e quella di trasmissione, sia pari al 92.7%.

1.6.3 Fattore di conversione nazionale

1.6.3.1 Fattore di conversione nazionale 2017

Il fattore di conversione nazionale tiene conto dei due contributi calcolati precedentemente, quello relativo al settore termoelettrico (1.6.1.4) e quello relativo alle fonti rinnovabili (1.6.2), ponderati rispetto al loro peso percentuale sull'energia destinata al consumo (ossia al netto di tutte le perdite associabili alla filiera produttiva eccetto quelle di rete, η_{grid}). Prendendo in considerazione la richiesta elettrica del 2017, pari a 320.5 TWh, ed escludendo la quota fornita dalle importazioni dall'estero, si ha che la produzione nazionale destinata al consumo valga circa 282.8 TWh. Di questi, 197.8 TWh (circa il 70%) derivano dalle fonti fossili, i restanti 85 TWh (30%) dalle FER (Tabella 1.18). Da questa ripartizione delle fonti si procede in Tabella 1.19 al calcolo effettivo dell'energia necessaria alla produzione di 1 kWh consumato da parte dell'utenza, sia nel caso reale (mix nazionale di fonti energetiche) sia nel caso specifico del kWh elettrico da fonte fossile e da FER. Per il caso reale si ottiene un'efficienza totale pari al 52.97%, corrispondente ad un fattore di conversione di $0.162 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh elettrico prodotto.

Tabella 1.18 Ripartizione della produzione elettrica nazionale destinata al consumo, 2017.

	<i>Richiesta energetica</i>		<i>Produzione al consumo</i>	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
Termoelettrico	197.827	61.72	197.827	186.306
FER	84.960	26.50	84.960	80.013
Saldo netto estero	37.761	11.78	[-]	[-]
<i>Totale</i>	320.548	100.00	282.787	266.787

Tabella 1.19 Calcolo del fattore di conversione nazionale, 2017.

		Totale	Termoelettrico	FER
		[kWh]	[kWh]	[kWh]
<i>Energia all'utenza</i>		1	1	1
<i>Energia al consumo</i>	Totale	1.062	1.062	1.062
	Quota termoelettrica	0.743	1.062	[-]
	Quota FER	0.319	[-]	1.062
<i>Produzione lorda</i>	Totale	1.101	1.111	1.079
	Quota termoelettrica	0.777	1.111	[-]
	Quota FER	0.324	[-]	1.079
<i>Energia primaria</i>	Totale	1.888	2.235	1.079
	Quota termoelettrica	1.564	2.235	[-]
	Quota FER	0.324	[-]	1.079
Efficienza, $\eta_{overall}$		[%]		
Fattore di conversione		[tep/kWh]		
		52.97	44.74	92.67
		$0.162 \cdot 10^{-3}$	$0.192 \cdot 10^{-3}$	[-]

1.6.3.2 Delibera EEN 3/08

Il fattore di conversione da kWh elettrico a tep viene stabilito dall'ARERA nella Delibera EEN 3/08 [21] sulla base di alcune efficienze caratterizzanti la filiera del sistema elettrico, considerando previsioni medie di efficienza del parco termoelettrico nazionale ed una distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale in condizioni ottimali. La prima, definita efficienza di generazione, è relativa alla conversione del parco produttivo termoelettrico nazionale, ossia quanto combustibile (misurato in termini di petrolio equivalente) sia necessario per ottenere la produzione elettrica lorda del settore termoelettrico. Questo valore viene ottenuto dall'analisi dei dati forniti da Terna e viene monitorato in modo da permettere l'aggiornamento del fattore di conversione in caso di variazioni sensibili dell'efficienza di generazione termoelettrica. Le altre due efficienze che concorrono nel calcolo del fattore sono quella relativa ai consumi interni delle centrali (sistemi ausiliari) e quella di trasmissione; quest'ultima è comune a tutte le fonti produttive, siano esse fossili o rinnovabili.

Il fattore di conversione è stato introdotto nel 2004, in seguito alla pubblicazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001; il calcolo dell'efficienza, basato su dati Terna del 2000, ha portato ad un valore pari al 39%, ossia una conversione di $0.220 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh elettrico. Con il miglioramento tecnologico del parco produttivo termoelettrico, nel marzo 2008 è stato aggiornato il fattore di conversione a $0.187 \cdot 10^{-3}$ tep/kWh, con una corrispondente efficienza pari al 46%. Tale valore è tutt'ora in uso.

2 Valutazione del fattore di emissione di CO_{2,equivalente}

2.1 Abstract

La produzione di energia elettrica derivante da una qualsiasi fonte comporta emissioni di molteplici sostanze inquinanti che possono essere espresse tramite un unico indicatore, definito CO_{2,equivalente}. Contrariamente a quanto ci si aspetti, non è solo la fonte termoelettrica, con lo sfruttamento dei combustibili fossili, a produrre emissioni dannose all'ambiente ed all'uomo: è importante tenere conto anche delle fasi di costruzione, operazione e smantellamento degli impianti costituenti l'intero settore energetico nazionale, fonti rinnovabili comprese. L'obiettivo del Capitolo è perciò analizzare le emissioni dirette ed indirette della produzione termoelettrica, integrando lo studio con il calcolo sia delle emissioni indirette del settore delle fonti rinnovabili, sia con le emissioni relative alla quota certamente non trascurabile di energia importata dall'estero, il tutto riferito alla situazione italiana del 2017. L'approccio tenuto porta al calcolo del costo in termini di emissioni del kWh utilizzato dall'utenza (g CO_{2,eq}/kWh), un utile fattore per comparare dal punto di vista della "sostenibilità ambientale" le varie fonti utilizzate.

2.2 Metodo di analisi

La produzione di energia elettrica comporta una serie di costi di carattere energetico ed emissivo. In 1.6 si è valutata l'efficienza del parco produttivo italiano nel 2017, considerando quanta energia primaria sia necessaria per produrre l'unità funzionale elettrica. In questo Capitolo ci si concentra invece sul calcolo del costo ambientale del settore elettrico nazionale, al fine di determinare un'emissione globale legata all'uso di elettricità. L'analisi viene condotta sull'intero sistema produttivo, tenendo conto di tutte le tecnologie che ne fanno parte: settore termoelettrico e rinnovabile, con gli impianti a bioenergie, eolici, fotovoltaici, geotermici ed idroelettrici. Oltre ciò si tiene conto dell'apporto estero, il cui saldo netto rappresenta ben l'11.8% della richiesta energetica del 2017. Non si può pensare di trascurare questa importante quota del carico totale poiché, se è vero che sia prodotta all'estero, essa proviene dal mix medio europeo (1.4) e le emissioni che avvengono oltralpe possono essere escluse dal calcolo solo se si analizza il sistema in termini geografici/politici, ma non da un punto di vista fisico. L'analisi infatti è riferita in modo specifico all'Italia per cui ci si concentra su tutto ciò che è causato dal consumo elettrico nazionale, a prescindere dal luogo fisico di produzione.

La metodologia applicata allo studio si basa sull'analisi del ciclo di vita "*cradle-to-grave*" degli impianti costituenti il parco produttivo nazionale nel 2017. Il sistema viene studiato a partire dalle fasi di produzione dei materiali che lo costituiscono, fino allo smantellamento, con lo smaltimento ed il riciclo dei suoi componenti al termine della vita utile. I confini dell'analisi sono perciò molto ampi, con l'intento di considerare ogni singolo aspetto che possa avere un'influenza sulla valutazione finale del tasso di emissione di una data tecnologia. Generalmente tramite la "Life Cycle Methodology" si ottiene una serie di parametri (categorie d'impatto) necessari alla definizione della sostenibilità ambientale, tra cui l'occupazione del suolo ed il consumo di acqua, il potenziale di acidificazione e di eutrofizzazione. L'obiettivo preposto però non è il calcolo completo di tutti questi indicatori, bensì ci si focalizza solo sulle emissioni di inquinanti, convertiti ed espressi in funzione della CO_{2,equivalente}. L'analisi condotta è comune a tutte le tipologie di impianto analizzate in modo da rendere confrontabili i risultati relativi ad ogni settore energetico. Le fasi che caratterizzano lo studio, definibile anche "*Well-to-User (WtU)*" sono riportate in Figura 2.1, in cui si rappresentano i principali passaggi della vita di un impianto, della produzione energetica e della fase operativa.

Lo schema proposto in Figura 2.1 permette di fornire una prima classificazione delle emissioni considerate, ossia la distinzione tra emissioni di tipo diretto ed indiretto, definibili in modo univoco a prescindere dalla tecnologia considerata. La denominazione delle emissioni dipende innanzitutto dal sistema di riferimento considerato, in particolare l'unità funzionale dell'analisi, che deve essere definita: in questo studio si considera

come unità il singolo kWh prodotto e disponibile per il consumo da parte dell'utenza. Nel calcolo delle emissioni, però, ci si riferisce al kWh prodotto lordo, uscente dal generatore e non a meno delle perdite ausiliarie. Si precisa che il kWh sia di natura elettrica ($\text{kWh}_{\text{elettrico}}$) ma di seguito si ometterà il pedice.

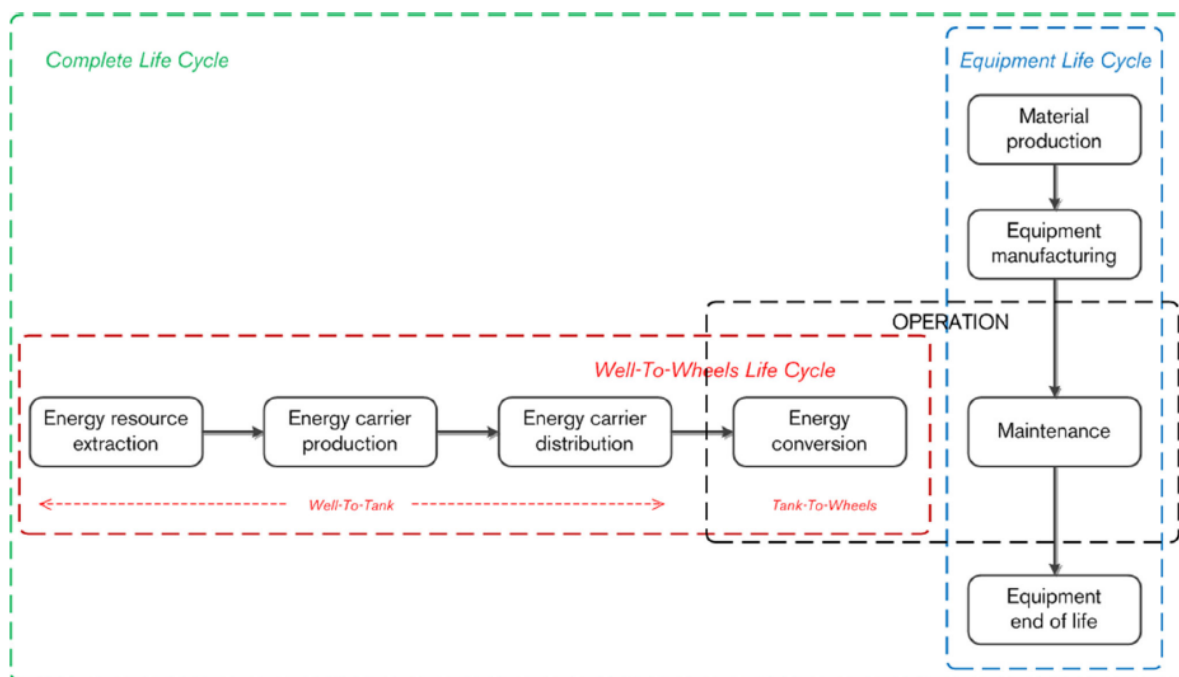


Figura 2.1 Schema completo del ciclo di vita applicato nello studio (modificata da [22]).

Le emissioni dirette, sulla base di quanto affermato riguardo l'unità funzionale, caratterizzano la fase operativa degli impianti poiché rientrano nella categoria solo i flussi emessi per la produzione diretta dell'energia elettrica. Esse dipendono unicamente dalla tipologia di metodo di conversione adottato nella produzione energetica essendo dovute al prodotto della combustione negli impianti. Nello specifico queste riguardano il solo settore termoelettrico (bioenergie incluse) e verranno analizzate in dettaglio nella sottosezione 2.3.1.

Il secondo termine analizzato è costituito dalle emissioni indirette, ossia l'insieme di tutte le emissioni collegate alle fasi della vita di un impianto, riassumibili in costruzione, operazione e smantellamento. Per ognuna di queste si analizzano i costi energetici e le emissioni, determinando quanto realmente possa incidere una tecnologia sul bilancio totale. L'inclusione delle emissioni indirette all'interno di tale bilancio rende possibile l'analisi effettiva delle tecnologie produttive legate alle fonti rinnovabili: è infatti opportuno tenere conto di tutto il ciclo di vita di un determinato impianto prima di poter affermare quali fonti siano più "pulite" di altre.

2.2.1 Modellazione del calcolo

Il metodo di calcolo adottato è comune a tutti i settori principali del parco produttivo nazionale nel 2017. Le fonti sono suddivise in termoelettriche e rinnovabili, mantenendo la suddivisione finora adottata. Il calcolo, valido per ogni fonte, può essere suddiviso in sei passaggi:

- definizione dei parametri caratterizzanti il settore in analisi.

Per ogni fonte energetica si definisce la produzione elettrica (lorda, netta ed i consumi per i servizi ausiliari), la capacità installata lorda aggiornata al 31/12/2017 ed il numero di impianti. Dai rapporti forniti da Terna [11] e dal GSE [7] si ottiene la classificazione degli impianti in base alla fascia di potenza, ottenendo una visione specifica sulla distribuzione degli impianti a livello nazionale.

b. calcolo delle emissioni dirette.

Con riferimento ai dati pubblicati da Terna [11] si prendono in considerazione le emissioni di CO_{2,equivalente} dichiarate per ogni tecnologia produttiva appartenente al settore termoelettrico e delle bioenergie. I valori che vengono forniti sono riferiti alle sole emissioni dirette, ossia alle emissioni per combustione dell'anno in analisi. Questi quantitativi vengono ponderati sulla produzione lorda annuale in modo da ottenere un primo componente del fattore di emissione totale.

c. definizione del parco produttivo in termini di tipologia di impianti, dimensionamento degli stessi e calcolo dei materiali necessari alla costruzione ed alla loro manutenzione.

Il terzo passaggio è quello che presenta le maggiori criticità essendoci la necessità di fare alcune assunzioni semplificative: in base ai dati ottenuti sulla composizione dei settori nel 2017 si stima una composizione semplificata, con settori costituiti da solo 2 o 3 tipologie differenti di impianto e relative dimensioni in termini di potenza. Sebbene questo approccio riduca il numero reale di tecnologie produttive, si cerca di scegliere quelle che maggiormente caratterizzino il settore (sia per numero di impianti, sia per potenza e produzione lorda), in modo tale da mantenere, nel complesso, un parco produttivo simile a quello esistente. La determinazione della tipologia degli impianti permette di procedere con l'analisi degli stessi, identificando quali siano i materiali maggiormente significativi per la loro realizzazione e manutenzione. I dati, ricavati in letteratura, vengono elaborati in modo da essere adeguati alle principali taglie di potenza degli impianti reali.

d. calcolo dei quantitativi di materiali stimati per l'intero settore e definizione dei fattori di conversione energetica (CED) e di emissione (GHG).

La determinazione dei materiali nel punto 3 permette il calcolo dei quantitativi degli stessi necessari al numero totale di impianti produttivi di ogni settore. Facendo affidamento a SimaPro, software specifico per il calcolo LCA, si procede alla conversione dei flussi materiali in flussi energetici ed alla valutazione della CO_{2,eq} emessa nel ciclo di vita di ogni materiale fino al momento d'uso nell'impianto. Per la descrizione specifica del software e dei metodi adottati si rimanda alla sottosezione 2.2.2.

e. calcolo delle emissioni indirette.

Come anticipato in 2.2, le emissioni indirette raggruppano molteplici fattori contribuenti alla determinazione dei costi energetici ed ambientali di una data tecnologia. Come riportato in letteratura [23], è possibile identificare 7 voci di calcolo, ognuna delle quali riguardanti un aspetto specifico del ciclo di vita:

- materiali chimici: è l'insieme di tutti i composti chimici utilizzati all'interno degli impianti, come i lubrificanti degli organi meccanici; non appartengono a tale categoria i fluidi di processo.
- materiali: è la sommatoria di tutti i principali materiali utilizzati nel processo di costruzione degli impianti.
- costruzione: rappresenta la fase di costruzione effettiva dell'impianto che viene stimata tramite un fattore moltiplicativo (γ) applicato all'energia totale ricavata per i materiali (chimici compresi), come proposto in precedenti analisi [23].
- energia indiretta spesa per produrre l'energia diretta: si tratta delle spese energetiche dovute alla produzione dell'energia elettrica necessaria per il corretto funzionamento degli impianti, ossia dell'energia destinata a tutti i sistemi ausiliari. Nell'analisi dei vari settori produttivi è emerso che tutti i sistemi soddisfino i suddetti consumi utilizzando parte della propria produzione lorda, ossia siano autoproduttori; di conseguenza, questo parametro viene considerato nullo (poiché se ne tiene già conto nel calcolo complessivo riferito alla produzione lorda). Unica eccezione si ha per gli impianti a bioenergie. L'energia elettrica prodotta da questa categoria viene venduta in rete ad un prezzo superiore rispetto a quello di mercato per il mix nazionale, per via di incentivi verso tale tecnologia. La conseguenza di questo vantaggio economico è l'immissione in rete dell'intera produzione lorda e l'acquisto a costo inferiore dell'elettricità necessaria agli ausiliari.

- manutenzione: in questa categoria si considerano tutti i flussi energetici e materiali necessari al corretto funzionamento degli impianti per cui non ci si limita alla sola manutenzione ma si integra con le spese relative anche alla fase operativa. Spesso i dati forniti sui materiali da costruzione includono anche i quantitativi necessari alla sostituzione dei componenti che si stima debbano essere ripristinati durante la vita degli impianti; in questi casi, per evitare una sovrastima, ci si limita a valutare le spese di manutenzione da un punto di vista energetico, definito come energia spesa per effettuare i lavori richiesti.
- lavoro: è l'insieme delle spese energetiche legate al lavoro umano richiesto negli impianti considerati. In questa analisi viene trascurato ed è posto pari a zero.
- smantellamento: la fase di smantellamento rappresenta la parte finale del ciclo di vita di un impianto. Possono esserci molteplici approcci poiché è possibile considerare uno smantellamento dell'impianto con o senza il riciclo dei vari componenti. Nel primo caso è possibile recuperare una buona percentuale dei materiali precedentemente utilizzati, in modo tale da riutilizzarli per nuovi scopi. Questo approccio può permettere il risparmio di risorse ed energia ed abbassare i costi emissivi degli impianti futuri. Nello studio si sceglie però di considerare la fase di smantellamento con un coefficiente moltiplicativo (γ) dell'energia stimata per i materiali da costruzione, così come fatto per la fase di costruzione precedentemente descritta.

La definizione del fattore moltiplicativo (γ) non è univoca e può variare anche tra impianti appartenenti alla stessa tecnologia: prendendo in esempio il caso della fase di costruzione, un impianto può essere progettato in una zona più o meno di facile accesso, oppure le materie prime necessarie possono essere più o meno distanti dal luogo d'uso. Questo esempio viene portato per dire che le spese energetiche (e di conseguenza emissive) legate ad una determinata fase possono variare da impianto ad impianto, e certamente da tecnologia a tecnologia. Per mitigare questa variabilità si sceglie quindi di proporre un range numerico in cui γ possa variare e di calcolare il fattore emissivo di ogni tecnologia riferito ai valori minimo, medio e massimo dell'intervallo stabilito. Questa variabilità è relativa solo al calcolo delle emissioni indirette dovute agli impianti per cui avrà un'influenza non trascurabile solo per le tecnologie rinnovabili, in cui tali emissioni rappresentano quasi sempre il 100% delle emissioni totali. Nel caso invece del settore termoelettrico, in cui le emissioni indirette riferite agli impianti sono meno dell'1% del totale, la variabilità risulta essere del tutto trascurabile. Le fasi finora descritte, già introdotte in Figura 2.1, possono essere riassunte come in **Figura 2.2**, in cui ci si focalizza sulla filiera relativa agli impianti energetici, dalla produzione dei materiali da costruzione al loro smantellamento, considerando i vari flussi di energia (E, Q) e materiali (M).

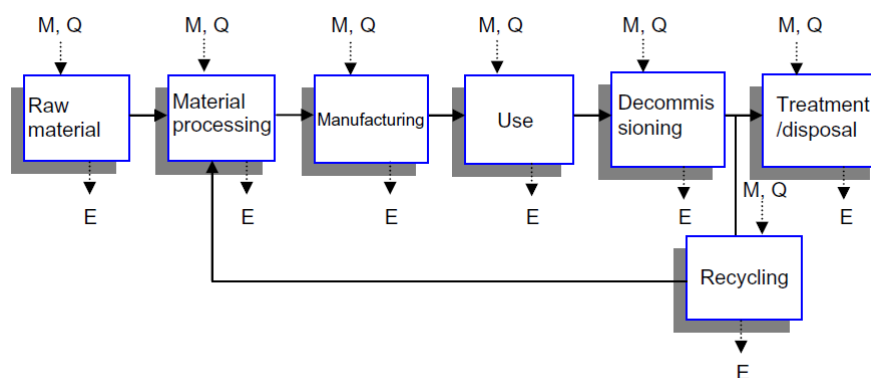


Figura 2.2 Fasi e flussi caratterizzanti l'analisi LCA (modifica da [24]).

- f. definizione del fattore di emissione specifico di settore.

L'ultimo passaggio è il calcolo del fattore di emissione complessivo di un determinato settore, basato sulla ponderazione dei kg di CO_{2,eq} emessi nel ciclo di vita sulla produzione elettrica che si avrebbe nello stesso arco di tempo. Quest'ultima viene stimata come se in ogni anno di vita dell'impianto considerato si avesse una produzione elettrica pari a quella effettiva del 2017.

2.2.2 SimaPro

Il software SimaPro è un utile strumento per realizzare studi LCA di sistemi complessi, basato su molteplici banche dati, tra cui i database ecoinvent ed ELCD. I metodi di calcolo selezionati sono due, uno relativo al calcolo della CED (Cumulative Energy Demand) ed uno per il calcolo della CO_{2,eq}, descritti di seguito riportando quanto presente sul programma stesso:

- Cumulative Energy Demand V1.07: metodo di calcolo per la CED, basato sul metodo proposto dal database ecoinvent 1.01 ed integrato dalla PRE' Consultants per i materiali grezzi presenti nel database di SimaPro 6. I dati sono riferiti all'aggiornamento di agosto 2004.
- Greenhouse Gas Protocol V1.00/CO_{2,eq}: metodo sviluppato per le analisi condotte dalle organizzazioni WRI/WBCSD (World Resources Institute e World Business Council for Sustainable Development). I fattori di caratterizzazione per le sostanze sono identici a quelli presenti nel metodo di SimaPro IPCC 2007 GWP 100a (Global Warming Potential a 100 anni). La sola differenza consiste nell'includere l'assorbimento di carbonio e le emissioni di carbonio biogenico, facendo una distinzione tra:
 - carbonio derivante da combustibili fossili;
 - carbonio biogenico, ossia derivante da sorgenti biogeniche come piante ed alberi;
 - impatti diretti dovuti alla trasformazione dei terreni;
 - assorbimento di carbonio dovuto allo stoccaggio di questo nelle fasi di crescita di piante ed alberi.

Sebbene le emissioni vengano presentate in relazione ad ogni categoria di impatto, il valore che si adotterà nei calcoli sarà quello pesato, complessivo per il materiale analizzato. Dati aggiornati al 2010.

2.3 Settore termoelettrico

Il settore termoelettrico nazionale, descritto in 1.3.1, nel 2017 ha contribuito alla richiesta energetica nazionale con una produzione lorda pari a 209.5 TWh. La potenza installata ammonta a circa 64 GW e tiene conto degli impianti produttivi alimentati a fonti fossili e bioenergie. Queste ultime, rientrando nella categoria delle fonti rinnovabili, devono essere distinte dalla produzione fossile, sebbene le due categorie abbiano parte degli impianti di produzione in comune. Il parco produttivo viene quindi adattato tramite alcune semplificazioni, in modo tale da permettere un'analisi più fluida ma al tempo stesso coerente con la situazione reale. La prima assunzione riguarda l'esclusione degli impianti di produzione da bioenergie dalla suddivisione della capacità installata termoelettrica: essi verranno considerati a parte nella sezione 2.4.1. La potenza riferita al settore termoelettrico diviene quindi pari a 60 GW. Dai dati Terna gli impianti di produzione da fonte fossile risultano essere almeno di dieci differenti tipologie (considerando anche la distinzione dovuta alla cogenerazione): l'analisi delle rispettive potenze installate porta a ridurre questo numero a due soli impianti, quelli a ciclo combinato e quelli a vapore. La scelta è dovuta al fatto che, come riportato in Tabella 1.6, i primi coprono circa il 68% della potenza installata totale, i secondi quasi il 24% (escludendo le bioenergie). L'8% di potenza restante si assume di associarla alle due categorie, suddividendola in modo da mantenere costante il rapporto reale tra le due tecnologie impiantistiche; per gli impianti a ciclo combinato si considera una capacità installata pari a circa 44 GW mentre a quelli a vapore si associano i restanti 16 GW, arrivando quindi a coprire la potenza totale del settore. Per quanto riguarda i combustibili, invece, Terna fornisce i dati sulle emissioni dovute alla fase operativa, suddivise per ogni combustibile impiegato nel parco produttivo termoelettrico: gas naturale, combustibile solido, prodotti petroliferi, bioenergie ed altro (quest'ultima è una categoria adottata da Terna per indicare tutti i combustibili utilizzati in minima quantità rispetto ai precedenti). Per favorire il confronto in termini di emissioni dirette si sceglie perciò di trattare nella sottosezione 2.3.1 anche il calcolo delle emissioni dirette legate alle bioenergie, anticipando quanto verrà approfondito in 2.4.1. In 2.3.2 si ha l'analisi delle emissioni indirette, in cui si propone un'analisi degli impianti di produzione sopra determinati.

2.3.1 Emissioni dirette

Il calcolo del fattore di emissione di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ relativo alle emissioni dirette si basa sui dati forniti da Terna [11] e riportati in Tabella 2.1. Come già specificato, esse sono riferite al solo settore termoelettrico (bioenergie incluse). Per ogni combustibile si rapporta il quantitativo di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ emessa nel 2017 con la produzione elettrica lorda nello stesso anno, ricavando così un fattore di emissione diretta globale per il settore fossile ed uno per le bioenergie.

Tabella 2.1 Calcolo emissioni dirette per combustibili fossili e bioenergie, 2017.

	<i>Produzione lorda 2017</i>	<i>Emissioni 2017</i>	<i>Emissioni dirette</i>
	[TWh]	[MtCO _{2,eq}]	[gCO _{2,eq} /kWh _{el}]
Gas naturale	140.349	50.360	358.818
Combustibili solidi	32.627	29.103	891.983
Prodotti petroliferi	4.083	2.600	636.880
Altro	13.047	5.271	403.985
Bioenergie	19.378	15.108	779.615
Totale	209.485	102.441	489.017
Totale (escluse bioenergie)	190.106	87.334	459.395

I risultati ottenuti vengono confrontati graficamente in Figura 2.3: come ci si aspetta, le maggiori emissioni derivano dai combustibili solidi e dai prodotti petroliferi. In aggiunta, anche le bioenergie hanno una notevole incidenza sul bilancio totale e ciò è dovuto all'eterogeneità della loro composizione: oltre al biogas rientrano nella categoria anche i bioliquidi e le biomasse solide, che hanno una maggiore incidenza in termini emissivi.

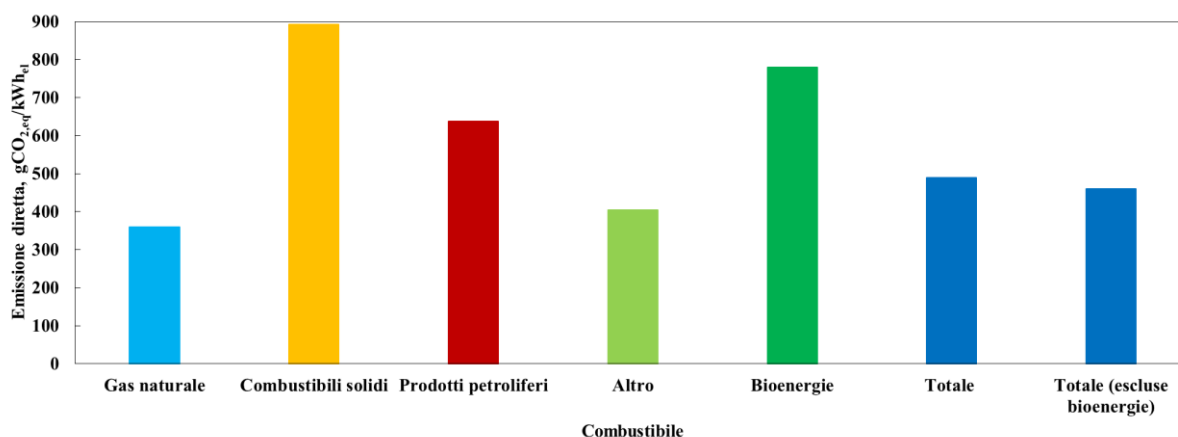


Figura 2.3 Emissioni dirette dei combustibili fossili e delle bioenergie, 2017.

2.3.1.1 Effetti dello sviluppo del settore rinnovabile sulle emissioni dirette

Il calcolo delle emissioni dirette provenienti dal settore termoelettrico e lo studio del loro andamento negli ultimi anni possono essere messi in relazione con il cambiamento della composizione del parco produttivo nazionale. Il confronto tra la crescita del settore delle fonti rinnovabili e l'evoluzione delle emissioni in ambiente di CO_{2,eq} da parte degli impianti termoelettrici mette in evidenza come, almeno in prima analisi, le FER abbiano un effetto positivo a livello ambientale. In base a quanto affermato finora risulta restrittivo trarre conclusioni numeriche poiché l'obiettivo è valutare il termine di emissione tenendo anche conto dei contributi indiretti ed è per questo motivo che ci si limita ad un confronto di tipo qualitativo. In Figura 2.4 si propone l'evoluzione di due settori, quello termoelettrico (con l'aggiunta del contributo delle bioenergie) e quello delle fonti rinnovabili. In altri termini si può dire che il paragone sia tra le fonti contribuenti o meno alle emissioni dirette nazionali. Gli andamenti proposti danno una conferma alla tesi che lo sviluppo del settore delle FER sia direttamente collegato alla diminuzione delle emissioni nocive, sebbene risulti necessario specificare che il miglioramento non sia dovuto a processi che mirino alla cattura e conseguente diminuzione delle emissioni, bensì sia causato dalla sempre maggiore copertura del carico nazionale tramite tecnologie a basso impatto ambientale, a discapito di impianti termoelettrici.

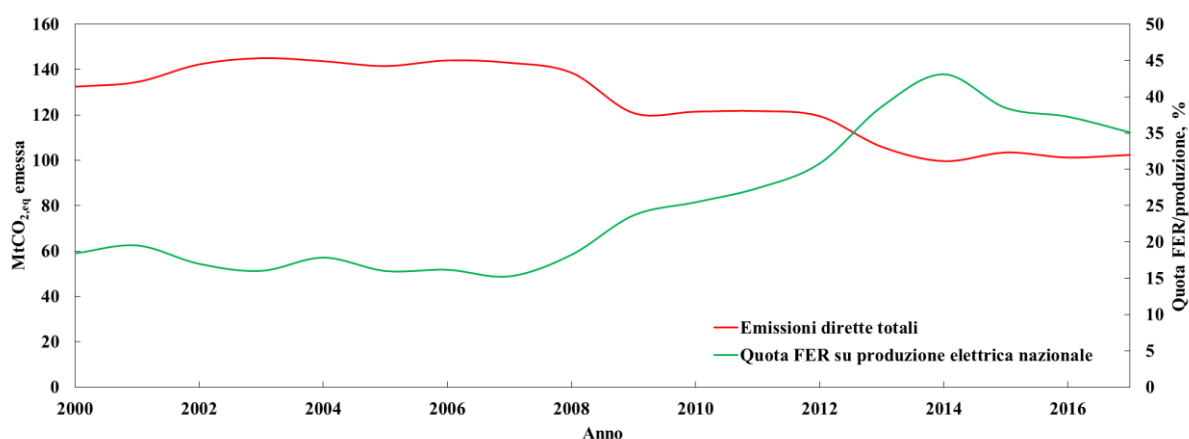


Figura 2.4 Evoluzione delle emissioni dirette in relazione al mix produttivo nazionale, 2000 – 2017.

Il periodo analizzato va dal 2000 al 2017, ed i dati sono nuovamente acquisiti da Terna. Dall'osservazione delle due curve si evince come, soprattutto negli ultimi dieci anni (periodo 2008/2017), la crescita della percentuale

di energia elettrica prodotta da impianti rientranti nella categoria delle fonti rinnovabili abbia portato alla diminuzione delle emissioni dirette di CO_{2,eq}. In aggiunta a ciò, è anche bene specificare che la mutazione della struttura impiantistica del parco termoelettrico nazionale abbia avuto un'influenza non trascurabile: si consideri che, come mostrato in Figura 1.7, negli ultimi 20 anni vi è stata una costante diminuzione dell'uso dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale (i.e. 358.82 vs 636.88 g CO₂/kWh). Inoltre, la costante diffusione degli impianti cogenerativi ha portato ad una crescita dell'efficienza di conversione, permettendo di risparmiare sui consumi di combustibile e, di conseguenza, di limitare le emissioni dirette.

2.3.2 Emissioni indirette

2.3.2.1 Emissioni indirette relative agli impianti produttivi

Il calcolo delle emissioni indirette viene effettuato adottando la metodologia precedentemente descritta. Il parco produttivo termoelettrico è particolarmente variegato a livello impiantistico per cui necessita di alcune semplificazioni per poter essere analizzato. Inoltre, gli impianti vengono sfruttati sia per la produzione elettrica da combustibile fossile, sia dalle bioenergie, per cui è necessario escludere queste ultime dal calcolo. Tra le varie tipologie di impianti presenti si sceglie di analizzare quelle a ciclo combinato ed a ciclo a vapore, senza ulteriore distinzione tra cogenerazione o meno. Il procedimento di suddivisione del settore viene riportato in Tabella 2.2: nella prima sezione della tabella si riporta la situazione reale della ripartizione degli impianti a ciclo combinato ed a vapore, considerando insieme quelli a cogenerazione o meno. Il totale parziale presentato giustifica ulteriormente la scelta delle due tecnologie come rappresentative il settore: esse ricoprono il 92.3% della capacità totale ed il 95.8% della produzione lorda. Nella seconda sezione, invece, si tiene conto della riorganizzazione della potenza e produzione lorda residue per raggiungere la completa potenza del settore termoelettrico (che da 64045 MW scende a 59910 MW con l'esclusione delle bioenergie).

Tabella 2.2 Suddivisione per tipologia di impianto del parco produttivo termoelettrico nazionale.

<i>Classificazione impianti</i>	<i>Capacità installata lorda</i> [MW]	<i>Quota totale</i> [%]	<i>Produzione lorda</i> [TWh]	<i>Quota totale</i> [%]
ciclo combinato	40709	67,95	135,99	71,54
ciclo a vapore	14625	24,41	46,23	24,32
<i>Totale parziale</i>	<i>55334</i>	<i>92,36</i>	<i>182,22</i>	<i>95,85</i>
<i>Totale reale</i>	<i>59910</i>	<i>100</i>	<i>190</i>	<i>100</i>

<i>Adattamento</i>				
<i>Classificazione impianti</i>	<i>Capacità installata lorda</i> [MW]	<i>Quota totale</i> [%]	<i>Produzione lorda</i> [TWh]	<i>Quota totale</i> [%]
ciclo combinato	44075	73,57	141,87	74,63
ciclo a vapore	15835	26,43	48,23	25,37
<i>Totale parziale</i>	<i>59910</i>	<i>100,00</i>	<i>190,10</i>	<i>100,00</i>
<i>Totale reale</i>	<i>59910</i>	<i>100</i>	<i>190</i>	<i>100</i>

L'analisi dei materiali da costruzione dei due impianti si basa su studi precedenti, che analizzano impianti esistenti cercando di definire la richiesta di materiale necessario alla costruzione in funzione dei MW di potenza lorda disponibile [25][26][27]. In Tabella 2.3 si riporta l'elenco delle materie prime necessarie sia alla fase di costruzione, sia alla fase operativa. Il numero di elementi riportati è semplificato come da fonte, in modo da considerare solo i principali quantitativi. Per ogni elemento si procede al calcolo relativo all'intero parco nazionale, facendo riferimento alle potenze lorde ottenute in Tabella 2.2; si procede inoltre alla valutazione dell'energia richiesta (CED) ed all'emissione di CO_{2,eq} (GWP), facendo riferimento ai valori ottenuti tramite il software SimaPro e riportati in Tabella 6.11. Dall'analisi dei risultati ottenuti in Tabella 2.3 si può calcolare il fattore di emissione relativo alle strutture impiantistiche caratterizzanti il settore. Seguendo quanto riportato in 2.2.1, si procede con il calcolo delle varie voci che costituiscono le emissioni indirette ricercate (Tabella 2.4).

I range di γ ipotizzati sono: $\gamma_{\text{costruzione}}=0.10-0.15$, $\gamma_{\text{manutenzione}}=0.01-0.05$ e $\gamma_{\text{smantellamento}}=0.08-0.12$. Per il calcolo complessivo si sommano i contributi di entrambi gli impianti in proporzione al loro peso sull'intero settore, secondo quanto stimato in Tabella 2.2: il totale rappresenta le teoriche emissioni indirette del settore termoelettrico.

Tabella 2.3 Materiali relativi agli impianti caratterizzanti il settore termoelettrico nazionale.

Materiali	Impianto	Settore	Energia richiesta		Emissione di CO _{2,eq}	
			CED	CED _{tot}	GWP	GWP _{tot}
Impianti a Ciclo Combinato						
Fase di costruzione						
	[t/MW]	[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Calcestruzzo	97,749	4,49E+09	0,492	2,21E+09	0,113	5,06E+08
Acciaio	31,03	1,43E+09	20,3	2,89E+10	1,05	1,50E+09
Ferro	0,408	1,88E+07	27,4	5,14E+08	1,8	3,38E+07
Alluminio	0,204	9,38E+06	137	1,28E+09	8,77	8,22E+07
	[Mm ³ /MW]	[m ³]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Acqua	300	1,38E+10	0,00622	8,58E+07	0,000378	5,21E+06
Fase operativa (30 anni)						
	[m ³ /MW]	[m ³]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Acqua di processo	3771,429	1,73E+11	0,00622	1,08E+09	0,000378	6,55E+07
Impianti a Ciclo a Vapore						
Fase di costruzione						
	[t/MW]	[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Calcestruzzo	158,758	2,87E+09	0,492	1,41E+09	0,113	3,23E+08
Acciaio	50,721	9,17E+08	20,3	1,86E+10	1,05	9,63E+08
Ferro	0,619	1,12E+07	27,4	3,07E+08	1,8	2,02E+07
Alluminio	0,419	7,58E+06	137	1,04E+09	8,77	6,65E+07
Fase operativa (30 anni)						
	[t/GWh]	[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Lime	6,769	1,11E+10	0,108	1,20E+09	0,00647	7,18E+07
Limestone	90,704	1,49E+11	0,108	1,61E+10	0,00647	9,63E+08

Tabella 2.4 Calcolo emissioni indirette impianti termoelettrici.

	Ciclo Combinato		Ciclo a Vapore		γ_{medio}
	CED_{tot}	$CO_{2,\text{eq,tot}}$	CED_{tot}	$CO_{2,\text{eq,tot}}$	
	$[MJ_{\text{eq}}]$	$[kgCO_{2,\text{eq}}]$	$[MJ_{\text{eq}}]$	$[kgCO_{2,\text{eq}}]$	
Materiali	3.27E+10	2.10E+09	3.39E+10	2.11E+09	0.125
Costruzione	3.27E+09	2.63E+08	3.39E+09	2.64E+08	
En dir per indiretta	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Manutenzione	3.27E+08	6.30E+07	3.39E+08	6.34E+07	0.03
Lavoro	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	
Smantellamento	2.62E+09	2.10E+08	2.72E+09	2.11E+08	
Ammortamento	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.1
Totale	3.89E+10	2.64E+09	4.04E+10	2.65E+09	
Variabilità					
	γ_{minimo}		γ_{medio}		γ_{massimo}
Impianto a Ciclo Combinato					
$CO_{2,\text{eq,tot}}$ (30 anni)	$[kgCO_{2,\text{eq}}]$		2.50E+09	2.64E+09	2.77E+09
Fattore di emissione	$[gCO_{2,\text{eq}}/kWh]$		0.587	0.619	0.651
Impianto a Ciclo a Vapore					
$CO_{2,\text{eq,tot}}$ (30 anni)	$[kgCO_{2,\text{eq}}]$		2.52E+09	2.65E+09	2.79E+09
Fattore di emissione	$[gCO_{2,\text{eq}}/kWh]$		1.739	1.834	1.929
Totale					
$CO_{2,\text{eq,tot}}$ (30 anni)	$[kgCO_{2,\text{eq}}]$		5.02E+09	5.29E+09	5.56E+09
Fattore di emissione	$[gCO_{2,\text{eq}}/kWh]$		0.879	0.928	0.976

2.3.2.2 Emissioni indirette relative ai combustibili utilizzati durante la fase operativa

Il secondo contributo alle emissioni indirette totali del settore termoelettrico viene dato dal calcolo delle emissioni prodotte nella fase di ricerca, produzione e trasporto in loco dei combustibili necessari alla produzione elettrica del parco termoelettrico nazionale. I combustibili selezionati sono quattro: gas naturale, combustibili solidi, prodotti petroliferi e altro (in cui si racchiudono i restanti combustibili adottati, escludendo le bioenergie). Per valutare il consumo di combustibili nel 2017 si sceglie di considerare i consumi specifici forniti in Tabella 6.2, tenendo conto dei valori totali, medie ponderate delle tecnologie con e senza cogenerazione. I fattori di emissione specifica per combustibile sono ricavati tramite il software SimaPro (Tabella 6.11). In Tabella 2.5 si riportano i risultati ottenuti per ogni combustibile ed il totale, media ponderata dei singoli fattori di emissione rispetto alla produzione elettrica lorda del 2017. Si specifica che per quanto riguarda la categoria altro, non essendo possibile definire in modo preciso i consumi e le relative emissioni ed essendo trascurabile la produzione elettrica rispetto alle altre tre, si sceglie di associare come fattore emissivo la media ponderata sui tre precedenti combustibili.

Tabella 2.5 Emissioni indirette relative ai combustibili utilizzati, 2017.

<i>Combustibili</i>	<i>Consumo specifico</i> [kJ _p /kWh]	<i>LHV</i> [MJ _p /kg]	<i>Consumo 2017</i> [kg]	<i>Emissioni specifiche</i> [kgCO _{2,eq} /kg]	<i>Fattore di emissione</i> [gCO _{2,eq} /kWh]
Gas Naturale	6393.01	47.7	1.88E+10	0.536	71.893
Combustibili solidi	9266.48	33.5	9.03E+09	0.277	76.621
Prodotti Petroliiferi	8154.30	41.3	8.06E+08	0.623	123.01
Altro	[-]	[-]	[-]	[-]	73.943
<i>Totale</i>	<i>[-]</i>	<i>[-]</i>	<i>[-]</i>	<i>[-]</i>	<i>73.943</i>

2.3.3 Emissioni settore termoelettrico

Le emissioni complessive del settore termoelettrico nazionale nel 2017 vengono calcolate come sommatoria delle emissioni dirette ed indirette precedentemente calcolate. Si specifica che, essendo trascurabile la variabilità del fattore di emissione indiretta degli impianti (Tabella 2.4), si sceglie di adottare il valore calcolato con γ_{medio} . In Tabella 2.6 si riportano i valori ottenuti per tipologia di combustibile utilizzato, mentre nella successiva Figura 2.5 si mostra il peso di ogni componente di emissione sul totale, sia per l'intero settore, sia per ognuno dei principali combustibili. Come ci si può aspettare, i combustibili solidi hanno il maggior fattore di emissione mentre il gas naturale il minore (ciò è dovuto non solo alla tipologia di combustibile ma anche alla tecnologia dell'impianto, da cui dipende l'efficienza della produzione elettrica).

Tabella 2.6 Calcolo complessivo delle emissioni del settore termoelettrico, 2017.

<i>Combustibili</i>	<i>Emissioni dirette</i> [gCO _{2,eq} /kWh]	<i>Emissioni indirette</i> <i>- combustibile</i> [gCO _{2,eq} /kWh]	<i>Emissioni indirette</i> <i>- impianti</i> [gCO _{2,eq} /kWh]	<i>Emissioni indirette</i> [gCO _{2,eq} /kWh]	<i>Fattore di</i> <i>emissione totale</i> [gCO _{2,eq} /kWh]
Gas Naturale	358.818	71.893	0.928	72.821	431.639
Combustibili Solidi	891.983	76.621	0.928	77.549	969.532
Prodotti Petroliiferi	636.880	123.01	0.928	123.933	760.813
Altro	403.985	73.943	0.928	74.871	478.855
<i>Totale</i>	<i>459.395</i>	<i>73.943</i>	<i>0.928</i>	<i>74.871</i>	<i>534.266</i>

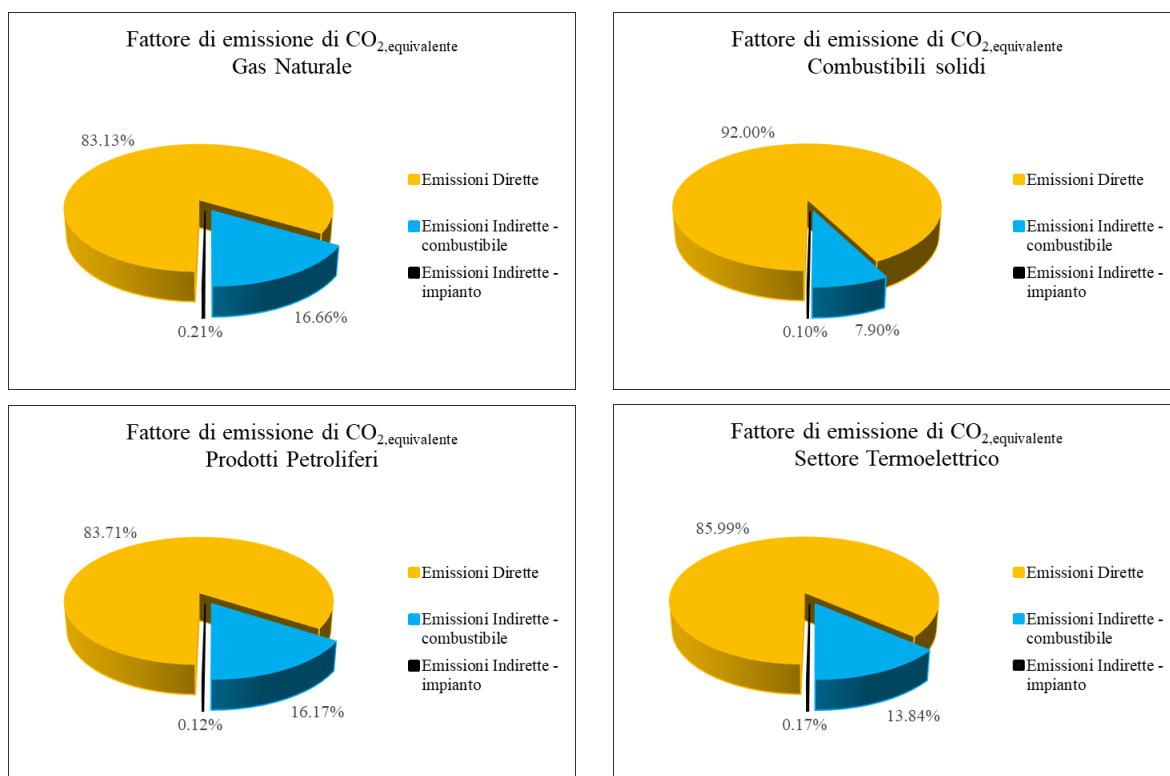


Figura 2.5 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco termoelettrico nazionale, 2017.

2.4 Settore fonti rinnovabili

Il settore produttivo relativo alle FER è stato ampiamente descritto nella sottosezione 1.3.2. Le tecnologie che vengono analizzate sono cinque poiché, come già detto, all'eolico, fotovoltaico, geotermico ed idroelettrico si aggiunge il settore delle bioenergie, spesso strettamente connesso al termoelettrico. Nelle successive sezioni si procede al calcolo dei fattori di emissione caratterizzanti i vari settori di produzione da fonti rinnovabili. Tali fattori sono costituiti esclusivamente dal contributo delle emissioni indirette riferite agli impianti (unica eccezione sono le bioenergie) poiché le emissioni dirette dovute alla combustione sono da considerarsi nulle e di conseguenza anche quelle indirette relative ai combustibili.

2.4.1 Bioenergie

Nel 2017 la produzione elettrica lorda nazionale da bioenergie risulta essere pari a circa 19.38 TWh, con una capacità installata pari a 4135 MW. La metodologia di calcolo del fattore di emissione si discosta da quella adottata nella precedente sottosezione 2.3; il calcolo è sempre suddiviso nella determinazione delle emissioni dirette, tramite dati Terna, ed indirette, ma queste ultime sono calcolate direttamente tramite un coefficiente fornito dal software SimaPro e non tramite l'analisi degli impianti e delle emissioni dovute al combustibile stesso.

I dati forniti da Terna quantificano l'emissione diretta dovuta alle bioenergie pari a circa 15.11 MtCO_{2,eq} che, messa in relazione con la produzione elettrica lorda, fornisce un fattore di emissione pari a 779.615 gCO_{2,eq}/kWh. Il valore ottenuto è direttamente confrontabile con quelli relativi ai principali combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche, come già visto in Figura 2.3. L'elevata emissione si giustifica considerando la composizione delle biomasse sfruttate nel settore, presentata in Tabella 2.7 secondo dati forniti dal GSE [7]. Prendendo ad esempio in esame il biogas, mediamente esso è costituito dal 60% in volume di metano e dal restante 40% di CO₂. Durante la combustione quindi vi sono emissioni dovute al metano (come per il settore termoelettrico) a cui deve essere sommata la restante parte di CO₂ che, non bruciando, viene direttamente immessa in ambiente influenzando sul computo della CO_{2,eq}.

Tabella 2.7 Classificazione delle biomasse utilizzate nel settore delle bioenergie, 2017.

Classificazione	Produzione lorda	N° sezioni	Potenza lorda
	[GWh]	[-]	[MW]
Biomasse solide	6615.5	468	1667.3
Frazione biodegradabile RSU	2422.3	65	935.8
Altre biomasse	4193.2	403	731.5
Biogas	8299.1	2116	1443.9
Da rifiuti	1425.8	409	411.2
Da fanghi	136.4	78	44.8
Da eiezioni animali	1193.8	602	235.2
Da attività agricole e forestali	5543.1	1027	752.7
Bioliquidi	4463.6	500	1023.8
Oli vegetali grezzi	3700.2	403	869.4
Altri bioliquidi	763.3	97	154.4
<i>Totale</i>	<i>19378.2</i>	<i>2913</i>	<i>4135</i>

Le emissioni indirette vengono calcolate a partire dal valore fornito in Tabella 6.11 denominato "energia termica da impianto di incenerimento rifiuti biodegradabili". Questo dato rappresenta il fattore di emissione che si ha per la produzione di energia termica (unità funzionale pari ad 1 MJ_{th}) in un impianto di incenerimento e comprende tutti gli aspetti relativi alle emissioni indirette, ossia le emissioni relative al combustibile, agli impianti ed all'uso di energia elettrica per il funzionamento del processo di produzione. La conversione in gCO_{2,eq}/kWh avviene mediante il consumo caratteristico degli impianti a bioenergie, ricavabile da Tabella 6.2: considerando la categoria "altri combustibili" si ottiene il consumo medio ponderando rispetto alle produzioni di Tabella 6.1.

Il calcolo complessivo del fattore di emissione relativo alle bioenergie viene presentato in Tabella 2.8, seguita dalla suddivisione delle quote relative ai vari contributi al valore finale di Figura 2.6. I risultati ottenuti mostrano come l'energia elettrica prodotta da bioenergie sia caratterizzata da un fattore di emissione pari a quello relativo ai combustibili fossili; ciò implica che, anche a livello di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ emessa per produrre il singolo kWh elettrico, le bioenergie possano essere considerate come appartenenti al settore termoelettrico viste le elevate emissioni non in linea con quelle che risulteranno dall'analisi delle altre tecnologie rinnovabili.

Tabella 2.8 Calcolo del fattore di emissione per la produzione da bioenergie in Italia, 2017.

<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>[TWh]</i>	19.378
<i>Capacità installata</i>	<i>[MW]</i>	4135
Fattore di emissione diretta		
<i>Emissioni di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$</i>	<i>[Mt$\text{CO}_{2,\text{eq}}$]</i>	15.108
<i>Fattore di emissione diretta</i>	<i>[g$\text{CO}_{2,\text{eq}}$/kWh]</i>	779.615
Fattore di emissione indiretta		
<i>GWP</i>	<i>[kg$\text{CO}_{2,\text{eq}}$/MJ_{th}]</i>	0.014
<i>Consumo specifico bioenergie</i>	<i>[kJ_{th}/kWh]</i>	8846.445
<i>Fattore di emissione indiretta</i>	<i>[g$\text{CO}_{2,\text{eq}}$/kWh]</i>	123.850
Fattore di emissione totale		
<i>Fattore di emissione bioenergie</i>	<i>[g$\text{CO}_{2,\text{eq}}$/kWh]</i>	903.465

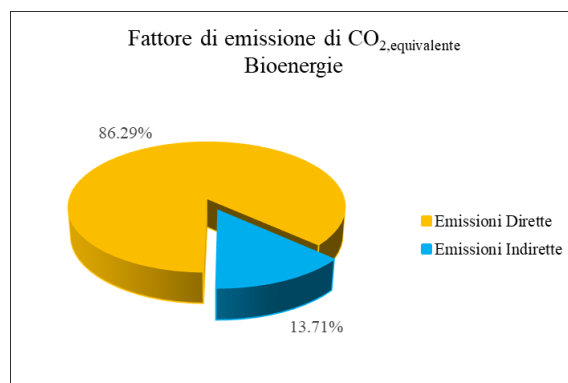


Figura 2.6 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione nazionale relativo alle bioenergie, 2017.

2.4.2 Eolico

La produzione elettrica nazionale da fonte eolica nel 2017 è stata pari a 17.74 GWh, con una capacità installata di 9765 MW sull'intero territorio nazionale. Prendendo in considerazione la suddivisione di potenza per fasce proposta in Tabella 1.10 e quanto riportato dall'ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) [28] è possibile individuare una composizione semplificata del parco eolico italiano. Le fasce di potenza analizzate sono ridotte a due e per l'analisi si adottano le taglie di turbina maggiormente diffuse, integrate da una terza che racchiuda tutto il settore dell'eolico a bassa potenza. La composizione del parco assunta come base di calcolo è presentata in Tabella 2.9. La struttura mantiene la stessa ripartizione di potenza fornita dal GSE e le dimensioni delle turbine sono associate in modo tale da rispecchiare la diffusione per taglia presente sul rapporto dell'ANEV. La definizione della composizione del parco eolico è la base per il successivo calcolo delle emissioni indirette riferite agli impianti: le taglie delle turbine considerate sono tre, 60 kW, 850 kW e 2 MW.

Tabella 2.9 Parco produttivo eolico nazionale semplificato, 2017.

<i>Fascia di potenza</i>	<i>Potenza</i> [MW]	<i>Taglia turbina</i> [kW]	<i>N° turbine stimate</i> [-]
≤ 1 MW	44.75	60	746
	446.25	850	525
<i>Totale fascia</i>	<i>491.00</i>	<i>[-]</i>	<i>1271</i>
> 1 MW	2274.00	850	2675
	7000.00	2000	3500
<i>Totale fascia</i>	<i>9274.00</i>	<i>[-]</i>	<i>6175</i>
<i>Totale parco eolico nazionale</i>	<i>9765.00</i>	<i>[-]</i>	<i>7446</i>

In Tabella 2.10 si procede al calcolo dei materiali necessari alla costruzione di ognuna di queste tre tipologie di turbine, assumendo che siano tutte e tre appartenenti alla categoria ad asse orizzontale. Per ogni taglia si calcolano i materiali necessari alla costruzione di una singola turbina e, utilizzando i dati in Tabella 2.9, dell'intero settore nazionale nel 2017. I quantitativi necessari alla fase di costruzione vengono raccolti ed elaborati sia da precedenti analisi [29], [30] sia dai dati forniti dalle principali aziende del settore [31], [32].

Tabella 2.10 Calcolo materiali costruzione del parco eolico nazionale, 2017.

<i>Taglia impianto</i>		<i>60 kW</i>		<i>850 kW</i>		<i>2 MW</i>	
<i>Elenco materiali</i>		<i>Turbina</i>	<i>Settore</i>	<i>Turbina</i>	<i>Settore</i>	<i>Turbina</i>	<i>Settore</i>
		[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]	[kg]
M. chimici	fluidi lubrificanti	106	7,87E+04	306	9,79E+05	690	2,42E+06
<i>Fondamenta</i>							
	calcestruzzo	145500	1,09E+08	480000	1,54E+09	1018500	3,56E+09
	acciaio	4500	3,36E+06	15000	4,80E+07	31500	1,10E+08
<i>Torre, navicella, rotore</i>							
	acciaio	29548	2.20E+07	86111	2.76E+08	193200	6.76E+08
	composti vetro/carbonio	3060	2.28E+06	8919	2.85E+07	20010	7.00E+07
Materiali	alluminio/leghe	528	3.94E+05	1538	4.92E+06	3450	1.21E+07
	rame/leghe	176	1.31E+05	513	1.64E+06	1150	4.03E+06
	materiale polimerico	1196	8.92E+05	3485	1.12E+07	7820	2.74E+07
	<i>Elettronica</i>						
	acciaio	158	1.18E+05	461	1.48E+06	1035	3.62E+06
	rame	63	4.72E+04	185	5.91E+05	414	1.45E+06
	alluminio	63	4.72E+04	185	5.91E+05	414	1.45E+06
	plastica	32	2.36E+04	92	2.95E+05	207	7.25E+05
<i>Totale</i>		<i>184930</i>	<i>1.38E+08</i>	<i>596793</i>	<i>1.91E+09</i>	<i>1278390</i>	<i>4.47E+09</i>

Dai risultati totali di Tabella 2.10 è infine possibile ottenere l'impiego complessivo di materiale per la costruzione di ogni impianto appartenente al parco eolico italiano: la conversione tramite i parametri forniti da

SimaPro (Tabella 6.11) e l'applicazione della variabilità del fattore moltiplicativo γ portano al calcolo globale delle emissioni relative all'eolico nazionale, stimando la vita utile degli impianti a 20 anni (Tabella 2.11). Il risultato ottenuto per i valori medi del fattore γ è pari a 10.47 gCO_{2,eq}/kWh, nettamente inferiore rispetto alle emissioni specifiche calcolate precedentemente per il settore termoelettrico e per le bioenergie. In Figura 2.7 si rappresenta la composizione percentuale dei vari contributi utili alla determinazione del suddetto fattore.

Tabella 2.11 Calcolo del fattore di emissione del settore eolico nazionale, 2017.

<i>Elenco materiali</i>		<i>Settore</i> [kg]	<i>CED</i> [MJ _{eq} /kg]	<i>CED_{tot}</i> [MJ _{eq}]	<i>GWP</i> [kgCO _{2,eq} /kg]	<i>GWP_{tot}</i> [kgCO _{2,eq}]
M. chimici	fluidi lubrificanti	3,47E+06	51,20	1,78E+08	0,66	2,29E+06
Materiali	<i>Fondamenta</i>					
	calcestruzzo	3,67E+09	0,49	1,81E+09	0,11	4,14E+08
	acciaio	1,62E+08	20,30	3,28E+09	1,49	2,41E+08
	<i>Torre, navicella, rotore</i>					
	acciaio	9,74E+08	20,30	1,98E+10	1,80	1,75E+09
	composti vetro/carbonio	1,01E+08	47,50	4,79E+09	2,71	2,73E+08
	alluminio/leghe	1,74E+07	137,00	2,38E+09	8,77	1,53E+08
	rame/leghe	5,80E+06	36,60	2,12E+08	2,12	1,23E+07
	materiale polimerico	3,94E+07	236,00	9,30E+09	1,11	4,38E+07
	<i>Elettronica</i>					
	acciaio	5,22E+06	31,10	1,62E+08	1,88	9,81E+06
	rame	2,09E+06	36,60	7,64E+07	2,12	4,42E+06
	alluminio	2,09E+06	137	2,86E+08	8,77	1,83E+07
	plastica	1,04E+06	79,50	8,29E+07	1,35	1,41E+06
Totale				4,22E+10		2,92E+09
Calcolo Fattore di emissione del parco nazionale eolico						
		<i>CED_{tot,medio}</i> [MJ _{eq}]	<i>GWP_{tot,medio}</i> [kgCO _{2,eq}]	γ_{min}	γ_{medio}	γ_{max}
<i>Emissioni indirette</i>	Materiali chimici	1,78E+08	2,29E+06	[-]	[-]	[-]
	Materiali	4,22E+10	2,92E+09	[-]	[-]	[-]
	Costruzione	4,87E+09	3,36E+08	0,08	0,115	0,15
	En dir per indiretta	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
	Manutenzione	1,27E+09	8,78E+07	0,01	0,03	0,05
	Lavoro	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
	Smantellamento	5,29E+09	3,66E+08	0,10	0,125	0,15
	Ammortamento	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
<i>Emissioni dirette</i>		0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
Totale per γ_{medio}		5,38E+10	3,72E+09			
<i>Produzione elettrica lorda totale</i>		3,55E+02	[TWh]			
Fattore di emissione eolico:				[gCO _{2,eq} /kWh]	[gCO _{2,eq} /kWh]	[gCO _{2,eq} /kWh]
				9,81	10,47	11,13

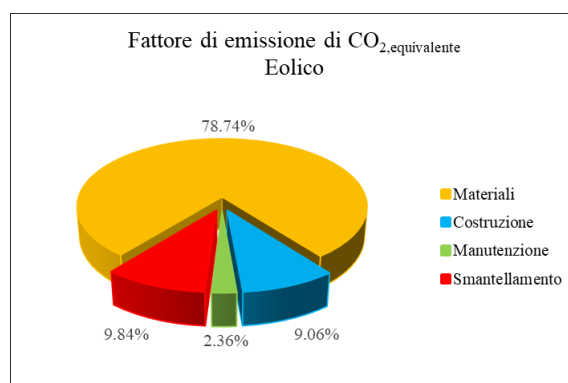


Figura 2.7 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco eolico nazionale, 2017.

2.4.3 Fotovoltaico

La produzione elettrica lorda del settore fotovoltaico italiano nel 2017 è pari a 24.38 TWh, con una capacità installata di 19682 MW. Sul territorio nazionale sono presenti 774014 impianti, divisi tra impianti di piccola taglia installati su tetti di edifici ed impianti di maggior taglia costruiti a terra. Secondo quanto riportato dal GSE [33] si stima che, con riferimento alla potenza installata finora in Italia, il 73% dei moduli sia di tipo policristallino, il 21% monocristallino ed il 6% sia costituito da un insieme delle altre tecnologie in commercio (quest'ultimo gruppo di moduli nei successivi calcoli verrà identificato con la tecnologia amorfa). A partire da questi dati e considerando la suddivisione per fasce di potenza proposta già in Tabella 1.10 è possibile formulare una suddivisione per classe di potenza ed impianto che sia funzionale alla definizione del fattore di emissione di CO_{2,eq}. Le fasce di potenza sono ridotte a quattro e per ognuna di esse si calcola il peso in termini di potenza delle diverse tipologie di modulo; inoltre, ad ogni classe si associa una tipologia di impianto su cui si baserà il calcolo dei materiali necessari alla costruzione (Tabella 2.12).

Tabella 2.12 Suddivisione in fasce di potenza del parco fotovoltaico nazionale, 2017.

<i>Fascia di potenza</i> [kW]	<i>N° impianti</i> [-]	<i>Capacità installata</i> [MW]	<i>Potenza per tipologia di pannello FV [MW]</i>		
			<i>Monocristallino</i>	<i>Policristallino</i>	<i>Amorfo</i>
≤ 20	709546	3983	836.4	2907.6	239
20 < P ≤ 200	52591	4122.5	865.7	3009.4	247.3
200 < P ≤ 1000	10739	7352.5	1544	5367.3	441.1
P > 1000	1138	4224.2	887.1	3083.7	253.5
<i>Totale</i>	<i>774014</i>	<i>19682.2</i>	<i>4133.3</i>	<i>14368</i>	<i>1180.9</i>

Gli impianti fotovoltaici presi in considerazione sono due, classificati come impianti di piccola e grande taglia. I primi consistono nelle installazioni su tetto di edificio, la cui potenza può variare dai 3 kW residenziali fino ai 200 kW installati in aree industriali. Per impianti di grande taglia si intendono le installazioni a terra che da meno di 200 kW possono arrivare a superare anche i 5 MW di potenza. In Tabella 2.13 si riportano i due modelli teorici di impianti, la cui utilità sta nella definizione di una richiesta di materiale specifica per ogni taglia. I valori sono riportati con riferimento all'unità funzionale di un impianto residenziale da 3 kW_p oppure al m², in modo tale da permettere un'analisi più fluida dell'intero settore nazionale. I dati, validi a prescindere dalla tecnologia di pannello adottata, sono stati estrapolati da studi precedenti ipotizzando che non vi siano particolari differenze nella richiesta di materiale da costruzione a seconda dell'anno di installazione degli impianti [34], [35].

Tabella 2.13 Modelli teorici di impianto FV.

<i>Materiali</i>		<i>Impianto di piccola taglia</i>	<i>Impianto di grande taglia</i>
<i>Array</i>			
acciaio	$[kg/m^2]$	4.14	13.29
<i>Fondamenta</i>			
calcestruzzo	$[m^3/m^2]$	[-]	0.087
<i>Elettronica</i>			
acciaio	$[kg/3kW_p]$	10	10
rame	$[kg/3kW_p]$	6	6
plastica	$[kg/3kW_p]$	4	4

Per quanto riguarda i moduli FV utilizzati come modello nei calcoli si rimanda alla sezione 3.2, dove viene riportato un estratto delle schede tecniche dei moduli scelti. L'applicazione dei modelli di impianto e tipologia di moduli sul settore nazionale di Tabella 2.12 permette di stimare i materiali necessari alla costruzione degli impianti. In Tabella 2.14 per ogni fascia della classificazione si calcola il numero di moduli (suddivisi per tipologia) necessari a coprire la potenza precedentemente ricavata e, ragionando in termini di superficie o di potenza, anche i materiali necessari. Le fasce 1, 3 e 4 sono state associate ad una sola tipologia di impianto mentre la fascia 2 (da 20 a 200 kW) è stata suddivisa in due parti: metà della potenza ad essa appartenente è stata assegnata ad impianti di piccola taglia, l'altra metà ad impianti di grande taglia. La sommatoria dei risultati ottenuti porta alla definizione complessiva del settore fotovoltaico italiano: da qui si può procedere con la conversione e la definizione dei valori di CED e GWP tramite i coefficienti forniti da SimaPro (Tabella 6.11) e con il calcolo finale dei vari contributi alle emissioni indirette (Tabella 2.15). In quest'ultima fase del calcolo emerge la difficile definizione dei coefficienti di conversione in termini di energia primaria richiesta ed emissione di CO_{2,eq} dei moduli fotovoltaici: per ovviare a tale problema si sceglie di condurre un'analisi basata su dati di letteratura ed individuare i valori medi relativi al 2011, anno di maggior crescita della tecnologia fotovoltaica dal punto di vista della potenza installata e, di conseguenza, della costruzione di impianti. Lo studio completo è presentato a parte, nella sezione 743.4. Il calcolo di Tabella 2.15 è impostato secondo i principi già seguiti per i precedenti settori: applicando la variabilità del coefficiente moltiplicativo γ si definisce un range di validità per il fattore di emissione del settore fotovoltaico. Il calcolo riportato si basa sul coefficiente γ medio. La definizione della produzione elettrica lorda totale si basa su una vita utile degli impianti pari a 25 anni; inoltre, non si considera la variabilità della produzione annuale in base alle condizioni climatiche e si prende come riferimento i 24.4 TWh prodotti nel 2017. L'intervallo di variabilità del fattore emissivo del settore fotovoltaico nazionale è compreso tra i 46.8 ed i 53.0 gCO_{2,eq}/kWh. In Figura 2.8 si rappresenta la composizione percentuale dei vari contributi utili alla determinazione del suddetto fattore.

Tabella 2.14 Calcolo dei materiali necessari per ogni fascia di potenza del settore fotovoltaico nazionale, 2017.

<i>Classificazione in fasce di potenza:</i>		<i>Fascia 1</i>	<i>Fascia 2</i>	<i>Fascia 2</i>	<i>Fascia 3</i>	<i>Fascia 4</i>
<i>Taglia impianti:</i>		<i>piccola taglia</i>	<i>piccola taglia</i>	<i>grande taglia</i>	<i>grande taglia</i>	<i>grande taglia</i>
<i>N° moduli</i>						
Monocristallini	[-]	2.84E+06	1.47E+06	1.47E+06	5.23E+06	3.01E+06
Policristallini	[-]	1.24E+07	6.40E+06	6.40E+06	2.28E+07	1.31E+07
Amorfi	[-]	3.51E+06	1.82E+06	1.82E+06	6.49E+06	3.73E+06
<i>Materiali</i>						
Acciaio array	[kg]	1.19E+08	6.17E+07	1.98E+08	7.07E+08	4.06E+08
Calcestruzzo	[kg]	[-]	[-]	3.08E+09	1.10E+10	6.30E+09
Acciaio	[kg]	1.33E+07	6.87E+06	6.87E+06	2.45E+07	2.45E+07
Rame	[kg]	7.97E+06	4.12E+06	4.12E+06	1.47E+07	1.47E+07
Plastica	[kg]	5.31E+06	2.75E+06	2.75E+06	9.80E+06	9.80E+06

Tabella 2.15 Calcolo delle emissioni indirette del settore fotovoltaico nazionale, 2017.

<i>Analisi dei materiali</i>					
<i>Moduli FV:</i>	<i>n° settore</i>	<i>CED</i>	<i>CED_{tot}</i>	<i>GWP</i>	<i>GWP_{tot}</i>
	<i>[-]</i>	<i>[MJ_{eq}/kW_p]</i>	<i>[MJ_{eq}]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}/kW_p]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}]</i>
<i>Tipologia</i>	monocristallino	1.40E+07	17004	7.03E+10	1220
	policristallino	6.11E+07	13021	1.87E+11	991
	amorfo	1.74E+07	6128	7.24E+09	499
<i>Struttura impianto:</i>	<i>Settore</i>	<i>CED</i>	<i>CED_{tot}</i>	<i>GWP</i>	<i>GWP_{tot}</i>
	<i>[kg]</i>	<i>[MJ_{eq}/kg]</i>	<i>[MJ_{eq}]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}/kg]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}]</i>
<i>M. chimici</i>	0	0	51,20	0	0,66
<i>Struttura di sostegno</i>					
	acciaio	1.49E+09	20.3	3.03E+10	1.05
	calcestruzzo	2.04E+10	0.492	1.00E+10	0.11
<i>Materiali</i>	<i>Elettronica</i>				
	acciaio	7.60E+07	20.3	1.54E+09	1.05
	rame	4.56E+07	36.6	1.67E+09	2.12
	plastica	3.04E+07	79.5	2.42E+09	1.35
Totale			3.11E+11		2.39E+10
<i>Calcolo Fattore di emissione del parco nazionale fotovoltaico</i>					
	<i>CED_{tot,medio}</i>	<i>GWP_{tot,medio}</i>	<i>γ_{min}</i>	<i>γ_{medio}</i>	<i>γ_{max}</i>
	<i>[MJ_{eq}]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}]</i>			
<i>Emissioni indirette</i>	Materiali chimici	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]
	Materiali	3.11E+11	2.39E+10	[-]	[-]
	Costruzione	3.57E+10	2.75E+09	0,08	0,115
	En dir per indiretta	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]
	Manutenzione	9.32E+09	7.18E+08	0,01	0,03
	Lavoro	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]
	Smantellamento	3.88E+10	2.99E+09	0,10	0,125
	Ammortamento	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]
<i>Emissioni dirette</i>		0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]
Totale per γ_{medio}		3.94E+11	3.04E+10		
<i>Produzione elettrica lorda totale</i>		609.443	[TWh]		
Fattore di emissione fotovoltaico				[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]
				46.76	49.90
					53.04

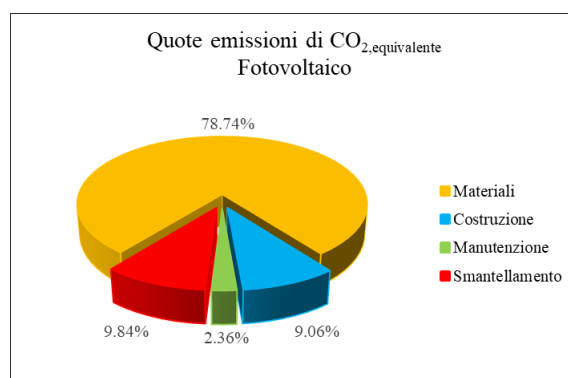


Figura 2.8 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco fotovoltaico nazionale, 2017.

2.4.4 Geotermico

L'Italia, leader europeo nella produzione di energia elettrica da fonte geotermica, nel 2017 vanta una potenza installata pari a 813 MW a cui corrisponde una produzione lorda di 6.2 TWh. I 34 impianti presenti sul suolo nazionale sono suddivisi dal GSE (Tabella 1.10) in tre fasce di potenza: la corrispondente semplificazione racchiude l'intero settore geotermoelettrico in un'unica fascia di impianti da 20 MW l'uno. La suddivisione reale e quella semplificata sono in Tabella 2.16.

Tabella 2.16 Suddivisione per fasce di potenza del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.

<i>Suddivisione reale</i>			
<i>Fascia di potenza</i>	<i>N° impianti</i>	<i>Potenza lorda</i>	<i>Produzione lorda</i>
<i>[MW]</i>	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>	<i>[TWh]</i>
≤ 20	27	429	3.232
20 < P ≤ 40	3	115	0.872
> 40	4	269	2.097
<i>Totale</i>	<i>34</i>	<i>813</i>	<i>6.201</i>
<i>Suddivisione semplificata</i>			
<i>Potenza fissa</i>	<i>N° impianti</i>	<i>Potenza lorda</i>	<i>Produzione lorda</i>
<i>[MW]</i>	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>	<i>[TWh]</i>
20	41	820	6.201

L'analisi dei materiali necessari nel ciclo di vita degli impianti geotermici si basa su uno studio precedente [36] in cui si considera un impianto italiano a vapore secco presente in Toscana. La capacità installata relativa all'impianto è pari a 20 MW, in accordo con la potenza predisposta nella precedente suddivisione del settore. L'elenco dei materiali (Tabella 2.17) tiene conto delle richieste sia per la fase di costruzione, sia per quella di operazione e manutenzione nell'intero ciclo vita, che è stimato a 20 anni.

Il calcolo dell'energia CED e delle emissioni GWP dei materiali permette la definizione dei contributi indiretti al fattore di emissione. Per quanto riguarda le emissioni dirette, esse sono nulle, in linea con le altre fonti produttive rinnovabili. Il fattore di emissione del settore è nuovamente calcolato secondo un range di variazione nella definizione dei contributi relativi alle fasi di costruzione, manutenzione e smantellamento, con coefficienti moltiplicativi γ uguali a quelli delle precedenti analisi. La valutazione del fattore, riportato in dettaglio in Tabella 2.17, si riferisce a coefficienti γ_{medio} . L'intervallo di variabilità del fattore emissivo del settore geotermico nazionale è compreso tra i 6.2 ed i 7.1 gCO_{2,eq}/kWh. In Figura 2.9 si rappresenta la composizione percentuale dei vari contributi utili alla determinazione del suddetto fattore.

Tabella 2.17 Calcolo delle emissioni indirette del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.

<i>Elenco materiali</i>		<i>Settore</i>	<i>CED</i>	<i>CED_{tot}</i>	<i>GWP</i>	<i>GWP_{tot}</i>
		<i>[kg]</i>	<i>[MJ_{eq}/kg]</i>	<i>[MJ_{eq}]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}/kg]</i>	<i>[kgCO_{2,eq}]</i>
M. chimici	fluidi lubrificanti	2.04E+06	51.2	1.04E+08	0.658	1.34E+06
	alluminio	1.47E+06	137	2.02E+08	8.77	1.29E+07
	calcestruzzo	1.28E+08	0.49	6.27E+07	0.11	1.44E+07
	cemento	6.96E+08	3.59	2.50E+09	0.777	5.41E+08
Materiali	<i>Acciaio</i>					
	acciaio	4.25E+07	20.3	8.63E+08	1.05	4.46E+07
	a. rinforzato	3.37E+06	23.5	7.91E+07	1.49	5.02E+06
	a. bassolegato	1.11E+06	27.4	3.03E+07	1.8	1.99E+06
	plastica rinforzata	1.98E+06	47.5	9.38E+07	2.71	5.35E+06
	rame	9.04E+05	36.60	3.31E+07	2.12	1.92E+06
	isolante elettrico	3.75E+05	79.5	2.98E+07	1.35	5.06E+05
	inerte	2.55E+09	0.0395	1.01E+08	0.00259	6.61E+06
	isolante termico	3.85E+06	89.5	3.44E+08	3.29	1.27E+07
	<i>Totale</i>			<i>4.34E+09</i>		<i>6.47E+08</i>

Calcolo Fattore di emissione del parco nazionale geotermico					
	$CED_{tot,medio}$ [MJ _{eq}]	$GWP_{tot,medio}$ [kgCO _{2,eq}]	γ_{min}	γ_{medio}	γ_{max}
<i>Emissioni indirette</i>	Materiali chimici	1.04E+08	1.34E+06	[-]	[-]
	Materiali	4.34E+09	6.47E+08	[-]	[-]
	Costruzione	5.11E+08	7.45E+07	0,08	0,115
	En dir per indiretta	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]
	Manutenzione	1.33E+08	1.94E+07	0,01	0,03
	Lavoro	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]
	Smantellamento	5.55E+08	8.10E+07	0,10	0,125
	Ammortamento	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]
<i>Emissioni dirette</i>	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]	[-]
Totale per γ_{medio}	5.64E+09	8.23E+08			
<i>Produzione elettrica lorda totale</i>	124.020	[TWh]			
Fattore di emissione geotermico:			$[gCO_{2,eq}/kWh]$ 6.218	$[gCO_{2,eq}/kWh]$ 6.636	$[gCO_{2,eq}/kWh]$ 7.055

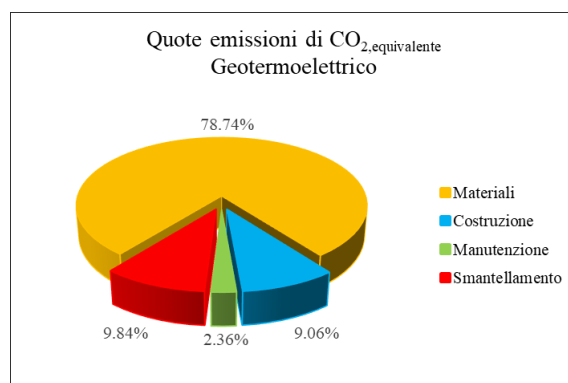


Figura 2.9 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco fotovoltaico nazionale, 2017.

2.4.5 Idroelettrico

L'ultimo settore energetico produttivo analizzato è quello relativo all'energia idroelettrica, una fonte ampiamente sfruttata in Italia che rappresenta quasi il 13% della produzione elettrica nazionale lorda. Nel 2017 la capacità installata dei 4274 impianti dislocati sul territorio nazionale è pari a 22838 MW, con una produzione elettrica lorda di circa 38 TWh. Gli impianti sono distinti principalmente in tre categorie: a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente (che comprende anche il piccolo idroelettrico). Quanto riportato in Tabella 1.10 non coincide con i dati appena forniti poiché nel primo caso non si considerano i pompaggi nel calcolo delle caratteristiche generali del settore. In Tabella 2.18 risulta quindi la suddivisione reale e semplificata del settore, in modo da poter condurre l'analisi dell'energia ed emissioni indirette da fonte idrica. Lo studio si basa su tre modelli di impianto, a bacino, ad acqua fluente e di piccole dimensioni [37]; a partire da questi, si valuta la struttura semplificata del settore idroelettrico, mantenendo costante la capacità installata (sia totale che relativa ad ogni tecnologia).

Tabella 2.18 Suddivisione per fasce di potenza del settore idroelettrico nazionale, 2017.

<i>Settore idroelettrico nazionale, 2017: suddivisione reale per tipologia di impianto.</i>		
<i>Tipologia di impianto</i>	<i>N° impianti</i>	<i>Potenza lorda</i>
<i>[-]</i>	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>
Impianti a serbatoio	186	12122.9
di cui a pompaggio	23	7393.8
Impianti a bacino	204	5089.7
Impianti ad acqua fluente	3884	5625.3
<i>Totale</i>	<i>4274</i>	<i>22837.9</i>
<i>Settore idroelettrico nazionale, 2017: suddivisione reale per tipologia di impianto, dati raggruppati.</i>		
	<i>Potenza lorda</i>	<i>Vita stimata impianto</i>
	<i>[MW]</i>	<i>[anni]</i>
Impianti a bacino	17212.6	150
Impianti ad acqua fluente	5625.3	70 - 80
<i>Totale</i>	<i>22837.9</i>	<i>38024.6</i>
<i>Settore idroelettrico nazionale, 2017: distribuzione per fasce di potenza (inclusi i pompaggi).</i>		
<i>Fasce di potenza</i>	<i>N° impianti</i>	<i>Potenza lorda</i>
<i>[MW]</i>	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>
$P \leq 1$	3074	827.4
$1 < P \leq 10$	886	2654.5
$P > 10$	314	19356.1
<i>Totale</i>	<i>4274</i>	<i>22838</i>
<i>Dettagli impianti presi come modello per l'analisi [37].</i>		
	<i>Potenza lorda</i>	<i>Vita stimata impianto</i>
	<i>[MW]</i>	<i>[anni]</i>
Impianto a bacino	95	150
Impianto ad acqua fluente	8.6	80
Impianto di piccole dimensioni	0.19	70
<i>Settore idroelettrico nazionale, 2017: suddivisione semplificata per fasce di potenza e tipologia di impianto.</i>		
<i>Fasce di potenza</i>	<i>Tipologia di impianto</i>	<i>Potenza lorda</i>
<i>[MW]</i>	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>
$P \leq 1$	Acqua fluente - piccole dim.	827.4
$1 < P \leq 10$	Acqua fluente	2654.5
$P > 10$	A bacino	17212.6
	Acqua fluente	2143.5
<i>Totale</i>		<i>22838</i>
		<i>5094</i>

La definizione della struttura del settore idroelettrico permette di condurre l'analisi dei materiali: per ogni tipologia di centrale si stabiliscono i materiali ed i quantitativi necessari alle fasi di costruzione e manutenzione. Il calcolo dei materiali necessari all'intero settore si basa sul prodotto dei quantitativi ricavati per il numero di centrali appartenenti alla categoria di impianto, ricavati in Tabella 2.18. In Tabella 2.19 si presenta quindi l'insieme dei materiali necessari all'intero settore idroelettrico, suddivisi per tipologia di impianto; per ognuno, tramite i coefficienti forniti dal software SimaPro (Tabella 6.11) si ricava l'energia richiesta CED e le emissioni totali GWP.

Tabella 2.19 Materiali necessari per la costruzione complessiva del settore idroelettrico nazionale.

Settore idroelettrico nazionale 2017 – IMPIANTI A BACINO						
Elenco materiali		Settore	CED	CED_{tot}	GWP	GWP_{tot}
		[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Materiali chimici	<i>Fluidi lubrificanti</i>	2.51E+05	51.2	1.28E+07	0.658	1.65E+05
Materiali	<i>Calcestruzzo</i>					
	cemento	2.39E+10	3.59	8.59E+10	0.777	1.86E+10
	acqua	1.52E+10	0.00622	9.42E+07	0.000378	5.73E+06
	ghiaia	1.51E+11	0.0752	1.13E+10	0.00295	4.45E+08
	<i>Acciaio</i>					
	a. rinforzato	3.15E+08	23.5	7.41E+09	1.49	4.70E+08
	a. cromato	3.30E+08	88.6	2.92E+10	5.4	1.78E+09
	a. bassolegato	7.37E+08	27.4	2.02E+10	1.8	1.33E+09
	<i>Rame</i>	5.36E+07	36.60	1.96E+09	2.12	1.14E+08
	Totale CED e GWP riferiti ai materiali complessivi			1.52E+11		2.51E+10
Settore idroelettrico nazionale 2017 – IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE						
Elenco materiali		Settore	CED	CED_{tot}	GWP	GWP_{tot}
		[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Materiali chimici	<i>Fluidi lubrificanti</i>	3.14E+05	51.2	1.61E+07	0.658	2.07E+05
Materiali:	<i>Calcestruzzo:</i>					
	cemento	4.17E+09	3.59	1.50E+10	0.777	3.24E+09
	acqua	2.64E+09	0.00622	1.64E+07	0.000378	9.98E+05
	ghiaia	2.63E+10	0.0752	1.97E+09	0.00295	7.75E+07
	<i>Acciaio:</i>					
	a. rinforzato	2.64E+08	23.5	6.20E+09	1.49	3.93E+08
	a. cromato	5.15E+07	88.6	4.56E+09	5.4	2.78E+08
	a. bassolegato	7.09E+08	27.4	1.94E+10	1.8	1.28E+09
	<i>Rame</i>	1.70E+07	36.60	6.23E+08	2.12	3.61E+07
	Totale CED e GWP riferiti ai materiali complessivi			4.71E+10		5.71E+09
Settore idroelettrico nazionale 2017 – IMPIANTI DI PICCOLA TAGLIA						
Elenco materiali:		Settore	CED	CED_{tot}	GWP	GWP_{tot}
		[kg]	[MJ _{eq} /kg]	[MJ _{eq}]	[kgCO _{2,eq} /kg]	[kgCO _{2,eq}]
Materiali chimici	<i>Fluidi lubrificanti</i>	N/A	51.2	[-]	0.658	[-]
Materiali	<i>Calcestruzzo</i>					
	cemento	8.23E+08	3.59	2.95E+09	0.777	6.40E+08
	acqua	5.21E+08	0.00622	3.24E+06	0.000378	1.97E+05
	ghiaia	5.19E+09	0.0752	3.90E+08	0.00295	1.53E+07
	<i>Ghiaia</i>	4.83E+09	0.0752	3.63E+08	0.00295	1.43E+07
	<i>Acciaio</i>					
	acciaio	3.68E+05	31.1	1.14E+07	1.88	6.92E+05
	a. rinforzato	2.17E+08	23.5	5.11E+09	1.49	3.24E+08
	a. cromato	2.69E+06	88.6	2.38E+08	5.4	1.45E+07
	a. bassolegato	6.05E+06	27.4	1.66E+08	1.8	1.09E+07
	<i>Rame</i>	9.06E+05	36.60	3.32E+07	2.12	1.92E+06
	<i>Ghisa</i>	1.18E+08	25.2	2.98E+09	1.51	1.79E+08
	<i>PVC</i>	8.49E+06	61.5	5.22E+08	1.97	1.67E+07
	<i>Polietilene</i>	3.94E+07	78.7	3.10E+09	1.93	7.61E+07
	<i>Alluminio</i>	1.17E+05	137	1.60E+07	8.77	1.02E+06
	<i>Piombo</i>	7.05E+04	16.2	1.14E+06	1.11	7.83E+04
	<i>Argon</i>	2.93E+04	4.43	1.30E+05	0.188	5.51E+03
	<i>Acqua</i>	2.02E+10	0.00622	1.25E+08	0.000378	7.62E+06
	Totale CED e GWP riferiti ai materiali complessivi			1.59E+10		1.38E+09

Come per le altre FER, anche in questo caso il calcolo complessivo si basa sull'energia ed emissioni indirette, poiché le emissioni dirette risultano essere nulle. La valutazione delle voci contribuenti al valore totale delle emissioni indirette è presentata in Tabella 2.20: partendo dalle emissioni complessive relative ai materiali (totali di Tabella 2.19), per ogni tipologia di impianto si calcolano i contributi di costruzione, manutenzione e smantellamento applicando nuovamente la variazione del coefficiente moltiplicativo γ . In Tabella 2.18 si è visto come il settore nazionale idroelettrico possa essere riassunto in due sole categorie, accorpando i dati dei piccoli impianti a quelli degli impianti ad acqua fluente: è per questo motivo che si sceglie in Tabella 2.20 di riprendere questa suddivisione. A differenza delle precedenti analisi, in questo caso si sceglie anche di differenziare i range di γ in base alla tecnologia in analisi: data l'imponenza dell'opera di costruzione delle dighe degli impianti a bacino, i valori di γ saranno superiori a quelli relativi agli impianti ad acqua fluente. L'unione dei risultati ottenuti per ogni tecnologia porta alla definizione di un intervallo di variabilità delle emissioni relative al settore idroelettrico nazionale che va da 9.24 a 10.15 gCO_{2,eq}/kWh. In 0 si darà spiegazione sull'entità di questi risultati che, a primo impatto, possono sembrare eccessivamente bassi.

Tabella 2.20 Calcolo delle emissioni indirette del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.

Calcolo Fattore di emissione del parco nazionale idroelettrico						
		CED_{tot}	GWP_{tot}	γ_{min}	γ_{medio}	γ_{max}
		[MJ_{eq}]	[kgCO_{2,eq}]			
Emissioni indirette:	Materiali chimici:	1.28E+07	1.65E+05	[-]	[-]	[-]
	Materiali:	1.52E+11	2.51E+10	[-]	[-]	[-]
	Costruzione:	2.21E+10	3.63E+09	0.12	0.145	0.17
	En dir per indiretta:	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]	[-]
	Manutenzione:	9.13E+09	1.50E+09	0.05	0.06	0.07
	Lavoro:	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]	[-]
	Smantellamento:	1.90E+10	3.13E+09	0.1	0.125	0.15
	Ammortamento:	0.00E+00	0.00E+00	[-]	[-]	[-]
<i>Emissioni dirette:</i>		0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
Totale per γ_{medio}:		2.02E+11	3.33E+10			
<i>Produzione elettrica lorda parziale</i>		3045	[TWh]			
Fattore di emissione idroelettrico:				[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]
				10.45	10.95	11.44
Calcolo Fattore di emissione del parco nazionale idroelettrico						
		CED_{tot}	GWP_{tot}	γ_{min}	γ_{medio}	γ_{max}
		[MJ_{eq}]	[kgCO_{2,eq}]			
Emissioni indirette:	Materiali chimici:	1.61E+07	2.07E+05	[-]	[-]	[-]
	Materiali:	6.29E+10	7.09E+09	[-]	[-]	[-]
	Costruzione:	7.87E+09	8.86E+08	0,1	0,125	0,15
	En dir per indiretta:	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
	Manutenzione:	1.89E+09	2.13E+08	0,01	0,03	0,05
	Lavoro:	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
	Smantellamento:	7.87E+09	8.86E+08	0,1	0,125	0,15
	Ammortamento:	0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
<i>Emissioni dirette:</i>		0,00E+00	0,00E+00	[-]	[-]	[-]
Totale per γ_{medio}:		8.06E+10	9.07E+09			
<i>Produzione elettrica lorda totale</i>		1329.3	[TWh]			
Fattore di emissione idroelettrico:				[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]
				6.45	6.83	7.20
Fattore di emissione settore idroelettrico:				[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]	[gCO_{2,eq}/kWh]
				9.24	9.69	10.15

La suddivisione percentuale dei contributi al calcolo del fattore di emissione medio si trova in Figura 2.10, come nelle precedenti analisi delle tecnologie rinnovabili le quote sono molto simili tra un settore e l'altro. Questa similitudine è dovuta al fatto che nel caso delle FER non vi sia l'influenza di emissioni dirette o relative al combustibile come per il parco termoelettrico. L'unico contributo al fattore totale di emissione è dato dalle emissioni indirette relative agli impianti: queste ultime si basano sui fattori moltiplicativi γ che hanno range di variazione molto simili tra di loro per cui la suddivisione percentuale risulterà quasi costante.

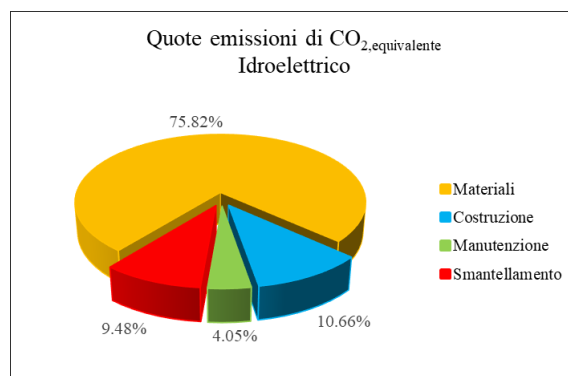


Figura 2.10 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco idroelettrico nazionale, 2017.

2.5 Fattore di emissione nazionale

Le molteplici tecnologie di produzione energetica, nazionali ed europee, collaborano a soddisfare la richiesta elettrica italiana che nel 2017 è valutata pari a 320.5 TWh. L'obiettivo primario del capitolo è la determinazione delle emissioni di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ legate all'energia elettrica consumata dall'utenza, che si attesta a circa 301.9 TWh. Per poter procedere con il calcolo di tale emissione è necessario definire prima i parametri che verranno analizzati, poiché la valutazione del fattore di emissione nazionale è dipendente dal punto della filiera elettrica considerato. Il fattore infatti viene calcolato come nelle precedenti sezioni 2.3 e 2.4, ossia individuando il quantitativo in grammi di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ emesso per l'unità funzionale di un singolo kWh elettrico. Nelle precedenti sezioni, però, l'energia elettrica considerata è riferita alla produzione lorda, quindi si considera l'intera produzione di ogni impianto, senza tener conto delle perdite che incorrono nelle varie fasi della filiera elettrica. I principali passaggi che devono essere considerati nel percorso che conduce l'energia elettrica all'utenza, sono:

- perdite per consumi ausiliari degli impianti, passaggio da produzione lorda a produzione netta;
- perdite per consumi di energia elettrica per pompaggi negli impianti idroelettrici a serbatoio, passaggio da produzione netta a produzione al consumo;
- integrazione del saldo netto import/export alla produzione al consumo nazionale, definizione del mix nazionale.
- perdite di trasporto e distribuzione, passaggio da energia richiesta al sistema elettrico ad energia effettivamente consumata dall'utenza.

Quando detto può essere riassunto in Figura 2.11 (fonte: [38]), in cui si espongono i passaggi che determinano il fattore di emissione finale. Graficamente si può già introdurre una tendenza che verrà spiegata successivamente: passando dalla produzione lorda ai consumi a livello dell'utenza l'energia elettrica disponibile diminuisce a causa delle varie perdite di rete (la grandezza delle frecce rappresentanti l'energia elettrica lungo la filiera tende a diminuire). Inoltre le frecce assumono colori sempre più scuri: ciò indica che, al diminuire della quantità di energia effettivamente disponibile al consumo, la *carbon intensity* associata al kWh aumenta (parametro definito in sezione 7).

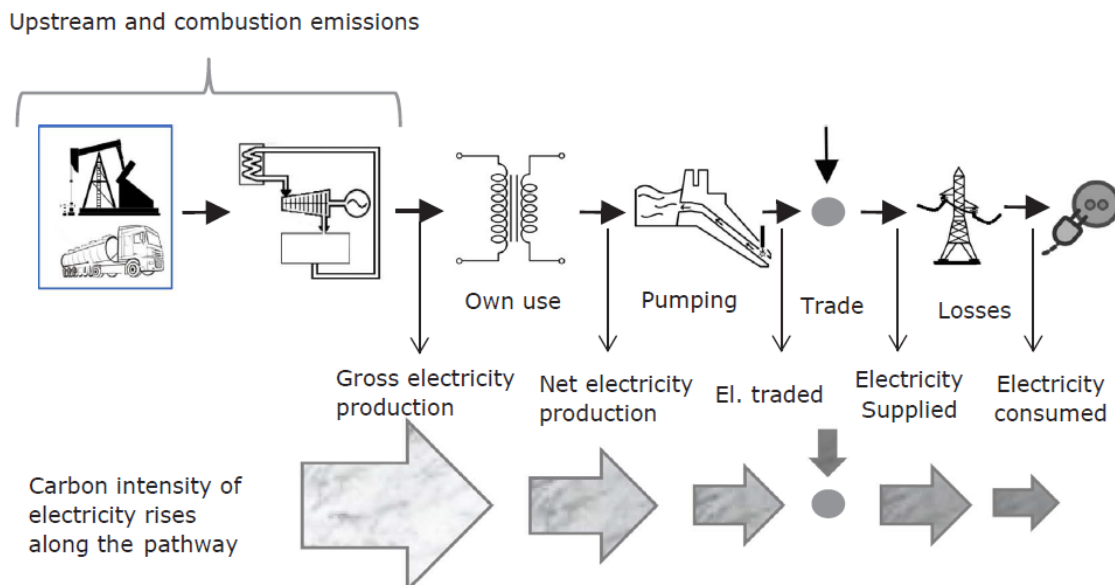


Figura 2.11 Filiera elettrica seguita per la determinazione del fattore di emissione nazionale (modificata da [38]).

Il calcolo del fattore nazionale è condotto in Tabella 2.22. I dati relativi al carico elettrico sono ripresi dall'analisi del mix nazionale 2017 in 6.2. Per quanto riguarda i fattori di emissione devono essere fatte invece alcune assunzioni preliminari che definiscano il metodo di calcolo:

- i fattori relativi ad ogni tecnologia produttiva sono presi dalle singole analisi presentate in 2.3 e 2.4: poiché per ogni tipologia di impianto si è scelto di calcolare non un singolo parametro ma un range di possibili valori, nel successivo calcolo di Tabella 2.22 si considerano le grandezze medie (Tabella 2.21).
- il mix nazionale elettrico è composto da molteplici tecnologie, non tutte appartenenti al sistema produttivo italiano; per queste ultime, non analizzate nei precedenti paragrafi, si assume un fattore di emissione lordo da letteratura.
- essendo i fattori di Tabella 2.21 calcolati rispetto alla produzione elettrica lorda è necessario fare una conversione del fattore ad ogni passaggio della filiera esaminata: il fattore, espresso in $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$, viene riportato all'effettiva quantità di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ emessa per poi essere nuovamente riferito all'energia elettrica dello step successivo. Inevitabilmente vi è un aumento del fattore dovuto alla diminuzione dell'energia elettrica realmente disponibile in rete. Questo procedimento deriva dal fatto che si stia studiando il costo in termini emissivi di un kWh a livello dell'utenza. Le emissioni quantificate sono localizzate alla sorgente della filiera elettrica, per cui restano costanti lungo tutto il percorso di trasformazione; ciò che porta alla variazione emersa è la quantità residua di energia elettrica effettivamente utilizzabile, che fa sì che la $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ inizialmente prodotta sia associata ad una produzione elettrica decrescente.
- per quanto riguarda il mix elettrico estero, si adottano i coefficienti nazionali riferiti alla produzione al consumo; nel caso delle tecnologie non presenti nel parco produttivo italiano, si considerano i coefficienti ricavati dalla letteratura.
- la valutazione dei fattori per categorie che includono differenti tecnologie (FER, fossile e totale) deriva dalla ponderazione dei singoli fattori considerati rispetto all'energia elettrica del passaggio in analisi.

Tabella 2.21 Fattori medi di emissione specifici per ogni tecnologia.

<i>Tecnologia</i>	<i>Fattore di emissione medio lordo [gCO_{2,eq}/kWh]</i>	<i>Riferimento</i>
Bioenergie	903.465	sottosezione 2.4.1
Eolico	10.470	sottosezione 2.4.2
Fotovoltaico	49.901	sottosezione 2.4.3
Geotermico	6.636	sottosezione 2.4.4
Idroelettrico	9.694	sottosezione 2.4.5
Moto ondoso	22	letteratura [39]
Nucleare	66	letteratura [39]
Solare termico	10	letteratura [39]
Termoelettrico	534.266	sottosezione 2.3.3

Tabella 2.22 Calcolo del fattore medio di emissione in Italia, 2017.

<i>Fonti energetiche</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>		<i>Produzione elettrica al consumo</i>		<i>Export</i>	
	<i>[TWh]</i>	<i>[gCO_{2,eq}/kWh]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[gCO_{2,eq}/kWh]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[gCO_{2,eq}/kWh]</i>
Bioenergie	19.378	903.47	19.378	903.47	0.350	903.47
Eolico	17.742	10.47	17.565	10.58	0.317	10.58
Fotovoltaico	24.378	49.90	24.017	50.65	0.434	50.65
Geotermico	6.201	6.64	5.821	7.07	0.105	7.07
Idroelettrico	38.025	9.69	37.557	9.82	0.678	9.82
Moto ondoso	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
Nucleare	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
Solare termico	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
Termoelettrico	190.106	534.27	180.009	564.23	3.250	564.23
FER	105.724	182.74	104.339	185.16	1.884	185.16
Fossile	190.106	534.27	180.009	564.23	3.250	564.23
Nucleare	0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00

Totale	295.830	408.64	284.348	425.14	5.134	425.14
Fonti energetiche	Import		Mix elettrico nazionale		Mix elettrico nazionale all'utenza	
	[TWh]	[gCO _{2,eq} /kWh]	[TWh]	[gCO _{2,eq} /kWh]	[TWh]	[gCO _{2,eq} /kWh]
Bioenergie	2.266	903.47	21.191	907.86	19.957	964.00
Eolico	5.063	10.58	22.203	10.63	20.910	11.28
Fotovoltaico	1.327	50.65	24.790	50.90	23.346	54.05
Geotermico	0.007	7.07	5.696	7.10	5.364	7.54
Idroelettrico	4.778	9.82	41.455	9.86	39.041	10.47
Moto ondoso	0.008	22.00	0.008	22.11	0.007	23.47
Nucleare	11.925	66.00	11.867	66.32	11.176	70.42
Solare termico	0.082	10.00	0.082	10.05	0.077	10.67
Termoelettrico	17.439	564.23	193.257	566.98	182.003	602.04
FER	13.531	185.16	115.424	183.56	108.702	194.91
Fossile	17.439	564.23	193.257	566.98	182.003	602.04
Nucleare	11.925	66.00	11.867	66.32	11.176	70.42
Totale	42.895	299.40	320.548	410.38	301.880	435.76

2.6 Confronto con dati in letteratura

La valutazione delle emissioni caratteristiche di un parco produttivo nazionale e delle tipologie di impianto produttivo che lo compongono è soggetta ad un elevato grado di incertezza a causa di molteplici parametri non univocamente definibili. Le variabili che influiscono sul calcolo sono presenti in ogni fase dell'analisi LCA, dalla quantificazione dei coefficienti CED e GWP nella produzione di un determinato materiale da costruzione sino alla definizione dei fattori moltiplicativi relativi alle fasi di costruzione, manutenzione e smantellamento. Nello studio condotto finora si è cercato di proporre una metodologia pratica per affrontare questi problemi. Per quanto riguarda i coefficienti CED e GWP (Tabella 6.11) si è scelto di considerare, ove possibile, fattori medi europei: nella maggior parte dei casi i materiali hanno infatti la denominazione di provenienza RER, ossia valori medi europei dalla banca dati ECOINVENT. Relativamente al fattore moltiplicativo γ , introdotto in 2.2.1, si è già detto che la scelta porta alla definizione di range di variabilità poiché non è possibile darne una definizione univoca. A fronte di questa premessa si ritiene utile condurre un confronto dei risultati ottenuti nelle precedenti sezioni del capitolo (valori medi) con dati di letteratura, derivanti da altri studi. In Tabella 2.23 si presenta quindi un paragone tra i vari fattori di emissione relativi alle principali tecnologie produttive. La scelta delle analisi considerate si basa sulla ricerca di lavori che abbiano confini d'analisi simili, in modo da rendere costruttivo il confronto stesso. Si precisa che i valori ottenuti sono calcolati in relazione alla produzione elettrica lorda, per cui in un primo momento il contributo dell'energia destinata agli ausiliari viene trascurata. Questo aspetto rappresenta una differenza rispetto a quanto avviene normalmente negli studi di letteratura essendo le perdite ausiliarie un consumo attribuibile alla fase operativa della vita di un impianto. Tale precisazione serve a sottolineare il fatto che i fattori emissivi calcolati possano subire un incremento nel passaggio da $\text{kWh}_{\text{lordo}}$ a $\text{kWh}_{\text{netto}}$ (Tabella 2.22), ed essere a tratti più coerenti con la letteratura riportata.

I principali studi considerati sono:

1. dati forniti dal rapporto dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) del 2014 [40]. Nello studio condotto dall'IHA (International Hydropower Association) è interessante l'analisi riguardante impianti idroelettrici costruiti in differenti fasce climatiche che porta ad una distribuzione dei fattori di emissione dipendente dalla potenza specifica degli impianti stessi. L'andamento risultante mostra che al crescere del fattore di potenza superficiale (W/m^2) si ha una riduzione delle emissioni in $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$.
2. "Energy for a Sustainable World: From the Oil Age to a Sun-Powered Future" (Armaroli e Balzani, 2010) [39]. Il fattore relativo agli impianti di nucleari deriva dal lavoro di Sovacool del 2008 [41], mentre le analisi delle altre tecnologie hanno come riferimento lo studio condotto da Jacobson sempre nel 2008 [42].
3. lo studio di Sovacool [41] fornisce una dettagliata analisi su impianti nucleari che giunge alla definizione di un range di fattori di emissione associabili: l'intervallo è compreso tra 1.40 e 288.00 $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$, con valore medio di 66.00 $\text{gCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}$. Questo risultato viene anche adottato nel calcolo del sistema nazionale di 2.50. In aggiunta si riportano da altri studi i fattori emissivi di eolico, idroelettrico, solare termico, geotermico (da [43]), termoelettrico da carbone o gas naturale (da [44]) e fotovoltaico (da [45]).
4. l'analisi di Pehnt del 2004 [43] porta alla definizione dei coefficienti già richiamati nel riferimento precedente. I valori stimati sono riferiti al 2010: essendo all'epoca una previsione futura, si è scelto di tenere conto di un eventuale progresso tecnologico nelle fasi incluse nell'LCA.
5. il già citato lavoro di Jacobson [42] fornisce range di emissione delle principali tecnologie. Nel calcolo si considera anche la variazione degli intervalli in base alla stima di vita media degli impianti: eolico (20 anni), solare a concentrazione (40 anni), moto ondoso (15 anni), idroelettrico (50 – 100 anni).
6. un più recente lavoro (Scannapieco *et al.*, 2013) [46] riprende studi precedenti e valuta i fattori di carbone, nucleare, eolico, fotovoltaico ed idroelettrico.
7. l'ultima analisi considerata (Asdrubali *et al.*) [47] risale al 2014: dal confronto di molteplici studi per ogni tecnologia si cerca di definire un range di variabilità del fattore di emissione. Le tecnologie presenti sono il solare a concentrazione, l'eolico, il geotermico, l'idroelettrico ed il fotovoltaico.

Tabella 2.23 Confronto valori di emissione specifica da letteratura.

Tecnologie in esame	Valori calcolati	Riferimenti						
		1	2	3	4	5	6	7
		[gCO _{2,eq} /kWh]						
Bioenergie	903.46	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
Carbone	969.53	820	900	960 - 1050	[-]	[-]	1000	[-]
Eolico	10.47	[-]	10	[-]	[-]	4.2 – 11.1	26.5	6.2 – 46
Eolico offshore	[-]	12	[-]	9	8.9	[-]	[-]	[-]
Eolico onshore	[-]	11	[-]	10	10.2	[-]	[-]	[-]
Fotovoltaico	49.90	48	[-]	32	99	19 – 59	104	9.4 – 167
Geotermico	6.64	[-]	15 – 55	38	37.8	16.1 – 61	[-]	16.9 – 142
Gas naturale	431.64	490	360	443	[-]	[-]	[-]	[-]
Idroelettrico	9.69	18.5	17 – 22	10 – 13	10 – 13	17 – 22	18	2.2 – 74.8
Moto delle maree	[-]	[-]	14	[-]	[-]	14	[-]	[-]
Moto ondoso	[-]	[-]	22	[-]	[-]	21.7	[-]	[-]
Nucleare	[-]	12	66	66	[-]	66	12	[-]
Solare a concentrazione	[-]	[-]	10	13	13.4	8.5 – 11.3	[-]	14.2 – 203
Termoelettrico	534.27	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]

La raccolta di dati in Tabella 2.23 consente di fare un indicativo riscontro dei fattori di emissione ottenuti nelle sezioni 2.3 e 2.4. Mediando i valori riportati si può affermare che tutti rientrano nei range proposti, sebbene sia necessario fare alcune precisazioni.

- **Bioenergie:** come mostrato in Tabella 2.7, le biomasse adottate negli impianti a bioenergie sono un misto di biogas, biomasse solide e liquide. Questa varietà comporta un difficile confronto con dati in letteratura poiché il fattore emissivo è strettamente legato alla composizione specifica ed alla natura stessa della fonte energetica.
- **Termoelettrico:** per il settore fossile si può fare un discorso analogo a quanto detto per le bioenergie. I combustibili utilizzati per la produzione energetica variano non solo da Paese a Paese in base alla tipologia di impianti, ma anche a livello nazionale anno dopo anno. Per questo motivo, non è possibile fare un confronto con quanto riportato da altri autori. Ciò che però si può fare è l'analisi dei singoli combustibili: in Tabella 2.23 sono presenti dati riguardanti carbone e gas naturale. In entrambi i casi emerge che i fattori calcolati in 2.3 rispecchino quanto riportato, rientrando come media nei range proposti.
- **Eolico:** in Italia il settore eolico è rappresentato da impianti onshore quindi il fattore di 2.4.2 è confrontabile anche con la raccolta dedicata a questa tipologia di installazioni. L'evidenza dal confronto con gli altri dati è che l'emissione specifica di 10.47 gCO_{2,eq}/kWh rientri perfettamente nei range di variabilità.
- **Fotovoltaico:** le difficoltà incontrate nella definizione del fattore relativo al settore in 2.4.3 implicano che i risultati siano in particolar modo dipendenti dalle assunzioni fatte nell'analisi LCA. Le variabili influenti il risultato finale sono molteplici e ciò porta ad ampi intervalli di variazione del fattore. Tenuto conto di queste evidenze, è possibile comunque affermare che il risultato ottenuto sia in linea con quanto proposto negli studi presi in considerazione.
- **Geotermico:** tra le tecnologie analizzate è l'unica il cui fattore di emissione riferito alla produzione lorda sia fuori dai range riportati in letteratura. La spiegazione per tale incongruenza può derivare sia dall'esistenza di molteplici tecnologie impiantistiche esistenti nel settore (a fronte del singolo impianto considerato, a vapore secco) sia dal fatto che spesso avvengono rilasci di sostanze inquinanti dal terreno, in fase di costruzione o operazione, che non sono considerate in questa sede.
- **Idroelettrico:** in prima approssimazione il fattore di emissione del settore idroelettrico nazionale risulta essere sottostimato in particolare rispetto a quanto riportato dall'IHA [40], ossia che il fattore emissivo medio

mondiale sia pari a 18.5 gCO_{2,eq}/kWh. Analizzando però i vari casi studiati nelle analisi riportate e nel lavoro di Flury e Frischknecht (2012) [37] emerge un aspetto finora non tenuto in conto: la geografia del territorio ha una pesante influenza sulle opere di costruzione necessarie alla realizzazione degli impianti idroelettrici. Si evidenzia come il settore alpino sia caratterizzato da impianti con emissioni più basse della media a causa del naturale contributo a formare bacini di raccolta o dislivelli funzionali alla costruzione degli impianti. Questo aspetto porta ad ottenere in [37] valori di emissione del tutto compatibili con quanto in media ottenuto in 2.4.5.

3 Approfondimento sul settore fotovoltaico nazionale

3.1 Abstract

In Italia il settore fotovoltaico ha un ruolo di spicco tra le varie fonti di produzione rinnovabile, sia per diffusione maggiormente omogenea sul territorio nazionale, sia per facilità di applicazione. A differenza delle altre FER infatti il fotovoltaico può essere applicato senza eccessive limitazioni geografiche, essendo la radiazione solare più uniformemente distribuita rispetto a sorgenti come l'acqua o il vento. In questo Capitolo si intende quindi approfondire alcuni aspetti della tecnologia, nello specifico si propone un'analisi sui moduli adottati nello studio per descrivere il settore fotovoltaico (3.2) ed una visione più dettagliata sull'attuale capacità installata e produzione per regione (3.3). Grazie a ciò è possibile calcolare alcuni parametri caratterizzanti come l'evoluzione della produzione fotovoltaica media nazionale negli ultimi anni ed il suo potenziale teorico, fattori che tengono conto della variabilità della fonte dovuta alle condizioni climatiche. Gli articolati processi di produzione dei moduli FV rendono infine necessario studiare in termini di costi energetici ed emissivi quanto incida la produzione di questi su un investimento nel settore (3.4).

3.2 Tipologia moduli fotovoltaici

Le tipologie di moduli fotovoltaici installati nel parco produttivo nazionale sono state introdotte in 2.4.3, classificandole in tre categorie: moduli monocristallini, policristallini ed amorfi. La diffusione di ogni tipologia di modulo FV viene analizzata dal GSE [33], di cui si riporta in Figura 3.1 la grafica che riassume la composizione del parco fotovoltaico sia in Italia sia in ogni singola regione. La conoscenza della diffusione di ogni singola tecnologia è fondamentale poiché, a seconda dei moduli adottati, si hanno differenti caratteristiche fisiche e geometriche che incidono sulle dimensioni stesse degli impianti considerati. In base alla qualità dei moduli varia infatti il rapporto tra la potenza di picco e la superficie, ossia la potenza di picco teorica associabile al singolo m^2 installato: ciò influisce notevolmente nella fase di progettazione degli impianti.

L'analisi del settore fotovoltaico richiede la definizione delle suddette caratteristiche geometriche e fisiche relative alle tre categorie di moduli FV adottati, in modo da poter adottare una base di calcolo comune a tutti gli impianti. Tra le molteplici aziende del settore si sceglie di prendere come esempio i moduli della Sunerg Solar Srl [48], di cui si riportano le principali caratteristiche in Tabella 3.1. I dati di targa sono ottenuti in condizioni standard STC, ossia con irradianza pari a 1000 W/m^2 , temperatura del modulo di 25°C e massa d'aria pari a 1.5 ($AM=1.5$).

Tabella 3.1 Caratteristiche moduli fotovoltaici adottati.

Caratteristiche			Monocristallino	Policristallino	Amorfo
			XM460295I+35	XP60 235RIRT35M	Plate
Tensione circuito aperto	V_{oc}	[V]	39.12	37.8	[-]
Tensione a P_{max}	V_{mp}	[V]	32.85	31.8	[-]
Corrente di corto circuito	I_{sc}	[A]	9.53	7.43	[-]
Corrente a P_{max}	I_{mp}	[A]	9	7.02	[-]
Potenza di picco, tolleranza $\pm 3\%$	P_{max}	[W _p]	295	235	68
Efficienza modulo	η	[-]	0.1811	0.1443	0.0592
Superficie modulo	A	[m ²]	1.629	1.629	1.148
Numero celle	n°	[-]	60	60	11
Superficie cella	A_{cell}	[m ²]	0.025	0.024	0.085
Peso	P	[kg]	17.9	17.9	[-]
Potenza superficiale	P_{sp}	[W _p /m ²]	181.1	144.3	59.2

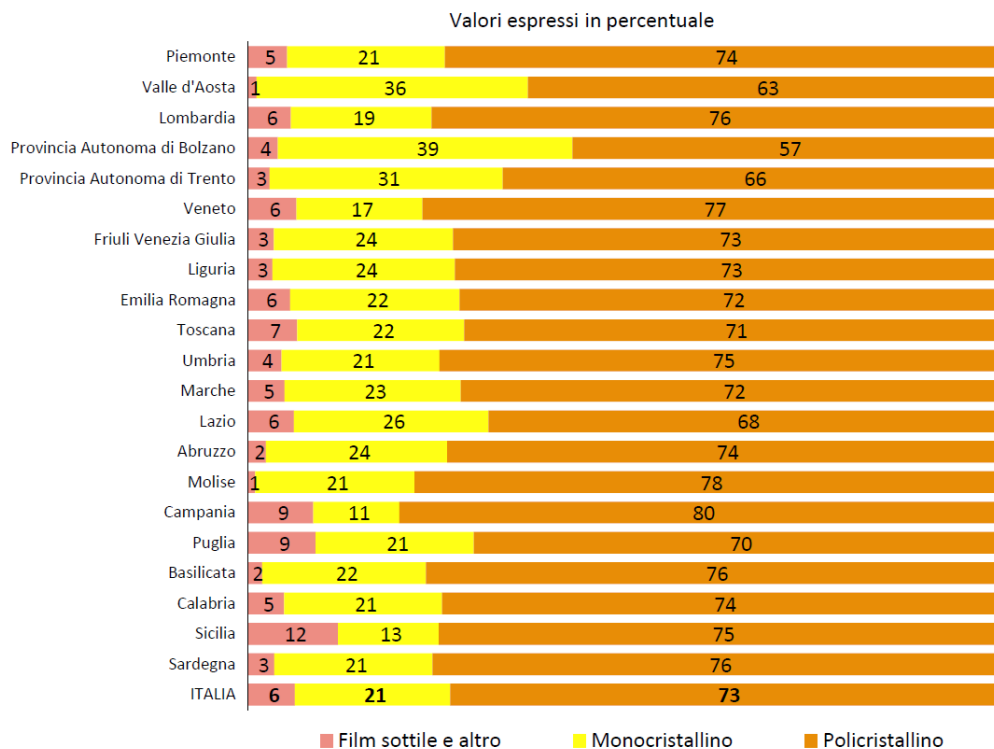


Figura 3.1 Composizione regionale e nazionale in termini di tipologia di modulo fotovoltaico, 2017 (modificata da [33]).

La definizione del rapporto di proporzionalità tra le tre tipologie di moduli presenti nel settore fotovoltaico italiano nel 2017 permette di calcolare a priori il fattore specifico riferito alla superficie necessaria per ottenere una potenza di picco pari ad 1 kW_p. Le stime reali, derivanti dall'analisi del parco nazionale, sono presentate in Tabella 3.3, mentre qui si propone il calcolo riferito ai tre moduli scelti come rappresentativi del settore (Tabella 3.1). Considerando i dati relativi alla potenza di picco ed alla superficie di ciascun modulo, si ottiene che il monocristallino necessita di una superficie pari a 5.52 m²/kW_p, il policristallino 6.93 m²/kW_p e l'amorfo 16.89 m²/kW_p. Come ci si può aspettare, il modulo monocristallino risulta essere il più performante dei tre. Utilizzando la proporzionalità di Figura 3.1 si valuta che a livello di media nazionale l'area specifica per ottenere 1 kW_p sia pari a 7.23 m²/kW_p.

3.3 Struttura del settore fotovoltaico nazionale

3.3.1 Diffusione degli impianti

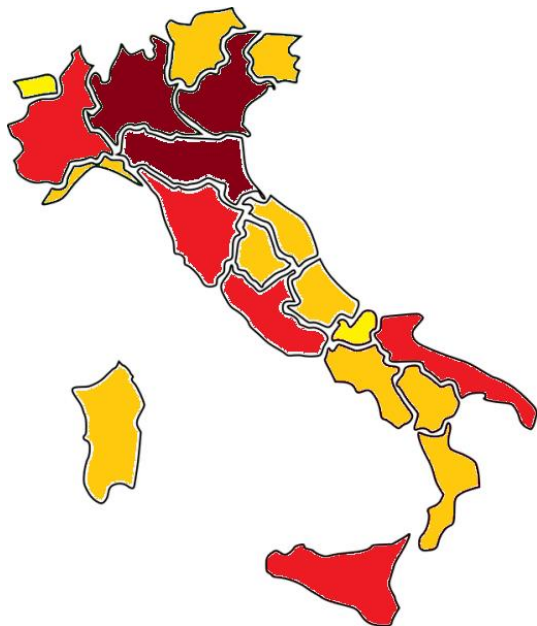
La tecnologia fotovoltaica, a differenza delle altre FER sfruttate in Italia, ha la possibilità di essere applicata in modo più omogeneo sul territorio nazionale. Dal confronto di Figura 1.21 tra i cinque settori produttivi rientranti nella categoria rinnovabile emerge già una discrepanza sulla distribuzione delle varie fonti. Per meglio comprendere l'utilizzo di impianti fotovoltaici sul territorio è però necessario analizzare il settore discretizzando maggiormente l'area studiata ed approfondendo la loro diffusione a livello regionale. In Tabella 3.2 si studia quindi la produzione FV delle regioni italiane, correlandola ai consumi regionali forniti da Terna [11]. Si può dire che ogni regione possieda una quota della capacità nazionale fotovoltaica, il cui peso varia in base a più parametri: in primis la morfologia del territorio, che deve essere adatto ad uno sfruttamento efficiente della radiazione solare, ma anche a seconda delle necessità energetiche e produttive tipiche della regione stessa. Ad esempio, prendendo in considerazione la Valle d'Aosta, la presenza del fotovoltaico è nettamente inferiore rispetto le altre regioni. Ciò è dovuto sia al territorio prevalentemente montuoso, che può costituire un ostacolo naturale al corretto irraggiamento dei moduli, sia al fatto che tecnologie come l'idroelettrico siano nettamente preferibili per via dei numerosi corsi d'acqua presenti e rendano non di primario interesse lo sviluppo di nuovi impianti FV. Le venti regioni italiane possono essere raggruppate in tre zone (Nord, Centro e Sud) dando la possibilità di fare un bilancio complessivo e comprendere meglio la reale distribuzione del settore. Se si confronta il numero di impianti, al Nord è presente circa il 50% di installazioni in più rispetto che al Centro ed al Sud, come già affermato in 1.3.2. Dal confronto della capacità installata, però, risulta una sostanziale uguaglianza tra le tre zone; simile è anche la produzione elettrica lorda. L'andamento di questi dati implica sia che al Sud prevalgano impianti di grande taglia rispetto a quelli domestici sia che non si debba tralasciare nell'analisi l'influenza della latitudine, che porta ad avere una maggior efficienza di produzione al Sud Italia. Da qui la dimostrazione che il numero effettivo di impianti installati non sia determinante alla comprensione della reale distribuzione sul suolo nazionale, ma che sia necessario basarsi anche sull'effettiva capacità installata e produzione elettrica. Queste, infatti, permettono di affermare che il settore sia bilanciato sulle tre zone in modo che la produzione sia equilibrata su tutto il territorio.

Tabella 3.2 Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici, 2017.

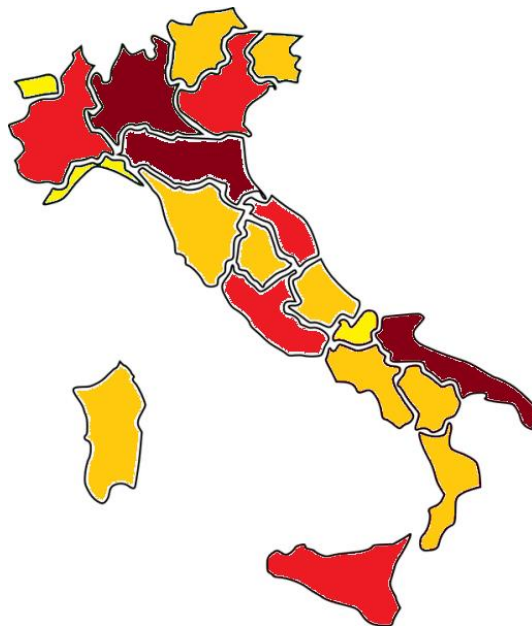
<i>Regioni italiane</i>	<i>N° impianti</i>	<i>Potenza installata</i>	<i>Produzione lorda</i>	<i>Prod. lorda FV/reg.</i>	<i>Produzione netta</i>
	<i>[-]</i>	<i>[MW]</i>	<i>[GWh]</i>	<i>[%]</i>	<i>[GWh]</i>
<i>NORD</i>	343565	6719.6	7317.2	6.00	7224
<i>Piemonte</i>	54204	1571.6	1811.7	6.08	1785.9
<i>Valle d'Aosta</i>	2244	23	26	0.91	25.8
<i>Lombardia</i>	116644	2227	2316.8	4.96	2291.1
<i>Trentino Alto Adige</i>	24079	421	453.8	4.81	449.3
<i>Veneto</i>	106211	1853	2032.2	12.37	2005.5
<i>Friuli Venezia Giulia</i>	32012	521	565.2	5.35	556.1
<i>Liguria</i>	8171	103	111.5	1.81	110.3
<i>CENTRO</i>	238181	6540	8199.3	10.73	8077.6
<i>Emilia Romagna</i>	79835	1983	2351.4	9.95	2319.5
<i>Toscana</i>	40870	791	956.5	5.41	945.3
<i>Umbria</i>	17636	471	585.1	23.49	576.8
<i>Marche</i>	26539	1071	1376.2	40.99	1356.9
<i>Lazio</i>	50296	1325	1755.4	8.29	1721.8
<i>Abruzzo</i>	19092	723	937.9	18.71	924.6
<i>Molise</i>	3913	176	236.8	7.69	232.7
<i>SUD</i>	192268	6422	8864.3	9.10	8715.2
<i>Campania</i>	30401	784	939.6	8.24	926.3
<i>Puglia</i>	46253	2632	3781	11.40	3711.4
<i>Basilicata</i>	7826	366	505	15.55	497.7
<i>Calabria</i>	23456	514	671.2	3.68	661.9
<i>Sicilia</i>	49796	1377	1958.8	10.83	1925.7
<i>Sardegna</i>	34536	749	1008.7	7.58	992.2
ITALIA	774014	19681.6	24380.8	8.24	24016.8

A supporto di quanto affermato finora, si riporta in Figura 3.2 la rappresentazione grafica delle quote percentuali per ogni regione d'Italia; ogni tonalità indica un diverso intervallo, calcolato come tasso regionale rispetto al totale nazionale. Le grandezze salienti del settore fotovoltaico nazionale nel 2017 che vengono mostrate sono il numero di impianti, la potenza installata e la produzione lorda. I dati specifici sono riportati in Appendice (sezione 6.5). Anche da questo punto di vista vi è l'evidenza di quanto descritto sopra, in particolare la parziale indipendenza tra numero di installazioni e produzione.

a) Quote percentuali regionali 2017 – n° di impianti



b) Quote percentuali regionali 2017 – potenza installata



c) Quote percentuali regionali 2017 – produzione lorda

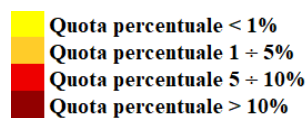
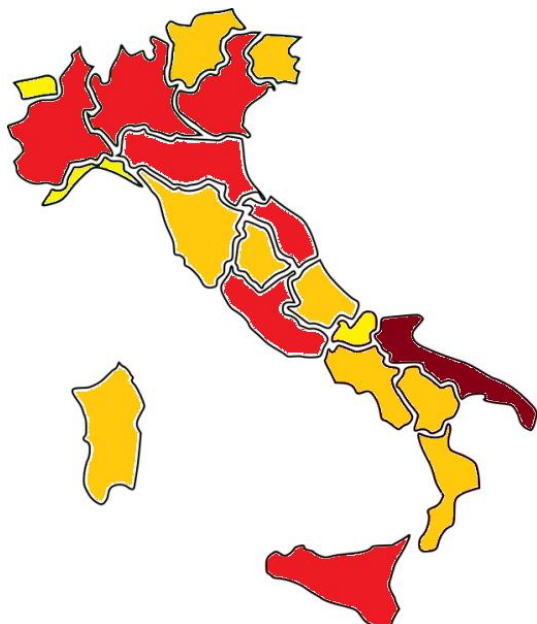


Figura 3.2 Quote percentuali per regione, settore fotovoltaico, 2017.

3.3.2 Calcolo del fattore di produzione medio nazionale

L'analisi delle prestazioni del settore fotovoltaico consente di ricavare alcuni parametri caratterizzanti l'evoluzione tecnologica dei moduli negli anni. In particolare, l'intento è calcolare il quantitativo di energia prodotto da 1 m² di modulo FV installato in Italia, definito *specific yield*. La procedura di calcolo si rifà a quanto riportato da Raugé *et al.* [49], sebbene vi siano alcune differenti ipotesi di base. Il caso studio analizzato si basa sulla struttura del settore fotovoltaico italiano nel periodo 2006 – 2017. Per ogni anno si considera la potenza installata totale, ossia la capacità produttiva del settore alla fine dell'anno di riferimento, e la produzione lorda riferita allo stesso anno secondo Terna [11]. Da queste, si ottiene il numero di ore equivalenti di funzionamento per ogni anno: il dato indica il numero di ore in cui gli impianti lavorano in condizioni standard (temperatura di 25°C ed irradianza solare di 1000 W/m²) per produrre l'energia lorda riportata. I valori calcolati sono soggetti a grande variabilità poiché non sono solo influenzati dalle condizioni climatiche italiane dell'anno studiato ma anche dal fattore temporale di installazione dei nuovi impianti. Infatti, se si ha un incremento della potenza installata nei primi mesi dell'anno la produzione totale trarrà beneficio per i restanti mesi di tutto il potenziale produttivo, diversamente si può avere a fine anno un aumento della potenza installata senza che abbia potuto contribuire alla produzione annuale (poiché impianti costruiti a fine anno). La metodologia di calcolo della superficie di moduli costituenti il settore si fonda sulla definizione dell'efficienza di conversione dei pannelli FV, ossia la capacità di convertire l'energia della radiazione solare incidente in energia elettrica. Per ogni anno si integra l'efficienza totale con l'efficienza aggiornata dei nuovi moduli installati, considerando una composizione media del settore pari a 22.3% monocristallino e 77.7% policristallino (semplificazione rispetto a quanto detto in 3.2). L'evoluzione dell'efficienza delle due tipologie di modulo FV viene estrapolata dal rapporto dell'IHS Markit [50], in cui si descrive l'efficienza media dei moduli cristallini negli anni (Figura 3.3).

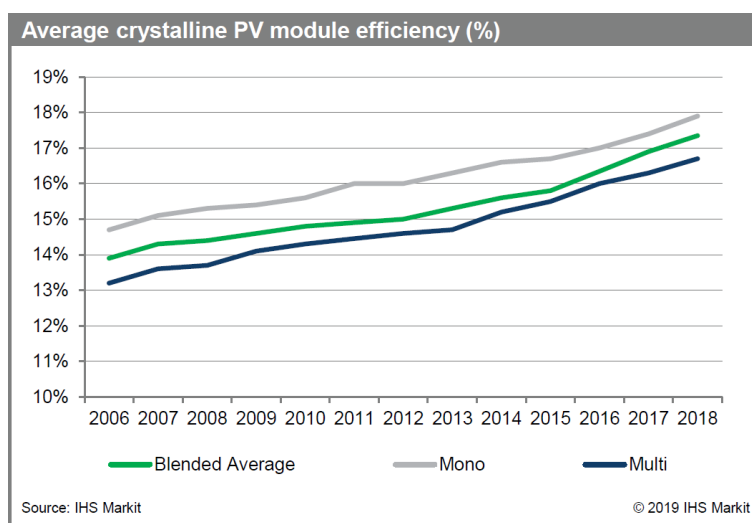


Figura 3.3 Evoluzione efficienza media moduli cristallini (modificata da IHS Markit [50]).

In Tabella 3.3 è presentato il calcolo complessivo dell'analisi. I risultati ottenuti mostrano in media la crescita della capacità di conversione energetica del parco produttivo nel periodo studiato. La variabilità di cui sopra risulta evidente anche in Figura 3.4 dove si riporta l'andamento dello *specific yield*: se l'andamento medio (linea di tendenza) mostra la crescita del fattore, i singoli dati fanno emergere gli effetti di variazione dovuti alle condizioni climatiche, al periodo di entrata in esercizio degli impianti, alla posizione geografica di costruzione ed alle prestazioni dei moduli.

Un ulteriore parametro caratteristico calcolato in Tabella 3.3 è la superficie media di moduli necessaria ad ottenere una potenza pari ad 1 kW_p: il dato, influenzato dall'evoluzione tecnologica del fotovoltaico, verrà adottato nello studio in sezione 3.5. Già in prima analisi si può notare come sia in linea con quanto calcolato in 3.2 relativamente ai moduli proposti.

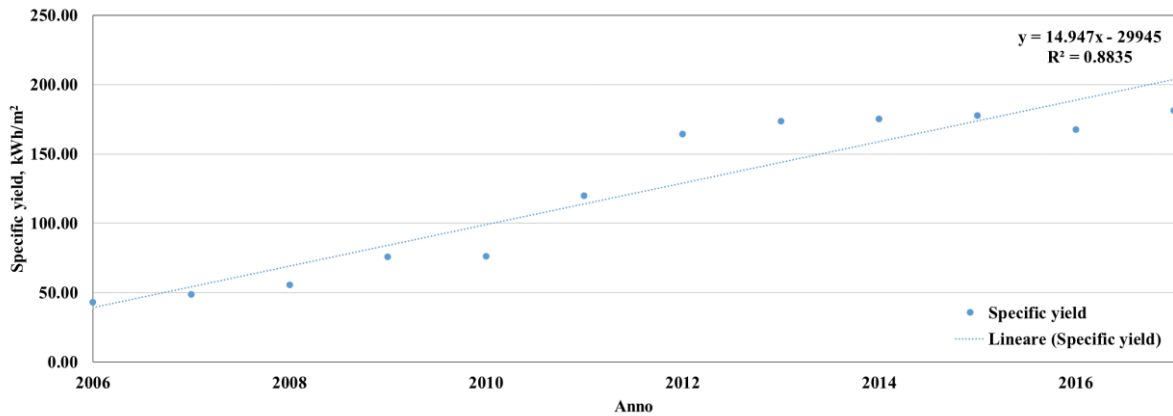


Figura 3.4 Andamento del fattore *specific yield* a livello nazionale, 2006 – 2017.

In alternativa a quanto svolto finora è possibile analizzare il parco fotovoltaico nazionale seguendo una seconda metodologia d'analisi, che porta ad escludere la variabilità della produzione dovuta al periodo di entrata in esercizio degli impianti. Restringendo l'intervallo temporale analizzato per via della disponibilità di dati, si considera quanto riportato dal GSE [33]. Per ogni anno vengono fornite le ore equivalenti di funzionamento riferite alla potenza installata entro il 31/12 dell'anno precedente: in questo modo si ha la certezza che ogni impianto possa lavorare per tutto l'anno, fornendo un contributo energetico completo. In Tabella 3.3 viene effettuato il calcolo dello *specific yield* di questo secondo caso. La procedura di calcolo è la medesima del primo caso, eccetto la valutazione iniziale: se prima si valutavano le ore equivalenti partendo dalla potenza e dall'energia prodotta, ora si definisce la produzione elettrica lorda in base ai dati relativi a capacità installata ed ore di funzionamento. Dall'analisi dei risultati in Figura 3.5 ottenuti emerge una minor crescita media del fattore rispetto al primo caso; inoltre, eliminando la variabile temporale della costruzione, si ha un risultato influenzato solo dalle condizioni climatiche, geografiche e dalle performance del parco.

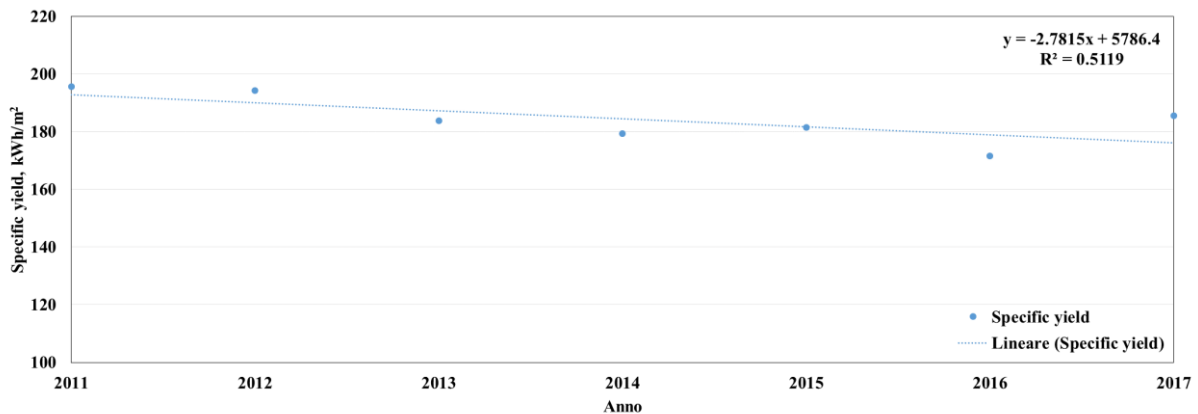


Figura 3.5 Andamento del fattore *specific yield* nazionale, 2011 – 2017.

Tabella 3.3 Valutazione *specific yield* nazionale.

CASO 1													
<i>Anno</i>		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Capacità installata cumulata</i>	<i>[MW_p]</i>	7.2	110.4	483.5	1263.7	3591.7	13131.1	16785.1	18185.5	18594.4	18900.8	19283.2	19682.3
<i>Produzione elettrica lorda annuale</i>	<i>[GWh]</i>	2.3	38.9	193.0	676.5	1905.7	10795.7	18861.7	21588.6	22306.4	22942.2	22104.3	24377.7
<i>Ore equivalenti</i>	<i>[h]</i>	319	353	399	535	531	822	1124	1187	1200	1214	1146	1239
<i>Efficienza nuovi moduli monocristallini</i>	<i>[%]</i>	14.7	15.1	15.3	15.4	15.6	16	16	16.3	16.6	16.7	17.0	17.3
<i>Efficienza nuovi moduli policristallini</i>	<i>[%]</i>	13.2	13.6	13.7	14.1	14.3	14.4	14.5	14.6	15.2	15.5	16.0	16.3
<i>Efficienza media annuale nuovi moduli</i>	<i>[%]</i>	13.5	13.9	14.1	14.4	14.6	14.8	14.8	15.0	15.5	15.8	16.2	16.5
<i>Efficienza media settore</i>	<i>[%]</i>	13.5	13.9	14.0	14.3	14.5	14.7	14.7	14.7	14.8	14.8	14.8	14.8
<i>Area totale moduli</i>	<i>[m²]</i>	5.3E+04	8.0E+05	3.5E+06	8.9E+06	2.5E+07	9.0E+07	1.1E+08	1.2E+08	1.3E+08	1.3E+08	1.3E+08	1.3E+08
<i>Area specifica</i>	<i>[m²/kW_p]</i>	7.39	7.20	7.15	7.07	6.97	6.85	6.84	6.84	6.84	6.84	6.83	6.83
<i>Specific yield</i>	<i>[kWh/m²]</i>	43.23	48.98	55.84	75.75	76.17	119.95	164.24	175.62	175.48	177.58	167.74	181.29
CASO 2													
<i>Anno</i>		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017					
<i>Capacità installata cumulata</i>	<i>[MW_p]</i>	3591.7	13131.1	16785.1	18185.5	18594.4	18900.8	19283.2					
<i>Produzione elettrica lorda annuale</i>	<i>[GWh]</i>	4762.6	17241.1	20830.3	22022.6	22778.1	21887.1	24142.5					
<i>Ore equivalenti</i>	<i>[h]</i>	1326	1313	1241	1211	1225	1158	1252					
<i>Efficienza nuovi moduli monocristallini</i>	<i>[%]</i>	16	16	16.3	16.6	16.7	17.0	17.3					
<i>Efficienza nuovi moduli policristallini</i>	<i>[%]</i>	14.4	14.5	14.6	15.2	15.5	16.0	16.3					
<i>Efficienza media annuale nuovi moduli</i>	<i>[%]</i>	14.8	14.8	15.0	15.5	15.8	16.2	16.5					
<i>Efficienza media settore</i>	<i>[%]</i>	14.8	14.8	14.8	14.9	14.9	14.9	15.0					
<i>Area totale moduli</i>	<i>[m²]</i>	2.4E+07	8.9E+07	1.1E+08	1.2E+08	1.3E+08	1.3E+08	1.3E+08					
<i>Specific yield</i>	<i>[kWh/m²]</i>	195.684	194.303	183.787	179.429	181.531	171.625	185.594					

3.3.3 Analisi della variabilità della fonte solare

Uno dei principali problemi legati alla tecnologia fotovoltaica riguarda l'instabilità della fonte energetica, la radiazione solare. Una prima variabilità è data dall'alternanza del ciclo giorno/notte, che riduce le ore di funzionamento a meno delle 24 ore giornaliere. In concomitanza a ciò si ha l'influenza della latitudine del luogo di installazione che incide, insieme alle stagioni, alla variazione annuale dell'irradianza solare sulla superficie terrestre. Un ultimo aspetto, non calcolabile in modo preciso come i precedenti ma comunque stimabile, è la variabilità dell'irraggiamento dovuta alle condizioni climatiche. L'analisi delle ore di funzionamento degli impianti fotovoltaici dipende quindi principalmente da questi parametri. In aggiunta è però necessario considerare che per definizione le ore equivalenti siano calcolate come lasso di tempo in cui un modulo FV in condizioni standard (irradianza=1000 W/m², T=25°C, AM= 1.5) e di una prestabilita potenza possa produrre un determinato quantitativo di energia elettrica. Ciò comporta che anche i parametri caratteristici dei pannelli fotovoltaici influiscano sulla quantificazione delle ore: due impianti con differenti prestazioni, installati nello stesso luogo, avranno due diverse ore di funzionamento annuali. A fronte di quanto detto si procede con la valutazione delle ore di funzionamento medie degli impianti nazionali, basandosi sui dati forniti dal GSE [33]. I set di dati riportati sono due: il primo si riferisce alla potenza installata in Italia entro il 31/12/2010, il secondo a quella installata entro la fine dell'anno precedente all'analisi. Il calcolo completo, riportato in Appendice (6.5.2), consiste nella valutazione della variazione percentuale delle ore di funzionamento regionali di entrambi i set. Una volta ottenuto uno scostamento percentuale per le due casistiche, si passa al determinare un possibile range di variazione delle ore per ogni regione d'Italia, presentato nella seguente Tabella 3.4. I dati di partenza sono le ore medie regionali calcolate nel secondo caso (Tabella 6.22): su queste si calcola la variazione massima e minima, applicando, regione per regione, la massima variabilità tra quelle precedentemente calcolate nei due casi. Si cerca quindi di adottare un approccio conservativo che porti alla definizione di un ampio intervallo di funzionamento. Gli estremi di variazione vengono infine validati solo se effettivamente "esterni" al range di variazione inizialmente calcolato nel secondo caso. Dei risultati ottenuti si mostra in forma grafica in Figura 3.6 la distribuzione regionale per fasce delle ore medie di funzionamento. Come ci si può aspettare, il valore medio delle ore regionali aumenta al diminuire della latitudine, ossia passando dal Nord al Sud Italia: la produzione elettrica è infatti direttamente proporzionale alla radiazione incidente, crescente verso la latitudine 0° all'Equatore per via della migliore inclinazione della superficie terrestre rispetto alla posizione del Sole (90°).

Tabella 3.4 Valutazione delle ore equivalenti per il settore fotovoltaico nazionale.

	<i>Valore medio</i>	<i>Valore minimo</i>	<i>Valore massimo</i>	<i>Variazione – caso 1</i>	<i>Variazione – caso 2</i>	<i>Variazione adottata</i>	<i>Valore minimo finale</i>	<i>Valore massimo finale</i>
	[h]	[h]	[h]	[%]	[%]	[%]	[h]	[h]
Piemonte	1144	1093	1196	5,00	5,00	5,00	1086	1201
Valle d'Aosta	1154	1112	1243	7,00	8,00	8,00	1061	1247
Lombardia	1051	1004	1150	9,00	10,00	10,00	946	1157
Trentino Alto Adige	1074	1005	1160	8,00	9,00	9,00	977	1171
Veneto	1122	1054	1230	9,00	10,00	10,00	1009	1235
Friuli Venezia Giulia	1111	1024	1213	11,00	10,00	11,00	989	1234
Liguria	1111	1051	1233	12,00	12,00	12,00	977	1244
Emilia Romagna	1185	1094	1300	7,00	10,00	10,00	1066	1304
Toscana	1212	1133	1323	10,00	10,00	10,00	1090	1333
Umbria	1224	1121	1320	10,00	9,00	10,00	1101	1347
Marche	1236	1157	1309	6,00	7,00	7,00	1149	1323
Lazio	1368	1224	1550	7,00	14,00	14,00	1176	1560
Abruzzo	1280	1179	1362	8,00	8,00	8,00	1177	1383
Molise	1316	1193	1371	6,00	10,00	10,00	1184	1449
Campania	1229	1121	1319	7,00	9,00	9,00	1118	1341
Puglia	1434	1327	1502	8,00	8,00	8,00	1319	1549
Basilicata	1365	1232	1433	11,00	10,00	11,00	1215	1516
Calabria	1325	1255	1375	7,00	6,00	7,00	1231	1418
Sicilia	1439	1316	1523	11,00	9,00	11,00	1280	1597
Sardegna	1346	1260	1446	7,00	8,00	8,00	1238	1454

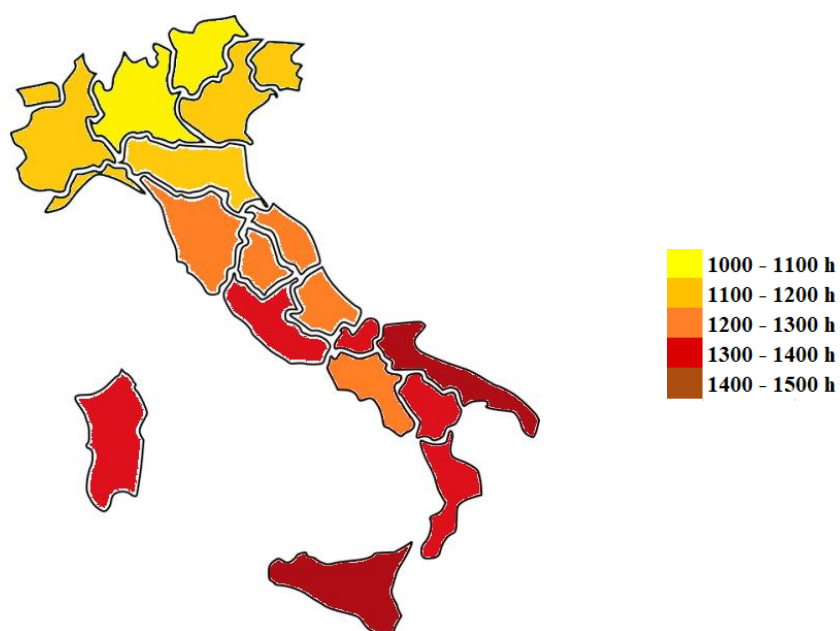


Figura 3.6 Ore medie di funzionamento per regione.

Le ore di funzionamento risultanti possono infine essere confrontate con quanto riportato in letteratura. Ad esempio, considerando l'analisi di Sùri *et Al.* [51], si analizzano moduli installati in Italia ed orientati seguendo tre angolazioni: orizzontale, verticale ed angolo ottimo. I risultati ottenuti sono intervalli di variazione della produzione media, su scala nazionale, di un impianto di capacità pari a 1 kW_p: rispettivamente i range sono di circa 920 - 1300 kWh/kW_p, 700 - 900 kWh/kW_p e 1050 - 1470 kWh/kW_p. Altro tipo di analisi è quella condotta da Alexis *et Al.* [52], in cui si suddivide il territorio nazionale in sei zone (Nord, Centro – Nord, Centro – Sud, Sud, Sardegna e Sicilia) e tramite i dati forniti dal GSE si calcolano i fattori di capacità relativi al fotovoltaico. I risultati, se convertiti in ore di funzionamento, risultano coerenti con quanto ricavato in Tabella 3.4. Rispettivamente alle zone appena elencate, si hanno fattori percentuali pari a 12.1%, 13.3%, 14.1%, 15.6%, 14.5%, 15.9%.

3.4 Produzione di moduli fotovoltaici: energia richiesta e relative emissioni

L'analisi del ciclo di vita di un impianto fotovoltaico è caratterizzata da una fase di difficile interpretazione in termini di energia richiesta ed emissioni di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$: si tratta della costruzione dei moduli fotovoltaici, come già accennato in 2.4.3. La difficoltà consiste nel non poter individuare un valore univoco di CED e GWP riferiti all'unità funzionale di 1 m^2 o di 1 W_p : ciò è dovuto a molteplici fattori che, però, possono essere ricondotti a due cause principali. La prima riguarda le caratteristiche tecniche dei moduli, in particolare l'efficienza: la continua ricerca nel campo della conversione fotoelettrica ha permesso di migliorare i parametri produttivi ottenendo un'efficienza di conversione migliore e, di conseguenza, un maggior rapporto tra potenza di picco e superficie del pannello. Questo incide sull'energia richiesta per produrre un'unità superficiale di modulo poiché implica una minor spesa energetica per ottenere un'uguale potenza. Da questo punto di vista, quindi, è molto influente l'anno di costruzione del modulo FV: ad esempio, nel caso nazionale analizzato in 2.4.3 si è scelto di considerare il 2011 come anno di riferimento. La motivazione è che in quell'anno in Italia vi è stata la maggior crescita di potenza, ossia il maggior numero di pannelli installati, passando dai quasi 3600 MW del 2010 a più di 13000 MW a fine 2011. La seconda causa della variabilità nei dati in letteratura è dovuta al sistema di generazione dei Paesi produttori, ossia sia all'efficienza di conversione caratterizzante il parco produttivo elettrico, sia alla composizione tecnologica del parco stesso. In altre parole, la fase di produzione del modulo fotovoltaico richiede più o meno determinati quantitativi di energia elettrica e termica: ogni Paese produttore però ha una propria efficienza di conversione da MJ_p a kWh_{el} , dipendente sia dalla maturità del sistema produttivo sia dalla sua composizione in termini di risorse (termoelettrico, rinnovabile, nucleare). Il fattore che riassume questo passaggio è il coefficiente di conversione, già analizzato in 1.6. Lo Stato di riferimento diviene dunque un secondo fattore fondamentale per una corretta interpretazione dell'energia necessaria alla produzione dei moduli FV.

L'analisi proposta si basa su studi riferiti ad un periodo che va dal 2000 al 2013, con impianti installati principalmente in Cina ed Unione Europea. In Tabella 3.5 si riportano le varie fonti adottate e, per ognuna di esse, la tipologia di pannello e di impianto studiato, informazioni necessarie poiché si intende inizialmente distinguere tra impianti di piccola e grande taglia; inoltre, è importante ricavare un andamento specifico per le tre tipologie di moduli adottate, essendo queste di base caratterizzate da processi produttivi differenti con conseguenti richieste energetiche diverse. Il confronto tra i dati forniti dai precedenti studi viene basato sulla conversione dell'energia richiesta nei processi produttivi (fornita in $\text{MJ}_{\text{primari}}$) in termini di kWh_{el} necessari alla produzione di un'unità di modulo FV, espressa in m^2 o W_p . Questa conversione è necessaria per permettere un confronto in termini di energia elettrica effettiva, escludendo la variabilità dovuta all'efficienza di conversione da energia primaria ad elettrica caratteristica per ogni Stato considerato. Per l'Italia si adotta l'efficienza di conversione fornita dall'ARERA (sottosezione 1.6.3.2) pari a 0.47, mentre per gli altri Stati i valori sono forniti direttamente dai testi analizzati. I valori di energia richiesta che si ottengono vengono riportati sia in termini di kWh sia di MJ_p , sempre riferiti alla fase di produzione del modulo fotovoltaico, escludendo quindi i sistemi ausiliari associati.

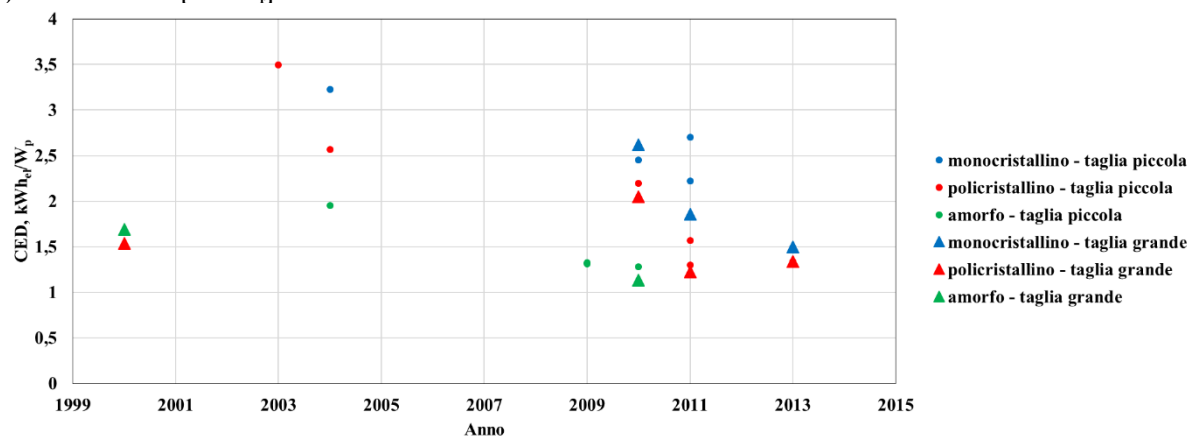
I valori presentati in Tabella 3.5 sono riportati anche in Figura 3.7, dove la CED ricavata da ogni testo è messa in relazione con l'anno di costruzione del modulo. Le sei curve che si ottengono rappresentano le tre tipologie di pannelli analizzate (monocristallino, policristallino, amorfo) in relazione alle dimensioni degli impianti in cui sono installate (impianti di piccola o grande taglia). Al fine di identificare dei valori medi utili al calcolo delle emissioni specifiche di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$, in Figura 3.8 gli stessi dati sono raggruppati in tre serie, diversificate solo per tipo di modulo; con l'ausilio di una curva di tendenza lineare si ricava un valore medio per ogni tecnologia (Tabella 3.6). Dall'andamento delle linee di tendenza si può concludere che l'energia CED diminuisca passando dal 2000 al 2013, rispecchiando quanto ci si aspetterebbe considerando l'evoluzione tecnologica dei moduli fotovoltaici.

La determinazione dei fattori di emissione specifici per i moduli considerati si basa su quanto affermato in [53], dove si fornisce un'analisi relativa al 2011 di impianti in Europa e Cina. Partendo da quei dati, si estrapolano i valori relativi a CED e GWP per moduli costruiti in Europa e li si adeguano proporzionalmente con quanto ricavato dall'analisi in Figura 3.8; i risultati conclusivi sono presentati in Tabella 3.6.

Tabella 3.5 Dati di letteratura relativi alla richiesta energetica di un modulo fotovoltaico.

Riferimento	Anno analisi	Stato	Modulo	Impianto	Potenza specifica [W _p /m ²]	Efficienza [%]	Vita [anno]	E _{modulo} [kWh _{el} /W _p]	E _{modulo} [kWh _{el} /m ²]	E _{modulo} [MJ _{el} /W _p]	E _{modulo} [MJ _{el} /m ²]
[54]	2013	Cina	policristallino	taglia grande	160	15 - 16	25	1.339	214.240	10.256	1640.987
[54]	2013	Cina	policristallino	taglia piccola	160	15 - 16	25	1.339	214.240	10.256	1640.987
[54]	2013	Cina	monoeristallino	taglia grande	170	16 - 18	25	1.499	254.830	11.482	1951.889
[54]	2013	Cina	monoeristallino	taglia piccola	170	16 - 18	25	1.493	253.810	11.436	1944.077
[55]	2010	UE	monoeristallino	taglia grande	159	15.9	30	2.620	417.778	20.067	3200
[55]	2010	UE	policristallino	taglia grande	140	14	30	2.048	287.222	15.689	2200
[55]	2010	UE	amorfo	taglia grande	80	8	30	1.136	91.389	8.704	700
[55]	2010	UE	monoeristallino	taglia piccola	160	16	25	2.454	391.667	18.794	3000
[55]	2010	UE	policristallino	taglia piccola	143	14.3	25	2.193	313.333	16.800	2400
[55]	2010	UE	amorfo	taglia piccola	82	8.2	25	1.279	104.444	9.800	800
[56]	2011/2015	UE	monoeristallino	taglia grande	170	17	[-]	1.859	316.087	14.242	2421.089
[56]	2011/2015	UE	policristallino	taglia grande	160	16	[-]	1.224	195.880	9.377	1500.357
[35]	2000	Cina	policristallino	taglia grande	128	12.8	30	1.539	196.917	11.790	1508.302
[35]	2000	Cina	amorfo	taglia grande	69	6.9	30	1.690	115.800	12.944	886.976
[57]	2004	UE	monoeristallino	taglia piccola	140	14	30	3.230	452.200	24.740	3463.660
[57]	2004	UE	policristallino	taglia piccola	132	13.2	30	2.570	339.240	19.685	2598.434
[57]	2004	UE	ribbon	taglia piccola	115	11.5	30	1.950	224.250	14.936	1717.660
[58]	2003	Germania	policristallino	taglia piccola	145	14.5	[-]	3.494	506.441	26.766	3879.124
[53]	2011	UE	monoeristallino	taglia piccola	148	14.8	30	2.219	328.596	16.999	2516.909
[53]	2011	UE	monoeristallino	taglia piccola	148	14.8	30	2.702	400.000	20.694	3063.830
[53]	2011	UE	policristallino	taglia piccola	141	14.1	30	1.298	183.158	9.944	1402.912
[53]	2011	UE	policristallino	taglia piccola	141	14.1	30	1.570	221.404	12.027	1695.857
[53]	2009	UE	amorfo	taglia piccola	70	7	30	1.325	92.982	10.146	712.206
[53]	2009	UE	amorfo	taglia piccola	70	7	30	1.316	92.105	10.078	705.487

a) CED fotovoltaico [kWh/W_p]



b) CED fotovoltaico [kWh/m^2]

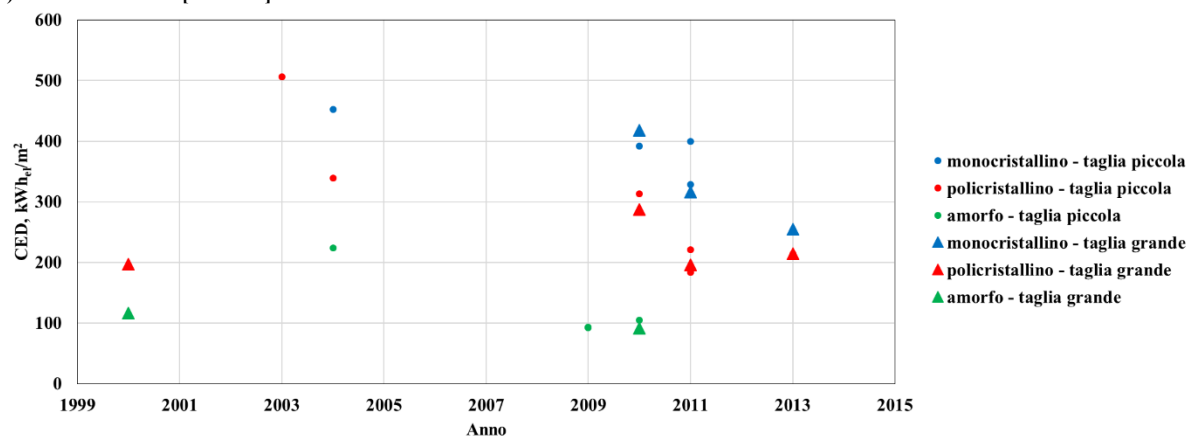
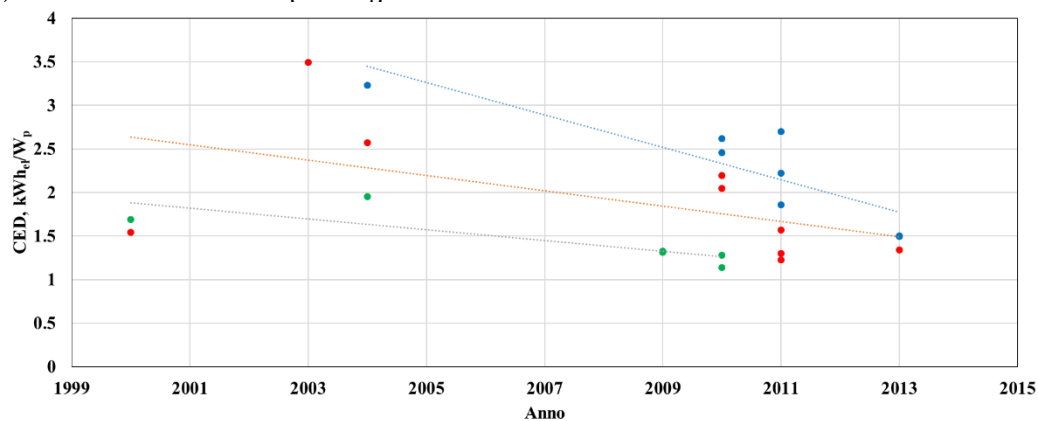


Figura 3.7 Rappresentazione dati di letteratura su CED fotovoltaico (a, b).

c) Andamento CED fotovoltaico [kWh/W_p]



d) Andamento CED fotovoltaico [kWh/m^2]

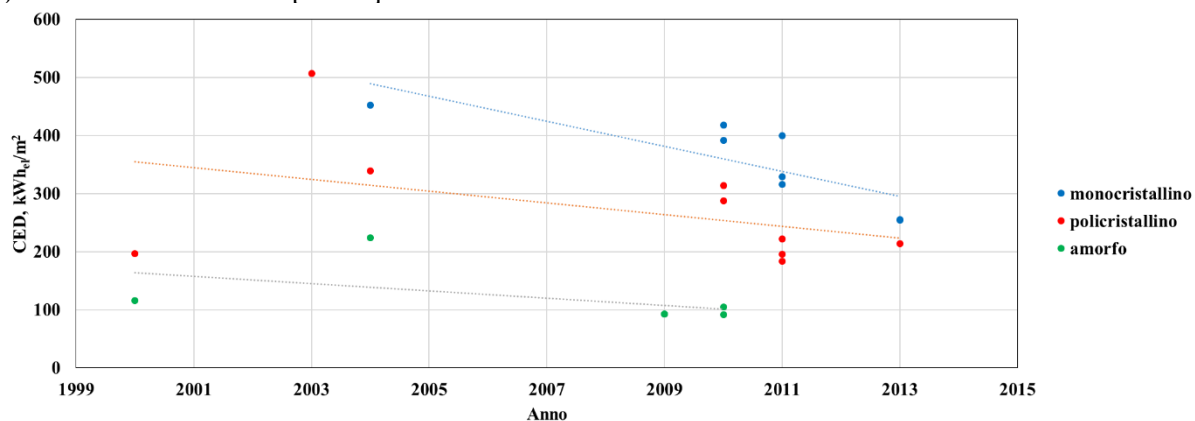


Figura 3.8 Andamento CED fotovoltaico per le tre principali tecnologie di pannello (c, d).

Tabella 3.6 Valori CED e GWP finali, 2011.

Tecnologia modulo fotovoltaico	Valori CED e GWP da [53]		Valori CED e GWP ricavati	
	CED	GWP	CED	GWP
	$[\text{kWh}_e/\text{kW}_p]$	$[\text{kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kW}_p]$	$[\text{kWh}_e/\text{kW}_p]$	$[\text{kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kW}_p]$
Monocristallino	2219.3	1220	2220	1220
Policristallino	1298.2	757	1700	991
Amorfo	1324.6	827	800	499

3.5 Potenziale teorico del fotovoltaico

Le possibilità di crescita del settore fotovoltaico sono particolarmente ampie, sebbene l'utilizzo su larga scala necessiti lo sviluppo di tecnologie di accumulo energetico affidabili e performanti. In linea teorica, con le dovute assunzioni iniziali, è possibile quantificare quale sia il potenziale di tale tecnologia produttiva valutandone l'applicazione in un'ottica di totale copertura del carico elettrico nazionale. Questo tipo di studio si riferisce a lavori precedenti ([39], [51]) da cui risulta che la richiesta elettrica italiana potrebbe essere sostenuta dal solo settore FV coprendo lo 0.8% della superficie italiana con moduli fotovoltaici.

La valutazione è riferita al 2017 e si basa sui dati raccolti nelle sezioni 6.4 e 6.5, in cui si riportano i consumi regionali e le caratteristiche di funzionamento del settore fotovoltaico attuale. Supponendo di non considerare gli aspetti della variabilità della fonte (giorno/notte, condizioni climatiche sfavorevoli) e di conseguenza non tenendo conto di un ampio sistema di accumulo energetico su scala nazionale, si stima la superficie necessaria a coprire la richiesta elettrica italiana del 2017, pari a 320.55 TWh. Per far ciò si calcola prima la potenza netta da aggiungere a quella attualmente prodotta dagli impianti esistenti e successivamente la si integra con le perdite dei sistemi ausiliari attuali, ottenendo la produzione lorda necessaria (Tabella 3.7).

Tabella 3.7 Calcolo della produzione regionale necessaria alla copertura del carico totale, 2017.

<i>Regioni</i>	<i>E_{richiesta_2017}</i>	<i>P_{lorda_FV,2017}</i>	<i>E_{netta_FV,2017}</i>	<i>E_{netta_complementare}</i>	<i>E_{aux/E_{lorda}}</i>	<i>E_{lorda_complementare}</i>
	[GWh]	[MW]	[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]
Piemonte	25912.7	1571.6	1785.9	24126.8	1.42	24475.3
Valle d'Aosta	1123.4	23.0	25.8	1097.6	0.77	1106.1
Lombardia	68794.9	2227.0	2291.1	66503.8	1.11	67249.8
Trentino Alto Adige	6731.3	421.0	449.3	6282.0	0.99	6344.9
Veneto	31733.3	1853.0	2005.5	29727.8	1.31	30123.6
Friuli Venezia Giulia	10440.8	521.0	556.1	9884.7	1.61	10046.5
Liguria	6313.7	103.0	110.3	6203.4	1.08	6270.9
Emilia Romagna	29594.9	1983.0	2319.5	27275.4	1.36	27650.5
Toscana	20693.6	791.0	945.3	19748.3	1.17	19982.3
Umbria	5502.5	471.0	576.8	4925.7	1.42	4996.6
Marche	7457.8	1071.0	1356.9	6100.9	1.40	6187.7
Lazio	23462.4	1325.0	1721.8	21740.6	1.91	22164.9
Abruzzo	6454.4	723.0	924.6	5529.8	1.42	5609.3
Molise	1440.7	176.0	232.7	1208.0	1.73	1229.3
Campania	18424.2	784.0	926.3	17497.9	1.42	17749.1
Puglia	18770.6	2632.0	3711.4	15059.2	1.84	15341.6
Basilicata	3084.2	366.0	497.7	2586.5	1.45	2624.4
Calabria	6279.2	514.0	661.9	5617.3	1.39	5696.2
Sicilia	19572.5	1377.0	1925.7	17646.8	1.69	17950.1
Sardegna	8761.3	749.0	992.2	7769.1	1.64	7898.3
Italia	320548.2	19681.6	24016.8	296531.6	1.49	301025.8

Il passaggio da produzione lorda a potenza di picco necessaria da installare necessita delle ore di funzionamento calcolate in Tabella 3.4: per evitare di sottostimare il parco produttivo si sceglie di considerare le ore minime regionali. La conversione finale da potenza totale necessaria (somma dell'attuale potenza installata e di quella stimata da aggiungere) a superficie da coprire con moduli FV avviene tramite l'area specifica calcolata in Tabella 3.3 che, per il 2017 vale 6.83 m²/kW_p. Il confronto con la superficie italiana di 302073 km² porta ad individuare una copertura necessaria pari allo 0.68%. Riprendendo la stima di copertura attuale di Tabella 6.18 si può affermare che ad oggi l'impiego di terreno (dovuto ai soli moduli, non si considerano le eventuali strutture di sostegno) sia dello 0.04% della superficie nazionale. Il fattore scelto come area specifica, derivante dal calcolo di Tabella 3.3, rappresenta una superficie costituita da soli moduli monocristallini e policristallini, escludendo la tecnologia amorfa. Di conseguenza, non rappresenta a pieno la composizione del settore fotovoltaico nazionale di Figura 3.1. Per contro, però, il valore deriva da un calcolo in cui le caratteristiche dei moduli sono state aggiornate anno dopo anno, ottenendo un assetto che si suppone sia coerente a quello reale nel 2017. Per provare a superare

il limite della composizione dei pannelli, si effettua la conversione da potenza lorda a superficie occupata anche applicando l'area specifica ricavabile dai dati riferiti ai tre moduli utilizzati finora nelle analisi (Tabella 3.1). Tale area, pari a $7.23 \text{ m}^2/\text{kW}_p$, certamente subisce l'influenza delle elevate dimensioni dei pannelli amorfi; a suo svantaggio, però, non considera un'evoluzione sulla tecnologia in uso come nel caso precedente. Calcolando la superficie necessaria alla copertura della richiesta nazionale del 2017 si ottiene un'area pari allo 0.72% di quella italiana, leggermente superiore rispetto al caso 1. Il calcolo viene riportato in Tabella 3.8.

Tabella 3.8 Calcolo della superficie necessaria al soddisfacimento della richiesta nazionale elettrica, 2017.

<i>Regioni</i>	<i>h_{eq_minimo}</i> [h]	<i>$P_{lorda_necessaria}$</i> [MW]	<i>P_{lorda_totale}</i> [MW]	<i>Fattore di crescita</i> [-]	<i>Superficie FV totale – caso 1</i> [km ²]	<i>Superficie FV totale – caso 2</i> [km ²]
Piemonte	1086	22537.2	24108.8	14.3	165	174
Valle d'Aosta	1061	1042.5	1065.5	45.3	7	8
Lombardia	946	71088.6	73315.6	31.9	501	530
Trentino Alto Adige	977	6494.3	6915.3	15.4	47	50
Veneto	1009	29854.9	31707.9	16.1	217	229
Friuli Venezia Giulia	989	10158.2	10679.2	19.5	73	77
Liguria	977	6418.5	6521.5	62.3	45	47
Emilia Romagna	1066	25938.6	27921.6	13.1	191	202
Toscana	1090	18332.4	19123.4	23.2	131	138
Umbria	1101	4538.2	5009.2	9.6	34	36
Marche	1149	5385.3	6456.3	5.0	44	47
Lazio	1176	18847.7	20172.7	14.2	138	146
Abruzzo	1177	4765.8	5488.8	6.6	37	40
Molise	1184	1038.2	1214.2	5.9	8	9
Campania	1118	15875.8	16659.8	20.2	114	120
Puglia	1319	11631.2	14263.2	4.4	97	103
Basilicata	1215	2160.0	2526.0	5.9	17	18
Calabria	1231	4627.3	5141.3	9.0	35	37
Sicilia	1280	14023.5	15400.5	10.2	105	111
Sardegna	1238	6379.9	7128.9	8.5	49	52
Italia		281138.1	300819.7	14.3	2055	2175

Confrontando in termini percentuali i risultati ottenuti nei due casi e la situazione attuale, emerge che l'incremento del settore richieda un notevole sforzo non solo in termini economici, ma anche di occupazione del terreno. A titolo esemplificativo si può ipotizzare un calcolo della distribuzione superficiale sugli edifici esistenti. Secondo quanto riportato dall'Istat [9], nell'ultimo censimento nazionale (15° Censimento Generale della popolazione e delle abitazioni) in data 9 ottobre 2011 è risultata una distribuzione regionale degli edifici utilizzati come in Tabella 3.9. Considerando l'area totale necessaria ai moduli FV si può calcolare quanti metri quadri di pannelli andrebbero installati per ogni edificio: i risultati per entrambi i casi analizzati in Tabella 3.8 sono in media pari a $150 \text{ m}^2/\text{edificio}$. Tale valore, calcolato secondo le ipotesi di funzionamento finora adottate, risulta eccessivo considerando le effettive possibilità di installazione sulle coperture dei tetti; è necessario però specificare che non si tenga conto di tutti gli impianti già presenti a terra e quelli che si potrebbero costruire.

Un utile confronto, infine, è il calcolo della potenziale produzione netta ottenibile installando su ogni edificio utile un impianto da 3 kW_p . Sempre in Tabella 3.9, considerando la suddivisione regionale degli edifici attualmente in uso, si stabilisce che così facendo si potrebbe coprire il 13.5% della richiesta energetica nazionale, contro l'attuale 7.7% (6.2). Tale dato si riferisce al potenziale dei soli impianti su tetto, non tiene conto dell'ulteriore apporto dovuto agli impianti a terra; per contro, però, non si tiene nemmeno conto dei problemi logistici relativi alla gestione dei flussi elettrici di surplus e della variabilità.

Tabella 3.9 Calcolo della produzione per edificio, 2017.

<i>Regioni</i>	<i>n° edifici</i>	<i>Area FV per edificio - 1</i>	<i>Area FV per edificio - 2</i>	<i>P_{lorda} per impianti su tetto</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>copertura richiesta nazionale</i>
	<i>[-]</i>	<i>[m²]</i>	<i>[m²]</i>	<i>[MW]</i>	<i>[GWh]</i>	<i>[GWh]</i>	<i>[%]</i>
Piemonte	1079246	153	162	3237.74	3480.00	3430.45	13.24
Valle d'Aosta	51211	142	150	153.63	161.98	160.73	14.31
Lombardia	1701120	294	312	5103.36	4788.68	4735.56	6.88
Trentino Alto Adige	230152	205	217	690.46	672.09	665.42	9.89
Veneto	1177551	184	195	3532.65	3535.48	3489.03	10.99
Friuli Venezia Giulia	339088	215	228	1017.26	994.56	978.54	9.37
Liguria	296390	150	159	889.17	860.84	851.57	13.49
Emilia Romagna	943307	202	214	2829.92	2999.52	2958.82	10.00
Toscana	861008	152	161	2583.02	2795.12	2762.39	13.35
Umbria	226976	151	160	680.93	747.98	737.37	13.40
Marche	350125	126	133	1050.38	1213.31	1196.30	16.04
Lazio	906804	152	161	2720.41	3164.05	3103.49	13.23
Abruzzo	392174	96	101	1176.52	1383.50	1363.88	21.13
Molise	118512	70	74	355.54	421.84	414.54	28.77
Campania	987182	115	122	2961.55	3275.20	3228.84	17.52
Puglia	1036924	94	99	3110.77	4093.81	4018.46	21.41
Basilicata	175585	98	104	526.76	643.15	633.85	20.55
Calabria	679165	52	55	2037.50	2488.44	2453.96	39.08
Sicilia	1590974	66	70	4772.92	6065.89	5963.39	30.47
Sardegna	565751	86	91	1697.25	2085.90	2051.78	23.42
Italia	13709245	150	159	41127.74	43825.00	43170.70	13.47

4 Analisi delle emissioni nazionali di CO_{2,eq}

4.1 Abstract

La valutazione delle emissioni specifiche per ogni tecnologia produttiva e del sistema elettrico italiano fatte nel Capitolo 2 consentono di analizzare nel dettaglio la situazione nazionale. Da una prima panoramica sui principali settori (energetico, industriale, agricolo, trasporti) emerge che negli ultimi anni vi sia stata una costante diminuzione delle emissioni di CO_{2,eq} (sezione 4.2). Restrignendo il campo di analisi al solo settore della produzione elettrica (sezione 4.3) è possibile visualizzare anche dal punto di vista delle emissioni le varie trasformazioni del parco produttivo nazionale che si sono susseguite negli ultimi anni. Come descritto nel Capitolo 1, la crescita della quota di energia elettrica prodotta tramite FER e le modifiche apportate a livello impiantistico nel parco termoelettrico hanno permesso una diminuzione delle emissioni specifiche.

4.2 Emissioni dei settori nazionali

4.2.1 Evoluzione temporale delle emissioni

L'interesse verso le emissioni di CO_{2,eq} non è circoscritto al solo settore elettrico ma può essere esteso ai principali settori nazionali. Per comprendere su larga scala quali siano le emissioni italiane annuali si prendono in considerazione il settore energetico (comprendente anche la produzione elettrica), agricolo, industriale e dei trasporti. I dati relativi alle emissioni di gas serra di questi settori sono raccolti dagli archivi del database di Eurostat [16] e si riferiscono al periodo 2005 – 2016. Al fine di evidenziare come la produzione elettrica rappresenti solo una parte delle emissioni totali del sistema energetico nazionale (dovute anche alla produzione termica) si includono anche le emissioni dirette relative al settore termoelettrico. In Figura 4.1 si presenta l'evoluzione delle suddette emissioni nel periodo in analisi. Dall'andamento riportato si evince che il settore maggiormente contribuente all'immissione in ambiente di gas ad effetto serra sia quello energetico, in cui il peso delle emissioni dirette della produzione termoelettrica si attesta solo al 30%. Ciò implica che le problematiche ambientali di questo settore non siano da ricercarsi solo nella filiera elettrica, ma vi siano ulteriori fonti concorrenti alla produzione di CO_{2,eq}. Analizzando l'evoluzione dei medesimi settori negli anni si nota una quasi costante decrescita delle emissioni, in particolare in ambito energetico. Dal punto di vista delle variazioni percentuali (Figura 4.2), escludendo i progressi degli impianti termoelettrici, i maggiori risultati negli ultimi 10 anni sono stati ottenuti dal settore industriale, con una diminuzione percentuale di CO_{2,eq} immessa in ambiente pari al 31.3% (da 46.7 Mt di CO_{2,eq} nel 2005 a 32.1 Mt nel 2017).

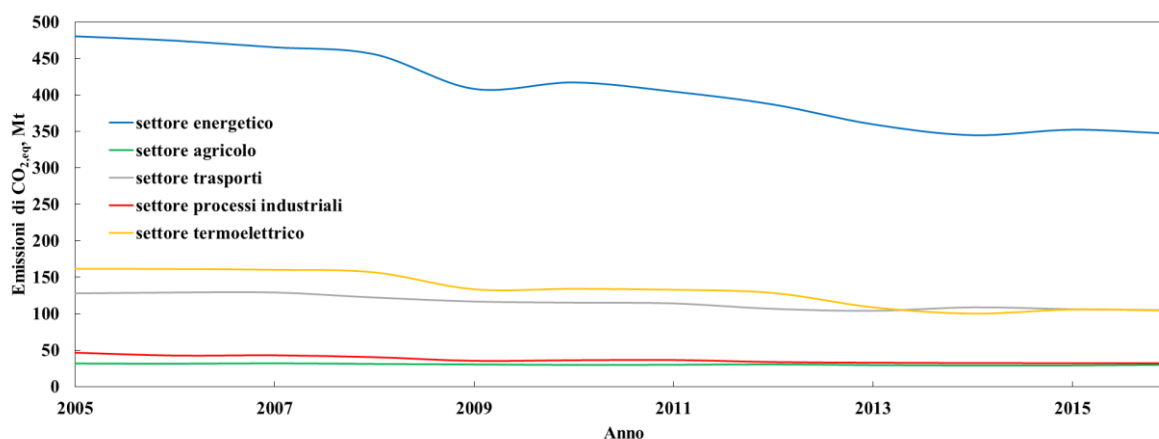


Figura 4.1 Evoluzione delle emissioni di CO_{2,eq} dei principali settori nazionali, 2005 – 2017.

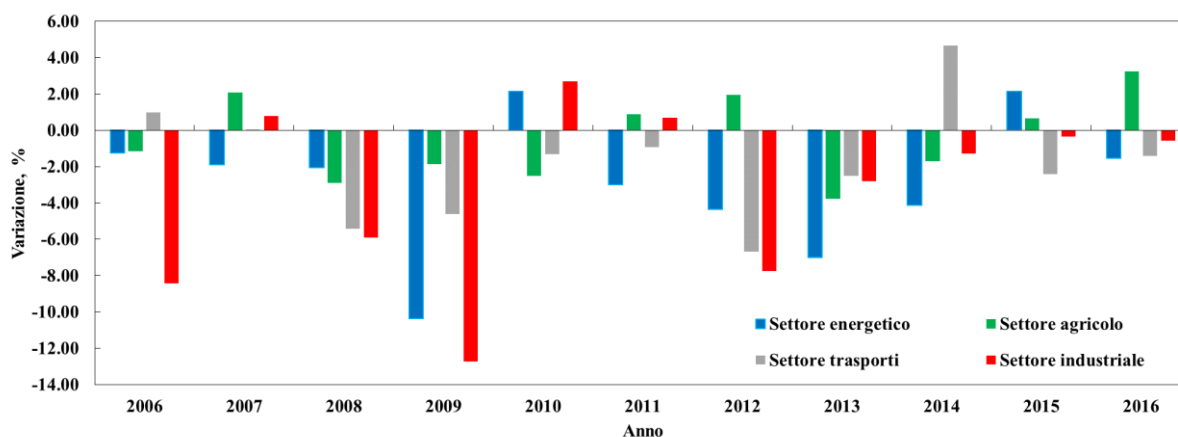


Figura 4.2 Variazione percentuale annuale delle emissioni di CO_{2,eq} relative ai principali settori nazionali, 2006 – 2016.

4.2.2 Confronto europeo

Le emissioni dei principali settori nazionali riportate in 4.2.1 sono confrontate con quelle relative ai principali Stati europei. In particolare ci si sofferma sul confronto *in primis* del settore energetico (Figura 4.3) e successivamente delle emissioni legate alla combustione legata al settore termoelettrico (Figura 4.4). I dati riportati, forniti dal database Eurostat [16], permettono un confronto di emissioni in termini assoluti, indicando semplicemente il quantitativo di CO_{2,eq} emesso negli anni dagli Stati presi in considerazione. Da questo punto di vista si può dire che l'Italia dia un contributo alle emissioni medie europee in linea con quanto immesso in ambiente dalle principali nazioni d'Europa. Secondo quanto raffigurato in Figura 4.3, l'Italia nel 2017 rappresenta il 10.3% delle emissioni europee nel settore energetico, contributo simile a quelli di Francia (9.7%) e Regno Unito (11.2%). La netta differenza si ha con la Germania che emette il 22.7% del totale.

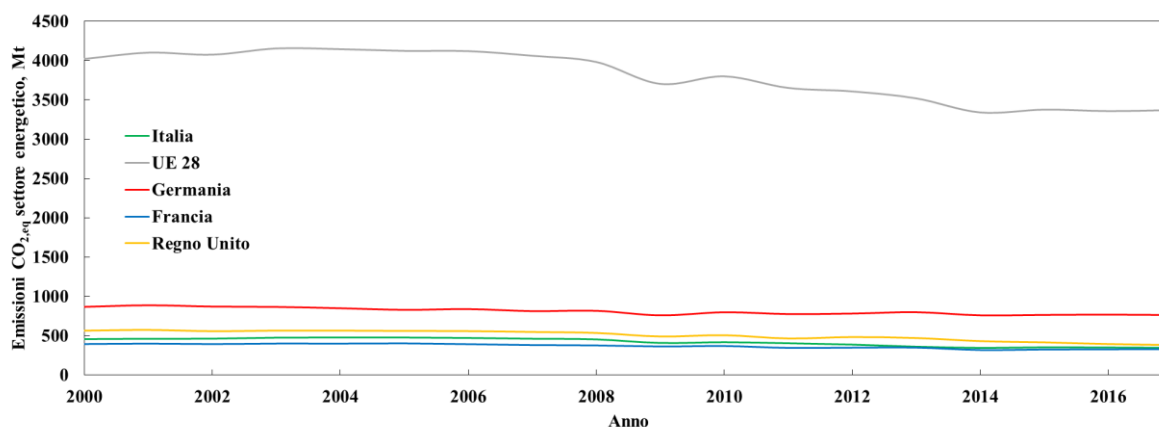


Figura 4.3 Emissioni di CO_{2,eq} legate al settore energetico dei principali Paesi europei, 2000 – 2017.

Analizzando la situazione sul piano della produzione elettrica da fonti fossili (Figura 4.4) il rapporto tra i Paesi europei non varia, sebbene il peso dei contributi subisca una leggera variazione. Riferendosi sempre alle emissioni della nazione in riferimento al totale europeo, si ha: Italia 8.9%, Francia 4.2%, Regno Unito 8.7% e Germania 26.6%.

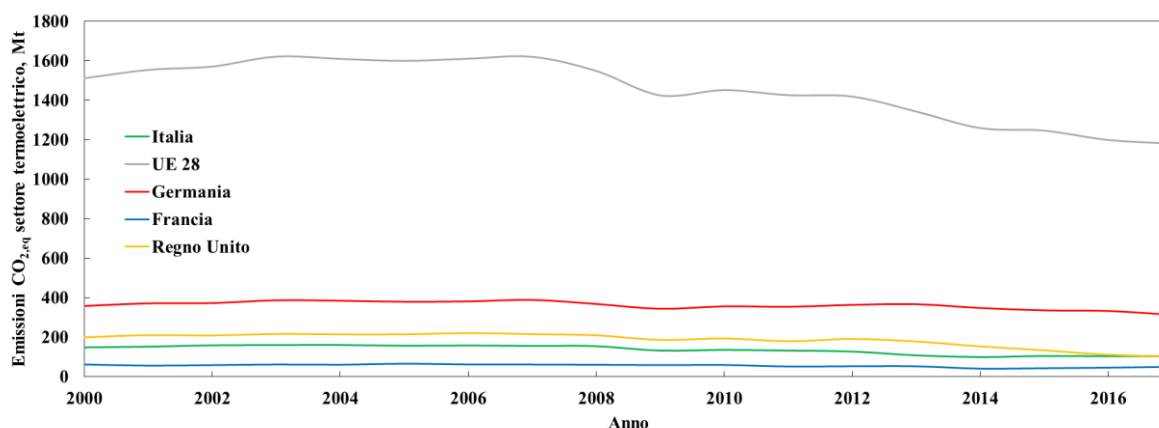


Figura 4.4 Emissioni di CO_{2,eq} legate al settore termoelettrico dei principali Paesi europei, 2000 – 2017.

I dati forniti si riferiscono alle emissioni dirette del sistema termoelettrico per cui sono solo indicativi per quanto riguarda una classificazione in termini assoluti di peso sulle emissioni totali. Come visto in sezione 1.3.1, il parco produttivo termoelettrico è composto da una moltitudine di impianti con caratteristiche differenti, dal combustibile impiegato alle efficienze di conversione. Ciò si riflette anche sulle emissioni poiché ogni combustibile ha le proprie emissioni specifiche, per cui il contributo del settore termoelettrico dipende dalla composizione del parco produttivo. Un parametro indicativo che permetta di definire la "qualità" del settore termoelettrico di una nazione è il fattore di emissione. Partendo dai dati Eurostat relativi alla produzione elettrica lorda da fonti fossili (incluse le bioenergie) ed alle emissioni dirette da settore termoelettrico è possibile calcolare il quantitativo di CO_{2,eq} associato alla produzione di 1 kWh lordo per ogni Stato europeo. Considerando i Paesi europei finora analizzati, si riporta il calcolo in Tabella 4.1: dai risultati si evince che l'Italia, almeno dal punto di vista delle emissioni specifiche dovute alla combustione nella produzione elettrica da fonte fossile sia sotto la media europea. Come già detto, ciò è dovuto sia alle scelte impiantistiche (efficienza di conversione) sia ai combustibili adottati. Il risultato ottenuto non implica comunque che in Italia le emissioni dovute alla produzione elettrica siano inferiori rispetto agli altri Paesi presi in analisi: come visto nel Capitolo 2, il fattore complessivo è altamente influenzato dalle tecnologie costituenti il parco produttivo totale e dal saldo netto tra l'energia importata ed esportata.

Tabella 4.1 Valutazione dei fattori di emissione diretta da produzione termoelettrica, 2017.

	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni dirette settore termoelettrico</i>	<i>Fattore di emissione</i>
	[TWh]	[Mt]	[gCO _{2,eq} /kWh]
Unione Europea (28 Stati)	1629.211	1179.304	723.850
Francia	72.301	49.585	685.812
Germania	404.300	313.447	775.283
Italia	208.192	104.769	503.234
Regno Unito	194.418	102.569	527.568

4.3 Emissioni del settore elettrico nazionale

4.3.1 Evoluzione delle emissioni dirette per la produzione termoelettrica

Le emissioni dirette relative alla produzione termoelettrica sono influenzate da molteplici fattori. In termini assoluti, come già visto nel paragrafo 2.3.1.1, il quantitativo totale di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ emessa risente della composizione del parco produttivo nazionale: l'aumento dell'energia elettrica prodotta da FER permette la diminuzione dell'impiego di impianti termoelettrici e, di conseguenza, minori emissioni dirette da fonte fossile. Questo meccanismo, però, influisce solo sui quantitativi totali emessi, non sulle emissioni specifiche riferite al singolo kWh elettrico prodotto. L'analisi di questo aspetto, proposta anche dall'Istituto ISPRA in [14], consiste nella valutazione dei fattori di disaccoppiamento relativi ai vari combustibili adottati nel parco produttivo termoelettrico nazionale. Il calcolo dei fattori si basa sull'analisi dell'energia elettrica prodotta a partire dai combustibili adottati nelle centrali termoelettriche e dalle emissioni associate riportate da Terna [11] nel periodo 2000 – 2017. Prendendo come riferimento iniziale l'anno 2000 (a cui si assegna un indice pari a 100), si calcola la variazione annuale di entrambe le grandezze nei confronti dell'anno base. Procedendo in tal modo per ogni combustibile e per il parco termoelettrico totale si ottengono i fattori di disaccoppiamento ricercati, espressi come rapporto tra la variazione del 2017 della produzione elettrica e delle emissioni. In Appendice (6.6) si riportano i calcoli effettuati per la definizione dei fattori di disaccoppiamento, qui raccolti in Tabella 4.2. In base ai risultati ottenuti emerge il divario positivo tra produzione elettrica ed emissioni per quanto riguarda il gas naturale e la categoria "altri combustibili". Nel 2017 per queste due classi di combustibili, rispetto al 2000, si ha una variazione positiva della produzione lorda rispetto all'andamento delle emissioni di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$: ciò non implica necessariamente che i due andamenti abbiano versi opposti (crescente vs decrescente) bensì significa che la variazione della prima grandezza sia minore o maggiore di quella della seconda in riferimento alla tendenza nel 2017, rispettivamente decrescente o crescente. Al fine di chiarire meglio il concetto di fattore di disaccoppiamento e mostrare l'effettivo andamento nel periodo analizzato, si riportano le evoluzioni delle curve studiate per tutti i singoli combustibili e per il parco termoelettrico (Figura 4.5 - Figura 4.10).

Tabella 4.2 Fattori di disaccoppiamento del settore termoelettrico nazionale, 2017.

<i>Fattore di disaccoppiamento</i>	
[-]	
Combustibili solidi	1.033
Gas naturale	1.210
Bioenergie	1.109
Prodotti petroliferi	1.089
Altri combustibili	1.365
Parco termoelettrico nazionale	1.229

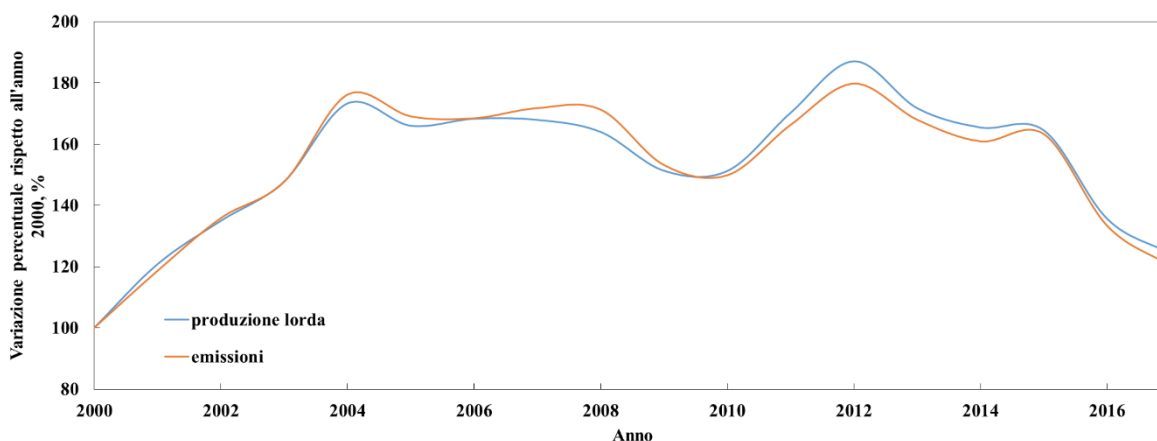


Figura 4.5 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per i combustibili solidi, 2000 – 2017.

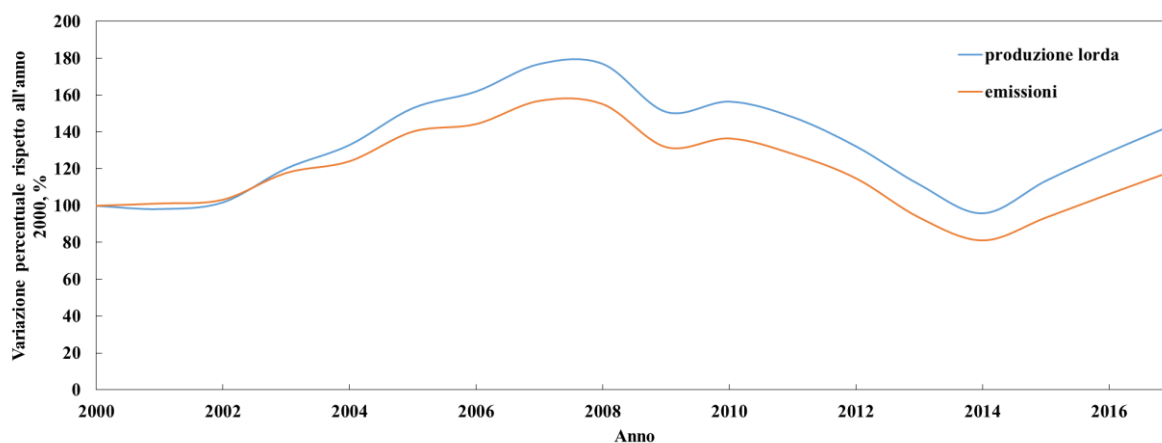


Figura 4.6 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per il gas naturale, 2000 – 2017.

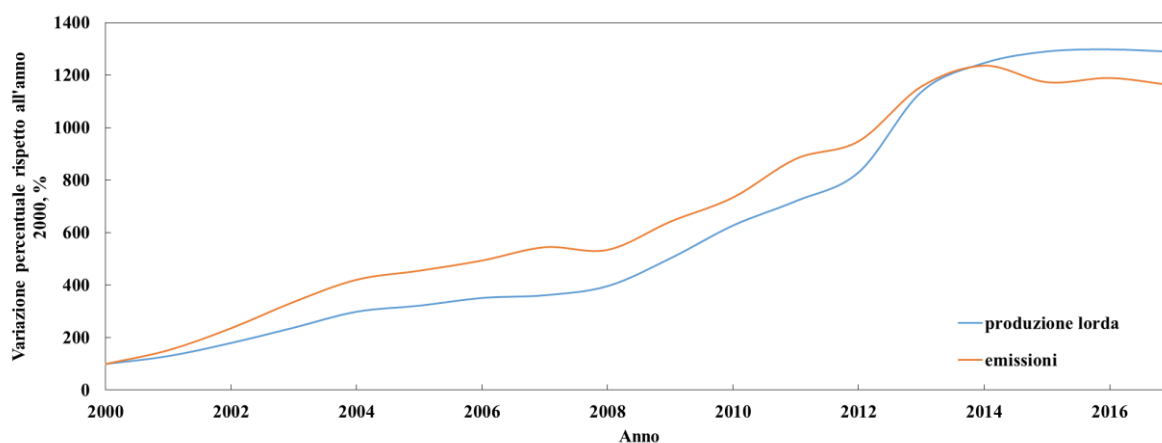


Figura 4.7 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per le bioenergie, 2000 – 2017.

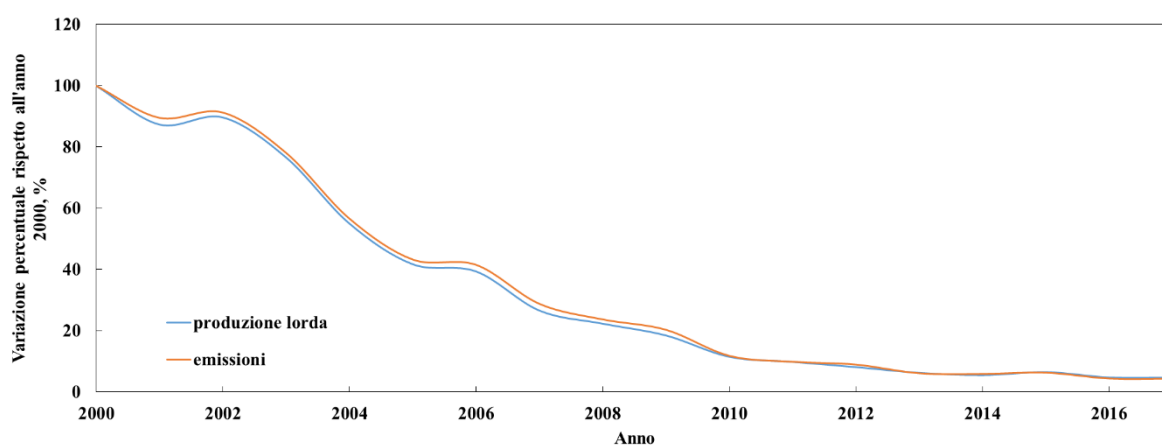


Figura 4.8 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per i prodotti petroliferi, 2000 – 2017.

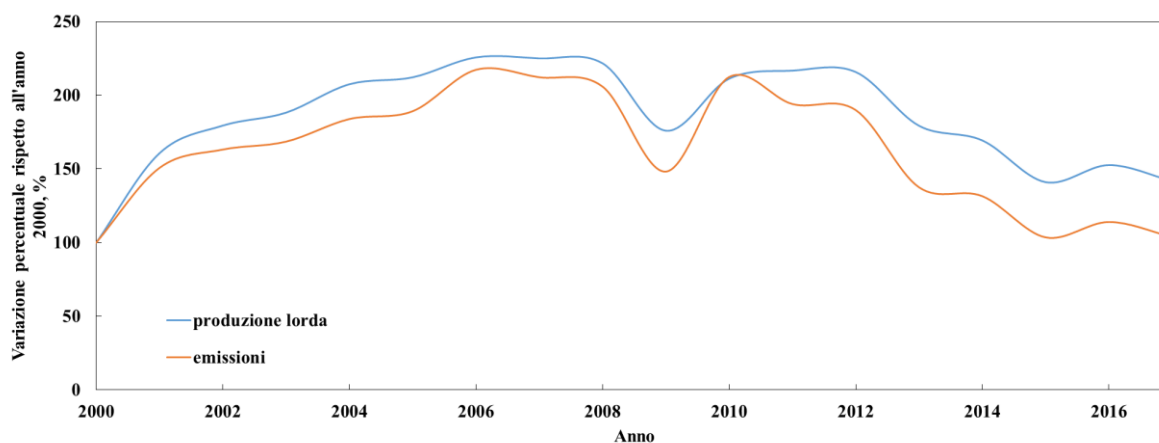


Figura 4.9 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per "altri combustibili", 2000 – 2017.

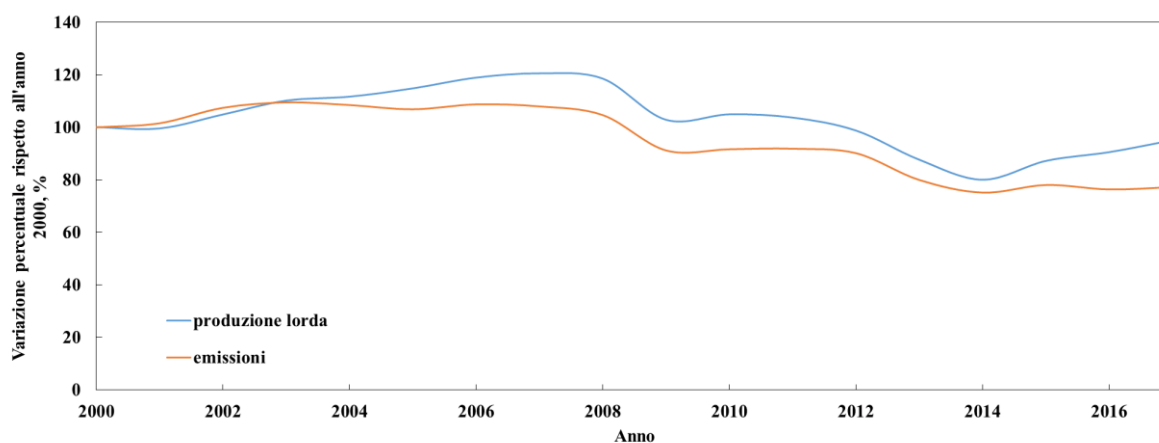


Figura 4.10 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per il parco nazionale, 2000 – 2017.

4.3.2 Emissioni di CO_{2,eq} evitate

L'introduzione negli ultimi 10 anni degli impianti di produzione elettrica basati sullo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili ha consentito di ridurre le emissioni di CO_{2,eq} nazionali. Il beneficio dovuto alle FER è dovuto alla diminuzione della richiesta elettrica da termoelettrico che, come visto in Tabella 2.21, insieme alle bioenergie ha un fattore emissivo nettamente superiore a quelli relativi alle fonti rinnovabili. In aggiunta a ciò è necessario considerare il contributo legato alla produzione da FER, inferiore a quello relativo alle fonti fossili e biomasse ma non trascurabile. Questo calcolo permette di definire una nuova grandezza, le emissioni evitate. Per emissioni evitate si intende la differenza tra le emissioni reali e quelle teoriche, ossia il quantitativo di CO_{2,eq} che bisognerebbe emettere per coprire la totalità del carico elettrico con produzione da impianti termoelettrici. La valutazione delle emissioni (reali, teoriche ed evitate) è soggetta alle ipotesi iniziali di calcolo, che caratterizzano la metodologia adottata. In primis si propone il metodo adottato da ISPRA [14], confrontandolo quindi con la metodologia basata sui fattori di emissioni calcolati nel Capitolo 2.

L'Istituto ISPRA valuta annualmente le emissioni evitate grazie all'installazione di quote sempre maggiori di tecnologie FER. Le ipotesi che contraddistinguono il calcolo sono:

- le emissioni reali vengono definite come la quantità di CO_{2,eq} prodotta durante la combustione negli impianti termoelettrici, ossia si considerano quelle finora chiamate emissioni dirette. Nello specifico si considera la parte di emissioni derivante dalla produzione di energia elettrica nel settore termoelettrico, escludendo quindi la quota relativa alla produzione di energia termica nelle centrali a cogenerazione.
- la produzione elettrica presa in considerazione è solo la quota prodotta in Italia poiché si ritiene nullo il contributo in termini di emissione dell'energia elettrica proveniente dall'estero.
- della produzione elettrica nazionale si considera solo la quota derivante da fonti fossili e bioenergie; la quota prodotta dagli impianti sfruttanti fonti rinnovabili viene considerata non emissiva, per cui non contribuisce alla definizione delle emissioni nazionali.
- le emissioni teoriche vengono calcolate nell'ipotesi che gli impianti termoelettrici (con fattore di emissione aggiornato annualmente) sostituiscano la quota di energia elettrica prodotta da FER; anche in questo caso si trascura il contributo dall'estero.

Alla luce di quanto introdotto, per il 2017 l'ISPRA attesta che le emissioni reali siano pari a 93 Mt CO_{2,eq} per una produzione elettrica lorda di 295.8 TWh. Essendo la quota derivante da FER pari a 86.3 TWh, le emissioni teoriche assumono il valore di circa 144 Mt CO_{2,eq}; di conseguenza, le emissioni evitate risultano essere pari a 51 Mt CO_{2,eq}.

La metodologia qui proposta si differenzia dall'approccio tenuto dall'Istituto ISPRA sotto alcuni aspetti; le ipotesi su cui si basa sono:

- le emissioni reali sono calcolate a partire dal mix elettrico nazionale finale, ossia comprendente l'integrazione alla produzione italiana del saldo netto estero. La composizione delle fonti considerata (Tabella 6.10) è connessa a specifici fattori di emissione (Tabella 2.22, alla voce "Mix elettrico nazionale"), opportunamente ponderati rispetto a quelli riferiti alla produzione elettrica lorda. A differenza del metodo ISPRA si tiene conto sia della produzione proveniente da fonti energetiche rinnovabili, sia di quella estera: la supposizione è che per quanto le emissioni avvengano al di fuori dei confini italiani, l'energia elettrica sia utilizzata in Italia per cui non si possa trascurare il suo contributo emissivo.
- per il calcolo delle emissioni teoriche si considera la sostituzione con termoelettrico di tutta l'energia richiesta per la copertura del carico nazionale (incluso il saldo netto import/export). La quantificazione delle emissioni si basa sul prodotto tra l'energia elettrica richiesta ed il fattore di emissione riferito alla produzione da termoelettrico (escluse le bioenergie).

Viste le premesse, si riporta in Tabella 4.3 la composizione della richiesta elettrica italiana nel 2017 ed i relativi fattori di emissione per ogni tecnologia produttiva da cui si determinano le emissioni effettive in milioni di tonnellate di CO_{2,eq} (131.5 Mt CO_{2,eq}). La produzione termoelettrica destinata al consumo nel 2017 è pari a circa 193.2 TWh, su una richiesta di 320.5 TWh. L'eventuale produzione di ulteriore energia elettrica, al fine di soddisfare l'intero carico, porterebbe al rilascio in ambiente di 181.7 Mt CO_{2,eq}, con emissioni evitate per circa 50.2 Mt CO_{2,eq}.

Tabella 4.3 Determinazione delle emissioni reali del sistema elettrico nazionale, 2017.

<i>Tipologia impianti</i>	<i>Energia elettrica</i>	<i>Fattore di emissione</i>	<i>Emissioni</i>
<i>[-]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[g CO_{2,eq}/kWh]</i>	<i>[Mt CO_{2,eq}]</i>
Idroelettrico	41.455	9.863	0.409
Geotermoelettrico	5.696	7.104	0.040
Eolico	22.203	10.627	0.236
Solare termico	0.081	10.049	0.001
Fotovoltaico	24.790	50.898	1.262
Moto ondoso	0.008	22.107	0.000
Nucleare	11.867	66.321	0.787
Bioenergie	21.191	907.863	19.239
Termoelettrico	193.257	566.980	109.573
FER	127.291		21.974
Totale	320.548		131.547

Dal confronto dei risultati ottenuti risulta evidente il divario tra quanto calcolato dall'ISPRA e quanto ottenuto adottando un approccio che tenga conto di tutte le emissioni presenti nel ciclo vita degli impianti produttivi. Sebbene le emissioni evitate siano uguali tra i due approcci (51 Mt del primo caso contro 50.2 nel secondo) è evidente la differenza sia nel calcolo delle emissioni reali sia in quello delle emissioni teoriche. In entrambi i casi il fattore determinante è l'inclusione nella valutazione delle emissioni indirette (approvvigionamento di combustibile ed approccio LCA per gli impianti). Inoltre, per quanto riguarda le emissioni dirette del settore termoelettrico (incluse le bioenergie) si tiene conto dei quantitativi di CO_{2,eq} dichiarati da Terna, senza distinguere tra produzione elettrica e recupero di calore dovuto alla cogenerazione. In Figura 4.11 si confrontano i due approcci considerati, evidenziando ulteriormente le differenze nei risultati ottenuti.

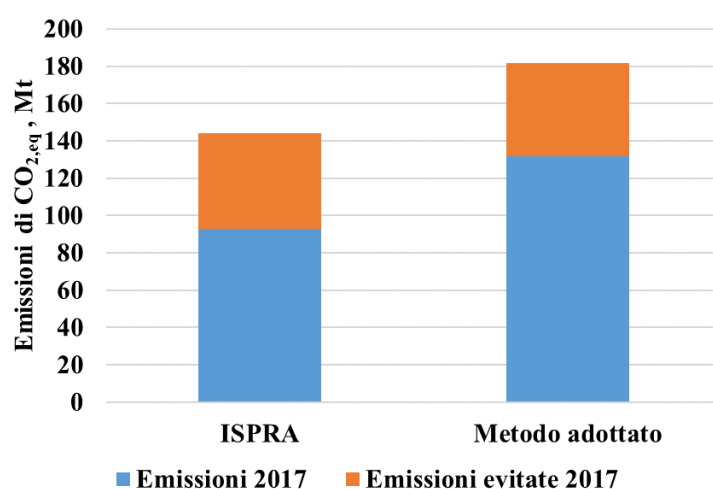


Figura 4.11 Confronto nella valutazione delle emissioni di CO_{2,eq} evitate, 2017.

4.4 Variazione del fattore di emissione nazionale

Nella sezione 4.3.2 si è visto come l'introduzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale abbia portato ingenti benefici in termini di riduzione delle emissioni (abbattimento del 27.6% delle emissioni teoriche stimate). Ognuna delle molteplici tecnologie di produzione da FER forniscono però un contributo differente alla determinazione del fattore di emissione nazionale, come visto dai coefficienti di emissione specifici in Tabella 4.3 e, più in generale, in Tabella 2.21. Dall'analisi della produzione lorda per ogni FER è quindi possibile determinare l'evoluzione delle emissioni totali del settore ma soprattutto stabilire, in base all'andamento negli anni, quali siano state le tecnologie maggiormente incidenti a seconda della composizione del parco produttivo. In Tabella 4.4 si prende in considerazione la produzione lorda per ogni tecnologia FER (escludendo le bioenergie) in base a quanto riportato da Terna [11] per il periodo 2000 – 2017. La somma di queste fornisce la quota totale, per ogni anno in analisi, della produzione elettrica lorda da FER. Le rispettive emissioni di CO_{2,eq} sono ottenute dalla sommatoria dei prodotti tra i fattori di emissione riferiti alla produzione lorda (Tabella 2.21) e le relative produzioni annuali.

Tabella 4.4 Andamento delle emissioni relative al settore delle FER, 2000 – 2017.

	Produzione elettrica lorda				Emissioni CO _{2,eq}
	Eolica	Fotovoltaica	Geotermoelettrica	Idroelettrica	Totale
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]
2000	0.563	0.006	4.705	50.900	56.174
2001	1.179	0.005	4.507	53.926	59.616
2002	1.404	0.004	4.662	47.262	53.333
2003	1.458	0.005	5.340	44.277	51.081
2004	1.847	0.004	5.437	49.908	57.196
2005	2.343	0.004	5.324	42.927	50.599
2006	2.971	0.002	5.527	43.425	51.925
2007	4.034	0.039	5.569	38.481	48.124
2008	4.861	0.193	5.520	47.227	57.801
2009	6.543	0.676	5.342	53.443	66.004
2010	9.126	1.906	5.376	54.407	70.814
2011	9.856	10.796	5.654	47.757	74.063
2012	13.407	18.862	5.592	43.854	81.715
2013	14.897	21.589	5.659	54.672	96.816
2014	15.178	22.306	5.916	60.256	103.657
2015	14.844	22.942	6.185	46.969	90.941
2016	17.689	22.104	6.289	44.257	90.338
2017	17.742	24.378	6.201	38.025	86.345

In base ai risultati ottenuti è possibile rappresentare un andamento per ogni singola grandezza esaminata. In Figura 4.12 si mostrano le evoluzioni più significative al fine di sottolineare la dipendenza del fattore di emissione complessivo per le FER dallo sviluppo di specifiche tecnologie produttive. In particolare, si riporta la produzione elettrica lorda per gli impianti a fonti rinnovabili maggiormente contribuenti alla produzione totale da FER: *in primis* l'idroelettrico, seguito da fotovoltaico ed eolico. Analizzando lo sviluppo delle emissioni totali da FER (curva rossa) si può notare che l'andamento sia divisibile in due sezioni: il 2009 viene preso come anno di riferimento per la suddivisione (tratto nero). Nel periodo 2000 – 2009 gli impianti FER maggiormente produttivi sono quelli idroelettrici, soggetti a notevole variabilità di produzione dovuta alle condizioni climatiche (Capitolo 1). In questo lasso di tempo, caratterizzato da una scarsa incidenza della produzione da fotovoltaico ed eolico, si ha una stretta dipendenza delle emissioni totali dalla produzione idroelettrica. Considerando invece il secondo intervallo, dal 2009 al 2017, si ha una notevole crescita sia del fotovoltaico che dell'eolico, con una conseguente maggiore incidenza in termini di produzione. Le emissioni totali, oltre a crescere in termini assoluti per via della maggiore produzione da FER, subiscono una crescita quasi lineare con l'evoluzione del fotovoltaico che, come visto in Tabella 2.21, tra le tecnologie rinnovabili è caratterizzato dal maggior fattore di emissione.

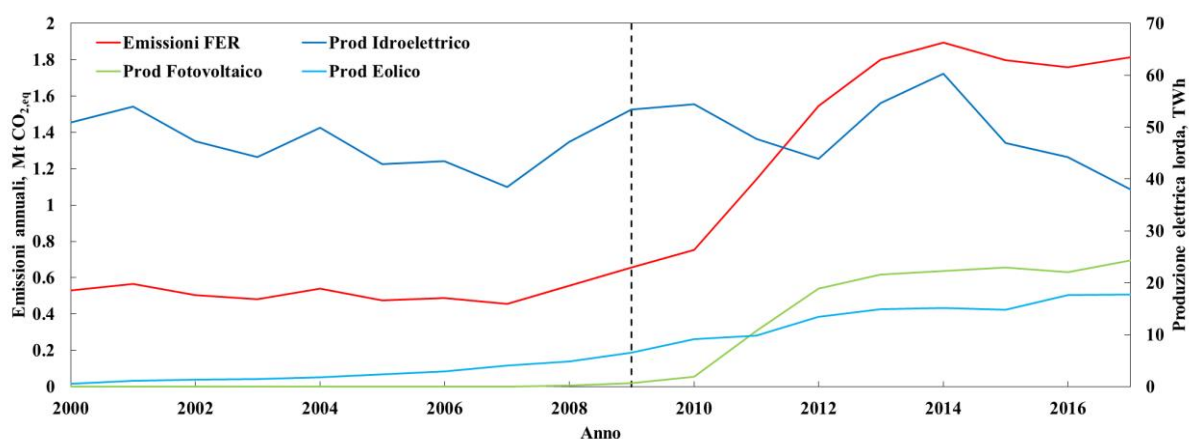


Figura 4.12 Evoluzione del fattore di emissione relativo alle FER, 2000 – 2017.

Per meglio visualizzare l'incidenza delle tre tecnologie prese in analisi, si studia la quota percentuale di ognuna di esse nel contribuire alle emissioni del settore. In Tabella 4.5 si riporta quindi il peso delle tre sia in termini di milioni di tonnellate di $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ prodotte annualmente, sia la rispettiva quota. Normalizzando i tre andamenti percentuali (Figura 4.13) diviene ben visibile la progressiva variazione di incidenza sul totale descritta in riferimento alla Figura 4.12: anche in questo caso, dal 2009 si ha un progressivo aumento del peso del fotovoltaico e dell'eolico rispetto agli impianti del settore idroelettrico. I dati riportati mostrano una crescita quasi lineare, con una variazione del fotovoltaico che passa dallo 0.06% del 2000 al 67.13% del 2017. L'influenza della variabilità della produzione dalle condizioni climatiche è visibile in oscillazioni del peso sul totale, sebbene l'andamento generale venga sempre rispettato.

Tabella 4.5 Variazione d'incidenza delle maggiori tecnologie FER nel calcolo delle emissioni, 2000 – 2017.

	<i>Emissioni eolico</i>		<i>Emissioni fotovoltaico</i>		<i>Emissioni idroelettrico</i>		<i>Emissioni totali</i>	<i>Fattore di emissione</i>
	[Mt $\text{CO}_{2,\text{eq}}$]	[%]	[Mt $\text{CO}_{2,\text{eq}}$]	[%]	[Mt $\text{CO}_{2,\text{eq}}$]	[%]	[Mt $\text{CO}_{2,\text{eq}}$]	[g $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ /kWh]
2000	0.006	1.11	0.000	0.06	0.493	92.95	0.531	9.45
2001	0.012	2.18	0.000	0.04	0.523	92.48	0.565	9.48
2002	0.015	2.92	0.000	0.04	0.458	90.90	0.504	9.45
2003	0.015	3.18	0.000	0.05	0.429	89.39	0.480	9.40
2004	0.019	3.58	0.000	0.04	0.484	89.69	0.539	9.43
2005	0.025	5.15	0.000	0.04	0.416	87.39	0.476	9.41
2006	0.031	6.36	0.000	0.02	0.421	86.11	0.489	9.42
2007	0.042	9.30	0.002	0.43	0.373	82.13	0.454	9.44
2008	0.051	9.17	0.010	1.73	0.458	82.49	0.555	9.60
2009	0.069	10.45	0.034	5.15	0.518	79.00	0.656	9.94
2010	0.096	12.68	0.095	12.62	0.527	69.97	0.754	10.64
2011	0.103	9.03	0.539	47.16	0.463	40.53	1.142	15.42
2012	0.140	9.09	0.941	60.97	0.425	27.54	1.544	18.89
2013	0.156	8.66	1.077	59.82	0.530	29.43	1.801	18.60
2014	0.159	8.38	1.113	58.73	0.584	30.82	1.895	18.29
2015	0.155	8.65	1.145	63.72	0.455	25.34	1.797	19.76
2016	0.185	10.53	1.103	62.71	0.429	24.39	1.759	19.47
2017	0.186	10.25	1.216	67.13	0.369	20.34	1.812	20.99

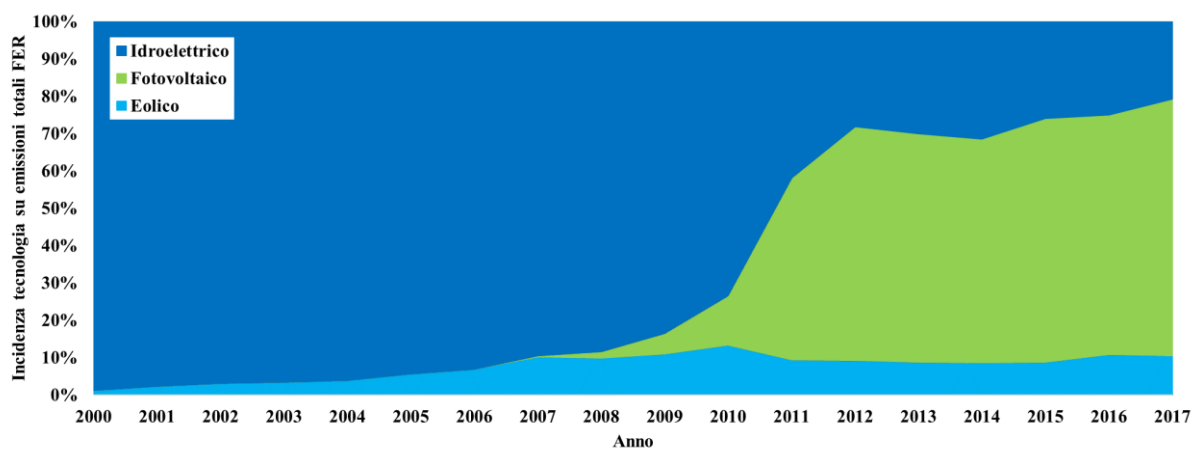


Figura 4.13 Normalizzazione delle emissioni da fonti rinnovabili, 2000 – 2017.

5 Conclusioni

Il progresso tecnologico degli impianti destinati alla produzione di energia elettrica ha subito un'accelerazione negli ultimi anni al fine di venire incontro a necessità economiche, politiche ed ambientali. Da sempre l'obiettivo preposto riguarda il miglioramento dell'efficienza nei processi di conversione energetica, dalla produzione effettiva di energia elettrica, fino alla sua distribuzione per il consumo. I settori produttivi "storici" quali termoelettrico da fonti fossili ed idroelettrico hanno subito profondi processi di rinnovamento, basti pensare all'introduzione delle tecniche di cogenerazione o alla progressiva sostituzione dei combustibili adottati nelle centrali al fine di ottenere conversioni da energia primaria ad elettrica sempre più performanti. Analizzando il settore odierno emerge infatti la prevalenza del gas naturale che, con ormai il 67% di copertura della produzione elettrica da fonti fossili, ha superato e sostituito i combustibili che fino ad un decennio fa erano protagonisti del panorama elettrico nazionale ed estero: carbone (combustibili solidi più in generale) e prodotti petroliferi. Queste modifiche nel settore hanno portato vantaggi in termini di efficienza di produzione, portando quella del parco termoelettrico nazionale nel 2017 al 55.2%, un risultato impensabile solo negli scorsi decenni.

La stabilità del settore fossile nella produzione elettrica si è però dovuta confrontare con questioni di carattere ambientale introdotte su scala mondiale per affrontare i problemi legati alle emissioni di gas climoalteranti. A livello europeo sono state prese molteplici iniziative riguardo le emissioni di CO₂, di cui si è visto che la produzione elettrica sia un contribuente considerevole. La volontà di cercare nuove soluzioni produttive al fine di mitigare e ridurre tale inquinamento ha permesso alle tecnologie da fonti rinnovabili di crescere a livello tecnico e applicativo. Analizzando il caso italiano è emersa una crescita a partire dai primi anni 2000 degli impianti di produzione eolici, fotovoltaici e da bioenergie che ha permesso di raggiungere nel 2017 una potenza installata a livello nazionale pari al 45% del totale. Lo sviluppo è stato notevole se si considera che nel 2000 la stessa percentuale risultava essere di circa il 27%, una quota costituita quasi interamente da impianti idroelettrici, tecnologia da sempre presente nella produzione nazionale. Certamente questi dati non sono riscontrabili a livello produttivo, per via dei problemi di disponibilità delle fonti naturali rinnovabili, soggette a variabilità di carattere giornaliero, stagionale e, in generale, climatico. Esaminando i dati di produzione si nota la questione se si considera che nel 2014 la produzione sia stata pari al 37% del totale contro il 27% del 2017, sebbene la capacità installata sia aumentata.

L'unione del settore rinnovabile al termoelettrico ha permesso l'analisi completa della filiera elettrica italiana, dallo studio dei vari impianti di produzione fino al consumo di energia elettrica da parte delle utenze. Con la discretizzazione delle fasi di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia è stato possibile non solo valutare gli effettivi flussi elettrici nazionali, ma anche calcolare un parametro complessivo che indichi quanto performante sia il sistema italiano nel soddisfare la richiesta energetica. Esaminando i vari settori di produzione è emerso che, per ottenere 1 kWh al punto di utilizzo dell'utenza, sia necessario immettere 1.56 kWh equivalenti di combustibili fossili (energia primaria) e produrre 0.32 kWh elettrici da fonti rinnovabili, valutando quindi le perdite nei vari processi pari a quasi il 50%. L'analisi non ha finalità solo a livello di efficienza di produzione nazionale, ma pone le basi per rispondere alla questione ambientale posta inizialmente: considerando le molteplici tipologie di impianti presenti sul suolo nazionale, quali sono gli effettivi contributi in termini di CO_{2,eq} emessa per produrre un singolo kWh di energia elettrica? Lo studio ha portato a confermare la prevalenza delle fonti fossili e delle bioenergie in questi termini ma ha messo in risalto un aspetto ancora più rilevante: il contributo alle emissioni nazionali anche delle fonti rinnovabili. Queste tecnologie, spesso considerate ad emissioni zero, sono state analizzate tramite un approccio LCA, portando al calcolo di fattori di emissione variabili tra i 9.7 g CO_{2,eq}/kWh dell'idroelettrico fino ai 49.9 g CO_{2,eq}/kWh del fotovoltaico. Con la premessa che non si stia cercando di svalutare i benefici ambientali delle FER ma, piuttosto, che si stia provando a definirne il reale ruolo nel computo delle emissioni nazionali, è stato possibile valutare un fattore complessivo, che racchiuda l'intera produzione italiana integrata dal contributo da parte delle fonti estere. Per il 2017 si è concluso che il kWh consumato all'utenza sia da associare ad un'emissione di 435.8 g CO_{2,eq}.

L'approccio utilizzato mira ad essere il più possibile comprensivo di tutti gli aspetti riguardanti la produzione elettrica: ciò comporta da un lato la necessità di porre delle semplificazioni riguardanti la struttura produttiva, in modo tale da considerarne solo le tecnologie impiantistiche prevalenti, ma dall'altro lato giustifica l'ottenimento di un risultato superiore a molte stime presenti in letteratura. Ciò è dovuto proprio al fatto che non si consideri solo le emissioni dovute alla combustione, ma si tenga conto anche della sempre più considerevole quota di impianti di produzione rinnovabile presenti sul suolo nazionale.

A partire da quanto fatto, gli sviluppi futuri sono molteplici. In primis, utilizzando i dati ottenuti dall'analisi complessiva del sistema elettrico nazionale, sarà possibile cercare di determinare l'indice EROI (Energy Return On Investment) per ogni singola tecnologia, un parametro spesso considerato ma non definito in modo univoco seguendo una metodologia *bottom – up* che tenga conto di ogni aspetto caratterizzante la vita degli impianti. Un secondo obiettivo di sviluppo consiste nella definizione della carrying capacity delle fonti energetiche a livello nazionale. Tale parametro viene applicato in molteplici ambiti ed indica, in generale, la capacità di un ambiente e delle risorse in esso presenti di sostenere un determinato gruppo di individui. Nello specifico si intende studiare ed applicare tale concetto alle risorse energetiche presenti sul territorio nazionale, valutando una composizione ottimale del parco produttivo italiano al fine di ottenere una produzione elettrica stabile ma con la maggior penetrazione possibile da parte delle fonti energetiche rinnovabili.

6 Appendice

6.1 Calcolo completo dell'efficienza di conversione

Il calcolo dell'efficienza di conversione del parco termoelettrico nazionale, introdotta in 1.3.1.2, si articola in quattro passaggi. Il primo riguarda la valutazione dell'energia annuale primaria utilizzata, espressa in tonnellate equivalenti di petrolio, effettuata combinando i dati sulla produzione ed i consumi specifici per ogni tipologia di impianto e combustibile. Da questi valori si ricava l'efficienza elettrica di conversione (secondo passaggio), ossia l'efficienza con cui gli impianti convertono il combustibile in energia elettrica, senza considerare il recupero di calore dovuto alla cogenerazione. Il terzo passaggio consiste nell'integrazione dei dati precedentemente ottenuti con la quota di calore recuperato annualmente da ogni centrale cogenerativa: da ciò è possibile calcolare l'efficienza effettiva del settore termoelettrico (quarto passaggio). L'intero procedimento è basato sui dati forniti da Terna [11] ed ISPRA [14] per l'anno 2017.

Le quote relative alla produzione ed ai consumi specifici per tipologia di impianto e combustibile, visibili in Tabella 6.1 ed in Tabella 6.2, si riferiscono alla produzione lorda annuale. In Tabella 6.1 i valori totali di produzione per combustibile, tipologia di impianto e produzione totale sono ricavati come sommatoria delle singole voci nella categoria di appartenenza. Si evidenzia che la produzione elettrica lorda dell'intero settore termoelettrico risulta essere pari a 208.8 TWh, al posto dei 209.5 TWh dichiarati in 1.3.1: non si tratta di un errore, ma si sceglie di allinearsi con i valori adottati da Terna ed ISPRA per questo specifico calcolo. In Tabella 6.2, invece, i totali sono calcolati come media pesata sulla relativa produzione lorda.

In tutte le tabelle della sezione 6.1, nel caso il valore non sia presente (poiché una data tecnologia non utilizza un determinato combustibile) si adotta il simbolo "[-]", mentre nel caso in cui il valore sia trascurabile (da non poter essere arrotondato alla terza cifra decimale) si inserisce un valore pari a 0.000.

Tabella 6.1 Produzione elettrica lorda nazionale settore termoelettrico, 2017.

	Produzione elettrica lorda				Altri combustibili		
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi	[TWh]						
a combustione interna	[-]	0.275	0.031	0.222	1.255	2.982	4.765
a turbine a gas	[-]	0.541	[-]	0.008	0.012	0.033	0.593
a vapore a condensazione	32.489	0.365	[-]	1.683	4.414	0.008	38.960
a ciclo combinato	[-]	52.389	0.000	0.003	1.975	0.011	54.378
Totale	32.489	53.569	0.031	1.916	7.656	3.034	98.695
Impianti cogenerativi	[TWh]						
a combustione interna	[-]	9.047	0.136	0.037	1.738	5.314	16.271
a turbine a gas	[-]	4.531	0.000	0.427	0.015	0.004	4.976
a ciclo combinato	0.126	71.686	1.327	1.355	7.093	0.027	81.612
a vapore a contropressione	0.013	0.690	[-]	0.114	0.642	0.000	1.459
a vapore a condensazione	[-]	0.827	1.008	0.234	3.735	0.005	5.810
Totale	0.139	86.780	2.470	2.167	13.222	5.350	110.128
TOTALE	32.627	140.349	2.501	4.082	20.878	8.385	208.823

Tabella 6.2 Consumi specifici lordi settore termoelettrico, 2017.

Consumi specifici lordi							
	Combustibili solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Altri combustibili		
					Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi				[kJ/kWh]			
a combustione interna	[-]	9773.00	9336.00	9580.00	8822.00	9830.00	9546.37
a turbine a gas	[-]	11870.00	[-]	15446.00	13443.00	11307.00	11916.84
a vapore a condensazione	9287.00	9336.11	[-]	10367.00	13366.00	9274.00	9796.30
a ciclo combinato	[-]	6701.00	0.00	8817.00	7650.00	9318.00	6736.11
Totale	9287.00	6786.87	9336.00	10294.26	11146.60	9842.64	8110.92
Impianti cogenerativi				[kJ/kWh]			
a combustione interna	[-]	5666.00	6701.00	6877.00	7545.00	7042.00	6327.44
a turbine a gas	[-]	6081.00	4873.00	5024.00	8994.00	7305.00	5999.89
a ciclo combinato	4396.00	6195.00	8111.00	6481.00	6138.00	7460.00	6223.58
a vapore a contropressione	5024.00	4953.00	[-]	4815.00	5851.00	0.00	5338.12
a vapore a condensazione	[-]	8908.00	9234.00	7858.00	12163.00	10015.00	11015.71
Totale	4454.04	6149.89	8491.81	6261.86	8013.92	7047.24	6469.88
TOTALE	9266.48	6393.01	8502.24	8154.30	9162.73	8058.88	7245.48

Il primo passaggio dell'analisi consiste nella valutazione dei consumi annuali, calcolati come migliaia di tonnellate di petrolio equivalente (ktep). Dal prodotto tra produzione e consumo specifico di ogni singola voce si ottiene l'energia primaria annuale espressa in kJ, che viene ulteriormente convertita in ktep. In Tabella 6.3 sono riportati i risultati, ed anche in questo caso i valori totali di ogni categoria sono la sommatoria delle singole voci. In questo primo calcolo non si considera il recupero di energia termica utile per cui i consumi totali non rappresentano quelli effettivi del parco termoelettrico, ma solo la quota relativa alla produzione elettrica.

Tabella 6.3 Energia primaria consumata annualmente, produzione elettrica settore termoelettrico, 2017.

Consumi annuali di energia primaria per la produzione elettrica lorda							
Altri combustibili							
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi	[ktep]						
a combustione interna	[-]	64.17	6.89	50.77	264.44	700.18	1086.45
a turbine a gas	[-]	153.24	[-]	2.88	3.76	8.89	168.76
a vapore a condensazione	7206.56	81.37	[-]	416.83	1409.26	1.84	9115.86
a ciclo combinato	[-]	8384.83	0.00	0.59	360.92	2.45	8748.79
Totale	7206.56	8683.60	6.89	471.07	2038.38	713.35	19119.85
Impianti cogenerativi	[ktep]						
a combustione interna	[-]	1224.28	21.72	6.03	313.13	893.82	2458.98
a turbine a gas	[-]	658.08	0.00	51.20	3.14	0.70	713.11
a ciclo combinato	13.20	10606.95	257.00	209.72	1039.80	4.78	12131.44
a vapore a contropressione	1.54	81.64	[-]	13.12	89.77	0.00	186.07
a vapore a condensazione	[-]	176.02	222.34	43.96	1084.93	1.27	1528.51
Totale	14.73	12746.96	501.06	324.03	2530.78	900.56	17018.12
TOTALE	7221.30	21430.56	507.95	795.10	4569.15	1613.91	36137.97

Secondo passaggio è il calcolo dell'efficienza di conversione elettrica (Tabella 6.4), data dal rapporto tra la quantità di energia elettrica prodotta e la quantità di energia primaria immessa negli impianti in analisi. Il rapporto tra le due grandezze indica la quota di energia elettrica effettivamente prodotta rispetto alla quantità che teoricamente si potrebbe ottenere dalla conversione totale dell'energia primaria (a sua volta convertita in Wh sfruttando l'uguaglianza 1 tep = 11630 kWh). I valori totali sono calcolati come media ponderata rispetto all'energia primaria consumata di Tabella 6.3. L'efficienza elettrica dell'intero parco termoelettrico nazionale risulta essere pari al 49.7%.

Tabella 6.4 Efficienza elettrica di conversione, 2017.

Efficienza elettrica di conversione							
					Altri combustibili		
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi	[-]						
a combustione interna	[-]	0.368	0.386	0.376	0.408	0.366	0.377
a turbine a gas	[-]	0.303	[-]	0.233	0.268	0.318	0.302
a vapore a condensazione	0.388	0.386	[-]	0.347	0.269	0.388	0.367
a ciclo combinato	[-]	0.537	[-]	0.408	0.471	0.386	0.534
Totale	0.388	0.530	0.386	0.350	0.323	0.366	0.444
Impianti cogenerativi	[-]						
a combustione interna	[-]	0.635	0.537	0.523	0.477	0.511	0.569
a turbine a gas	[-]	0.592	[-]	0.717	0.400	0.493	0.600
a ciclo combinato	0.819	0.581	0.444	0.555	0.587	0.483	0.578
a vapore a contropressione	0.717	0.727	[-]	0.748	0.615	[-]	0.674
a vapore a condensazione	[-]	0.404	0.390	0.458	0.296	0.359	0.327
Totale	0.808	0.585	0.424	0.575	0.449	0.511	0.556
TOTALE	0.388	0.563	0.423	0.441	0.393	0.447	0.497

Nell'analisi del sistema produttivo termoelettrico (sottosezione 1.3.1) si è visto come nel 2017 l'energia elettrica prodotta in centrali cogenerative sia pari al 52% del totale termoelettrico: da ciò la necessità di non trascurare la quota di energia recuperata sotto forma di calore. L'integrazione del recupero di calore nel calcolo dell'energia primaria utilizzata nelle centrali rappresenta il terzo passaggio dell'analisi: in Tabella 6.5 si riportano i consumi annuali totali. La sezione relativa agli impianti non cogenerativi rimane invariata rispetto ai dati in Tabella 6.3, quelli che variano sono i consumi degli impianti cogenerativi.

Tabella 6.5 Energia primaria totale consumata annualmente, 2017.

Consumi annuali totali di energia primaria per la produzione elettrica lorda							
	Altri combustibili						
	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Prodotti petroliferi	Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi	[ktep]						
a combustione interna	[-]	64.17	6.89	50.77	264.44	700.18	1086.45
a turbine a gas	[-]	153.24	[-]	2.88	3.76	8.89	168.76
a vapore a condensazione	7206.56	81.37	[-]	416.83	1409.26	1.84	9115.86
a ciclo combinato	[-]	8384.83	0.00	0.59	360.92	2.45	8748.79
Totale	7206.56	8683.60	6.89	471.07	2038.38	713.35	19119.85
Impianti cogenerativi	[ktep]						
a combustione interna	[-]	1919.10	30.70	8.80	539.20	1145.30	3643.10
a turbine a gas	[-]	1231.10	0.00	129.10	9.40	1.10	1370.70
a ciclo combinato	54.20	12786.40	341.00	451.70	1269.10	6.40	14908.80
a vapore a contropressione	12.20	294.70	[-]	95.50	208.60	0.00	611.00
a vapore a condensazione	[-]	254.40	244.00	144.10	1745.00	2.80	2390.30
Totale	66.40	16485.70	615.70	829.20	3771.30	1155.60	22923.90
Calore utile							
Impianti cogenerativi	[ktep]						
a combustione interna	[-]	622.60	8.00	2.50	202.00	222.90	1058.00
a turbine a gas	[-]	513.70	0.00	70.10	5.40	0.40	589.60
a ciclo combinato	36.90	1940.90	75.60	217.60	184.00	1.40	2456.40
a vapore a contropressione	9.10	191.90	[-]	74.10	106.40	0.00	381.50
a vapore a condensazione	[-]	70.80	19.50	90.10	584.70	1.40	766.50
Totale	46.00	3339.90	103.10	454.40	1082.50	226.10	5252.00
TOTALE	7272.96	25169.30	622.59	1300.27	5809.68	1868.95	42043.75

L'ultimo passaggio è il calcolo finale dell'efficienza totale del sistema, utilizzando i dati aggiornati di Tabella 6.5 ed i dati relativi alla produzione lorda di Tabella 6.1. L'efficienza finale che ne deriva è del 55.2% per l'intero parco termoelettrico. I risultati sono presentati in Tabella 6.6, dove i totali sono nuovamente calcolati come media ponderata delle singole voci rispetto i consumi di energia primaria di Tabella 6.5.

Tabella 6.6 Efficienza totale di conversione, 2017.

Efficienza totale di conversione							
					Altri combustibili		
	Solidi	Gas	Gas	Prodotti	Solidi	Gassosi	Totale
Impianti non cogenerativi	[-]						
a combustione interna	[-]	0.368	0.386	0.376	0.408	0.366	0.377
a turbine a gas	[-]	0.303	[-]	0.233	0.268	0.318	0.302
a vapore a condensazione	0.388	0.386	[-]	0.347	0.269	0.388	0.367
a ciclo combinato	[-]	0.537	[-]	0.408	0.471	0.386	0.534
Totale	0.388	0.530	0.386	0.350	0.323	0.366	0.444
Impianti cogenerativi	[-]						
a combustione interna	[-]	0.730	0.641	0.643	0.652	0.594	0.674
a turbine a gas	[-]	0.734	[-]	0.827	0.708	0.676	0.742
a ciclo combinato	0.880	0.634	0.556	0.740	0.626	0.579	0.635
a vapore a contropressione	0.836	0.853	[-]	0.879	0.775	[-]	0.830
a vapore a condensazione	[-]	0.558	0.435	0.765	0.519	0.663	0.530
Totale	0.872	0.655	0.512	0.773	0.588	0.594	0.642
TOTALE	0.392	0.612	0.511	0.619	0.495	0.507	0.552

6.2 Calcolo completo del mix elettrico nazionale 2017

In 1.4.2 si è introdotto il calcolo semplificato delle fonti energetiche contribuenti alla copertura dell'energia elettrica richiesta in Italia nel 2017. In questa sezione, invece, si affronta il calcolo completo del mix elettrico italiano 2017, che si articola in quattro fasi:

1. definizione del mix produttivo nazionale 2017, dalla produzione lorda alla produzione al consumo.

Come già introdotto in 1.4.2, l'utilizzo da parte degli impianti a bioenergie dell'energia proveniente dalla rete nazionale per soddisfare la richiesta dei sistemi ausiliari implica la necessità di ristrutturare l'evoluzione della filiera elettrica rispetto a quanto proposto in 1.3. In Tabella 6.7 si riporta la suddivisione per fonti della produzione elettrica lorda italiana nel 2017 ed il relativo passaggio alla produzione netta (sottrazione dei consumi dovuti agli ausiliari, eccetto che per le bioenergie) ed alla produzione al consumo (sottrazione dei consumi dovuti ai pompaggi nel settore idroelettrico, energia che viene assorbita al settore termoelettrico). I dati iniziali sono presi dai rapporti Terna. La produzione al consumo finale è presente anche in Figura 6.1.

Tabella 6.7 Definizione parco produttivo nazionale, 2017.

<i>Fonti produttive</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Produzione elettrica netta</i>	<i>Produzione elettrica al consumo</i>	
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]
<i>Bioenergie</i>	19.378	19.378	19.378	6.81
<i>Eolico</i>	17.742	17.565	17.565	6.18
<i>Fotovoltaico</i>	24.378	24.017	24.017	8.45
<i>Geotermico</i>	6.201	5.821	5.821	2.05
<i>Idroelettrico</i>	38.025	37.557	37.557	13.21
<i>Termoelettrico</i>	190.106	182.488	180.009	63.31
<i>FER</i>	105.724	104.339	104.339	36.69
<i>Fossile</i>	190.106	182.488	180.009	63.31
Totale	295.830	286.826	284.348	100.00

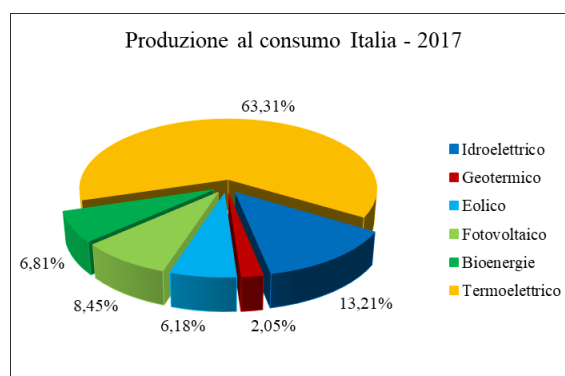


Figura 6.1 Produzione elettrica al consumo italiana, 2017.

2. definizione del mix elettrico europeo, 2017.

La metodologia di calcolo del mix nazionale proposta dal GSE (1.4.2) prevede l'integrazione della produzione nazionale con la produzione europea. I dati forniti dall'Istituto di Statistica europeo, Eurostat [16], non prevedono la classificazione per fonti della produzione al consumo. Per ovviare a tale problema si sceglie di considerare la produzione lorda fornita e di calcolare, tramite perdite ausiliarie assunte pari a quelle italiane, la produzione netta. Le perdite relative alle tecnologie non presenti nel parco nazionale vengono stimate secondo calcoli basati sui dati a disposizione; inoltre per la produzione da bioenergie non si applica il procedimento attuato per l'Italia, ma si considera la perdita per gli ausiliari assorbita dalla stessa produzione

lorda. Si suppone che questo metodo sia coerente con la situazione reale poiché i risultati, se raggruppati per settore produttivo (termoelettrico, rinnovabile, nucleare), mostrano coerenza con quanto riportato nelle statistiche generali Eurostat. I passaggi salienti del calcolo sono presentati in Tabella 6.8.

Tabella 6.8 Definizione del mix elettrico europeo, 2017.

<i>Fonti produttive</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Perdite consumi ausiliari</i>	<i>Produzione elettrica netta</i>	<i>Produzione elettrica al consumo</i>	
	[TWh]	[%]	[TWh]	[TWh]	[%]
<i>Bioenergie</i>	185.257	8.05	170.340	170.340	5.46
<i>Eolico</i>	362.412	1.00	358.805	358.805	11.50
<i>Fotovoltaico</i>	113.510	1.48	111.829	111.829	3.58
<i>Geotermico</i>	6.715	6.12	6.304	6.304	0.20
<i>Idroelettrico</i>	331.313	1.23	327.235	327.235	10.49
<i>Moto ondoso</i>	0.526	1.23	0.519	0.519	0.02
<i>Nucleare</i>	829.719	5.28	785.916	785.916	25.19
<i>Solare termico</i>	5.883	6.12	5.523	5.523	0.18
<i>Termoelettrico</i>	1458.980	4.01	1371.532	1352.907	43.37
<i>FER</i>	1005.615		980.525	980.555	31.43
<i>Fossile</i>	1458.980		1371.532	1352.907	43.37
<i>Nucleare</i>	829.719		785.916	785.916	25.19
Totale	3294.314		3137.973	3119.377	100.00

3. definizione del mix elettrico svizzero e del mix elettrico importato in Italia, 2017.

La Svizzera è il maggior Paese estero fornitore di energia elettrica in Italia, per cui non può essere trascurato. Poiché nei dati Eurostat non è presente la suddivisione per fonti produttive, è necessario analizzare a parte il parco elettrico svizzero considerando i dati forniti dal DATEC [17]. La definizione del mix elettrico importato in Italia consiste nell'integrare alla produzione al consumo europea (Tabella 6.8) quella svizzera, escludendo però l'energia elettrica prodotta in Italia. Quest'ultimo passaggio è giustificato dal fatto che si stia calcolando, in media, l'energia elettrica per fonte in ingresso in Italia, non l'effettivo mix medio europeo. Il mix finale è rappresentato in Figura 6.2.

Tabella 6.9 Definizione del mix elettrico svizzero e del mix importato in Italia, 2017.

<i>Fonti produttive</i>	<i>Produzione elettrica al consumo - Svizzera</i>		<i>Mix elettrico importato in Italia</i>	
	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
<i>Bioenergie</i>	1.838	3.21	152.799	5.28
<i>Eolico</i>	0.124	0.22	341.364	11.80
<i>Fotovoltaico</i>	1.683	2.94	89.495	3.09
<i>Geotermico</i>	0.000	0.00	0.482	0.02
<i>Idroelettrico</i>	32.506	56.73	322.185	11.14
<i>Moto ondoso</i>	0.000	0.00	0.519	0.02
<i>Nucleare</i>	18.164	31.70	804.080	27.80
<i>Solare termico</i>	0.000	0.00	5.523	0.19
<i>Termoelettrico</i>	2.985	5.21	1175.882	40.66
<i>FER</i>	36.151	63.09	912.368	31.54
<i>Fossile</i>	2.985	5.21	1175.882	40.66
<i>Nucleare</i>	18.164	31.70	804.080	27.80
Totale	57.300	100.00	2892.330	100.00

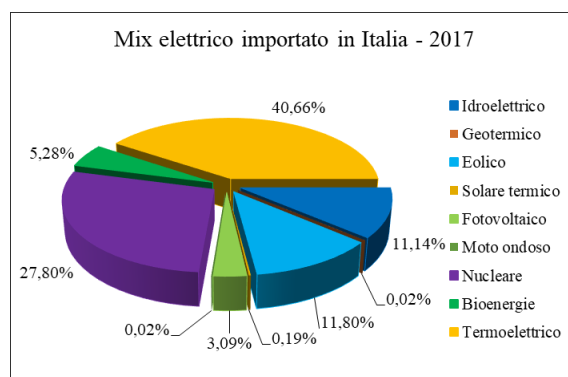


Figura 6.2 Mix elettrico importato in Italia, 2017.

4. definizione del mix elettrico italiano, 2017.

La caratterizzazione del mix produttivo italiano (Tabella 6.7) e di quello europeo (Tabella 6.9) permette di calcolare il bilancio energetico nazionale. In Tabella 6.10, partendo dalla produzione al consumo italiana, si calcola la suddivisione dell'energia esportata (5.1 TWh) in base alle quote percentuali delle fonti produttive nazionali; lo stesso metodo è applicato all'energia elettrica importata, 42.9 TWh, utilizzando il mix europeo modificato di Tabella 6.9. La sommatoria dei flussi elettrici porta alla definizione finale del mix, anche rappresentato graficamente in Figura 6.3, a cui si sottraggono i consumi ausiliari degli impianti a bioenergie.

Tabella 6.10 Definizione del mix elettrico italiano, 2017.

Fonti produttive	Produzione elettrica al consumo - Italia		Export		Import		Mix nazionale Italia	
	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Bioenergie	19.378	6.81	0.350	6.81	2.266	5.28	21.191	6.61
Eolico	17.565	6.18	0.317	6.18	5.063	11.80	22.203	6.93
Fotovoltaico	24.017	8.45	0.434	8.45	1.327	3.09	24.790	7.73
Geotermico	5.821	2.05	0.105	2.05	0.007	0.02	5.696	1.78
Idroelettrico	37.557	13.21	0.678	13.21	4.778	11.14	41.455	12.93
Moto ondoso	0.000	0.00	0.000	0.00	0.008	0.02	0.008	0.00
Nucleare	0.000	0.00	0.000	0.00	11.925	27.80	11.867	3.70
Solare termico	0.000	0.00	0.000	0.00	0.082	0.19	0.082	0.03
Termoelettrico	180.009	63.31	3.250	63.31	17.439	40.66	193.257	60.29
FER	104.339	36.69	1.884	36.69	13.531	31.54	115.424	36.01
Fossile	180.009	63.31	3.250	63.31	17.439	40.66	193.257	60.29
Nucleare	0.000	0.00	0.000	0.00	11.925	27.80	11.867	3.70
Totale	284.348	100.00	5.134	100.00	42.895	100.00	320.548	100.00

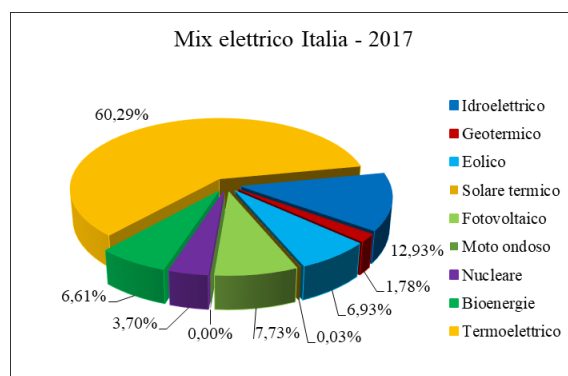


Figura 6.3 Mix elettrico nazionale, 2017.

6.3 Applicazione del software SimaPro

Il software utilizzato per il calcolo dell'energia necessaria all'intera filiera di produzione dei materiali utilizzati per la fase di costruzione e manutenzione degli impianti energetici è SimaPro. I dati sono ricavati applicando due differenti metodologie di calcolo, denominate:

- Cumulative Energy Demand LCA Food, version 1.02;
- Greenhouse Gas Protocol V1.00/CO_{2,eq}.

I valori ottenuti per ogni singolo materiali sono riportati in Tabella 6.11, in cui si fornisce una breve descrizione del materiale utilizzato (eventuali caratteristiche e Paese di riferimento su cui si basa il calcolo dei coefficienti CED e GWP).

Tabella 6.11 Valori specifici CED e GWP per materiali da costruzione.

Materiale	Caratterizzazione SimaPro	CED	GWP
		[MJ _{eq} /kg]	[kgCO _{2,eq} /kg]
Acciaio:			
acciaio altolegato	Steel, high alloy ETH S	99.60	6.16
acciaio bassolegato	Steel, low-alloyed, at plant/RER S	27.40	1.80
acciaio da costruzione	Steel construction, Fe360 I ^h	20.30	1.05
acciaio cromato	Chromium steel 18/8, at plant/RER S ^f	88.60	5.40
acciaio generico	Steel ETH S	31.10	1.88
acciaio rinforzato	Reinforcing steel, at plant/RER S ^h	23.50	1.49
Acqua	Tap water, at user/RER S ^h	0.00622	0.00038
Alluminio	Aluminium, production mix, at plant/RER S ^h	137.0	8.77
Calcare	Limestone ETH S	0.108	0.00647
Calcestruzzo	Concrete, normal, at plant/CH S ^g	0.4916	0.11261
Cemento	Cement, unspecified, at plant/CH S ^h	3.59	0.78
Energia termica biomasse	Heat, biowaste, at waste incineration plant, allocation price/CH S	0.18 ^h	0.014 ⁱ
Fibra di vetro	Glass fibre, at plant/RER S	47.5	2.71
Ghiaia	Gravel, unspecified, at mine/CH S	0.0752	0.00295
Ghisa	Cast iron, at plant/RER S ^h	25.2	1.51
Olio lubrificante	Residual oil refinery Europe S	51.20	0.658
Piombo	Lead, at regional storage/RER S	16.20	1.11
Plastica	Linear low density polyethylene resin, at plant/RNA	79.5	1.35
Polietilene	Polyethylene, HDPE, granulate, at plant/RER S	78.70	1.93
PVC	Polyvinylchloride, at regional storage/RER S ^h	61.5	1.97
Rame	Copper, at regional storage/RER S ^h	36.60	2.12
Resina epossidica	Epoxy	236	1.11
Combustibili:			
carbone	Coal mix I U	31.30	0.277
gas naturale	Natural gas, at long distance pipeline/RER S ^j	63.305	0.5364
olio combustibile	Fuel oil	51	0.623

^f (excluding infrastructure processes).

^g Densità pari a 2380 kg/m³. Composizione di 1 m³ di calcestruzzo: 300 kg cemento, 1890 kg ghiaia, 190 kg acqua.

^h GER [MJ_{eq}/MJ].

ⁱ GWP [kgCO_{2,eq}/MJ].

^j Densità pari a 0.714 kg/Nm³ (ipotesi composizione: 99.5% gas metano).

6.4 Analisi energetica a livello regionale

6.4.1 Bilancio elettrico regionale

L'analisi del bilancio elettrico regionale permette di comprendere in modo più preciso la distribuzione dei flussi energetici visti nella descrizione del sistema elettrico nazionale (Capitolo 1). I dati sono forniti da Terna [11]. In questa sezione si riporta l'intera analisi dei bilanci regionali riferiti al 2017: si inizia con la suddivisione degli impianti per numero e potenza efficiente lorda (Tabella 6.12) da cui si definisce la produzione al consumo, grazie ai dati relativi alla produzione elettrica lorda (Tabella 6.13) e netta (Tabella 6.14). I bilanci finali comprendono gli scambi netti tra regioni e tra Italia ed estero (Tabella 6.15); inoltre si calcolano le efficienze relative ai sistemi ausiliari e di trasmissione (Tabella 6.16).

La procedura di calcolo è del tutto equivalente a quella adottata nel Capitolo 1: per ogni fonte energetica si valuta la produzione elettrica lorda, a cui si sottraggono successivamente le perdite dovute ai sistemi ausiliari ed ai pompaggi. L'integrazione dei flussi in uscita/entrata dal dominio regionale permette la definizione della richiesta energetica, a cui sono sottratte le perdite di trasmissione. Da qui, la valutazione dei consumi effettivi da parte delle utenze nazionali. In ultima analisi si calcolano le percentuali riferite alle perdite ausiliarie per ogni settore produttivo, al fine di condurre un confronto con i dati medi italiani. Con il medesimo fine, si riportano anche le efficienze di trasmissione dovute alle perdite inerenti al trasporto di energia elettrica dalle centrali del parco produttivo (o dalle linee di collegamento interregionale/internazionale) alle utenze.

Tabella 6.12 Classificazione regionale degli impianti nazionali per fonte, 2017.

Regioni	Impianti: numero [-] e potenza efficiente lorda [MW]									
	Idroelettrico		Termoelettrico		Geotermoelettrico		Eolico		Fotovoltaico	
	n°	P _{lorda}	n°	P _{lorda}	n°	P _{lorda}	n°	P _{lorda}	n°	P _{lorda}
Piemonte	906	3803.6	570	4851	0	0	17	18.8	54204	1571.6
Valle d'Aosta	173	974.9	19	14	0	0	5	2.6	2244	23.2
Lombardia	653	6141.4	1329	11483.2	0	0	9	0	116644	2226.8
Trentino Alto Adige	811	3348.5	357	309.4	0	0	12	0.4	24079	421.1
Veneto	393	1170.6	670	3300.8	0	0	16	13.4	106211	1853.1
Friuli Venezia Giulia	233	520.9	212	1665	0	0	5	0	32012	521.3
Liguria	88	90.4	50	1497.9	0	0	33	58.1	8171	103
Emilia Romagna	195	674.7	1037	6468.2	0	0	69	25.2	79835	1983.2
Toscana	212	372.9	322	2369	34	813.1	124	123.5	40870	791.5
Umbria	45	529.6	115	718.1	0	0	25	2.1	17636	471.2
Marche	181	250.5	154	546.7	0	0	52	19.5	26539	1070.7
Lazio	99	410.3	234	5866.4	0	0	68	53.4	50296	1325.3
Abruzzo	71	1013.3	69	1512.4	0	0	43	232.1	19092	722.6
Molise	34	87.9	23	1136.2	0	0	79	375.9	3913	176
Campania	59	1342.4	173	2438.2	0	0	593	1390.4	30401	783.8
Puglia	8	3.3	107	7808.2	0	0	1173	2473.2	46253	2632.3
Basilicata	14	133.3	42	242.3	0	0	1402	1055	7826	365.8
Calabria	54	772.5	76	3677.1	0	0	411	1087.7	23456	514.4
Sicilia	27	730.7	100	5635.9	0	0	863	1810.9	49796	1376.6
Sardegna	18	466.4	52	2505.1	0	0	580	1023.6	34536	748.8
Italia	4274	22838.1	5711	64045.1	34	813.1	5579	9765.8	774014	19682.3

Tabella 6.13 Produzione regionale elettrica lorda e perdite ausiliarie per fonte, 2017.

Regioni	Produzione elettrica lorda [GWh] e perdite ausiliarie [GWh]						
	Idroelettrico	Termoelettrico	Geotermoelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Totale	
	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{lorda}</i>	<i>E_{aux}</i>
Piemonte	6586.2	21373.5	0	27.4	1811.7	29798.8	756.6
Valle d'Aosta	2784.3	29.3	0	4.3	26	2843.9	35.7
Lombardia	9154.3	35237.2	0	0	2316.8	46708.3	1283.2
Trentino Alto Adige	7377.3	1609	0	0.1	453.8	9440.2	161.8
Veneto	2949.9	11431.7	0	18.2	2032.2	16432	898.2
Friuli Venezia Giulia	1236.1	8766.1	0	0	562.2	10564.4	432.6
Liguria	172.5	5753.2	0	122.4	111.5	6159.6	311.5
Emilia Romagna	755.6	20478.4	0	36.1	2351.4	23621.5	767.6
Toscana	532.5	9760.5	6201.2	226.4	956.5	17677.1	647.3
Umbria	1233.5	668.8	0	3	585.1	2490.4	51.6
Marche	466.2	1482.6	0	31.9	1376.2	3356.9	50.5
Lazio	694.4	18629.1	0	107.3	1755.4	21186.2	1147
Abruzzo	1503.9	2210.1	0	360.8	937.9	5012.7	77.9
Molise	164.2	1949.1	0	730.1	236.8	3080.2	98.4
Campania	637.3	7203.4	0	2619.8	939.6	11400.1	280.1
Puglia	4.4	24388.2	0	4979.7	3781	33153.3	1583.6
Basilicata	180.7	596.5	0	1966.3	505	3248.5	65.5
Calabria	931.9	14604.7	0	2048.7	671.2	18256.5	438.7
Sicilia	330.9	13002.2	0	2803.1	1958.8	18095	614.8
Sardegna	328.7	10311.1	0	1656.4	1008.7	13304.9	861.7
Italia	38024.8	209484.7	6201.2	17742	24377.8	295830.5	10564.3

Tabella 6.14 Produzione regionale elettrica netta ed al consumo per fonte, perdite di pompaggio, 2017.

Regioni	Produzione elettrica netta [GWh] e perdite di pompaggio [GWh]						
	Idroelettrico	Termoelettrico	Geotermoelettrico	Eolico	Fotovoltaico	Totale	
	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{netta}</i>	<i>E_{pompaggio}</i>
Piemonte	6489.6	20739.8	0	26.7	1785.9	29042	717.7
Valle d'Aosta	2750.1	28	0	4.3	25.8	2808.2	0
Lombardia	9058.8	34075.2	0	0	2291.1	45425.1	752.4
Trentino Alto Adige	7290	1539	0	0.1	449.3	9278.4	104.9
Veneto	2912.4	10597.7	0	18.2	2005.5	15533.8	1.7
Friuli Venezia Giulia	1221.2	8354.5	0	0	556.1	10131.8	12.1
Liguria	171.1	5446.2	0	120.4	110.3	5848	0
Emilia Romagna	742.1	19756.9	0	35.4	2319.5	22853.9	34.3
Toscana	523.7	9514.8	5821.5	224.4	945.3	17029.7	0
Umbria	1224.6	634.4	0	3	576.8	2438.8	6.4
Marche	459	1459.6	0	31	1356.9	3306.5	0
Lazio	683.3	17527	0	106.9	1721.8	20039	0
Abruzzo	1488.7	2163.9	0	357.5	924.6	4934.7	44.6
Molise	161.3	1865	0	722.9	232.7	2981.9	0
Campania	626.4	6976.1	0	2591.3	926.3	11120.1	408.3
Puglia	4.3	22928.5	0	4925.5	3711.4	31569.7	0
Basilicata	178.9	556.8	0	1949.6	497.7	3183	0
Calabria	925.3	14190.5	0	2040.1	661.9	17817.8	9
Sicilia	322.4	12470.8	0	2761.3	1925.7	17480.2	278.9
Sardegna	323.6	9480.5	0	1646.8	992.2	12443.1	107.8
Italia	37556.8	200305.2	5821.5	17565.4	24016.8	285265.7	2478.1

Tabella 6.15 Consumi regionali effettivi delle utenze, 2017.

Regioni	Consumi delle utenze [GWh]						
	$E_{al_consumo}$	Scambi prod/autoprod	Scambi internazionali	Scambi interregionali	$E_{richiesta}$	E_{trasm}	E_{utenza}
Piemonte	28324.3	0	12529.1	-14940.8	25912.6	1354.1	24558.5
Valle d'Aosta	2808.2	0	-206.8	-1478	1123.4	182.2	941.2
Lombardia	44672.7	0	19972.4	4149.8	68794.9	2292	66502.9
Trentino Alto Adige	9173.5	0	0	-2442.1	6731.4	211.8	6519.6
Veneto	15532.1	0	915.3	15285.9	31733.3	1273.2	30460.1
Friuli Venezia Giulia	10119.7	0	6040	-5719	10440.7	340.6	10100.1
Liguria	5848	0	1386.6	-920.9	6313.7	212.8	6100.9
Emilia Romagna	22819.6	0	0	6775.2	29594.8	1519.5	28075.3
Toscana	17029.7	0	0	3663.8	20693.5	1250.2	19443.3
Umbria	2432.4	0	0	3070	5502.4	319.5	5182.9
Marche	3306.5	0	0	4151.4	7457.9	558.6	6899.3
Lazio	20039	0	0	3423.3	23462.3	1541	21921.3
Abruzzo	4890.1	0	0	1564.3	6454.4	270.6	6183.8
Molise	2981.9	0	0	-1541.1	1440.8	84.4	1356.4
Campania	10711.8	0	0	7712.5	18424.3	1577.5	16846.8
Puglia	31569.7	0	-1312.9	-11486.1	18770.7	1753	17017.7
Basilicata	3183	0	0	-98.8	3084.2	459.8	2624.4
Calabria	17808.8	0	0	-11529.6	6279.2	1037.5	5241.7
Sicilia	17201.3	0	-867.1	3238.3	19572.5	2094.1	17478.4
Sardegna	12335.3	0	-695.9	-2878.1	8761.3	335.2	8426.1
Italia	282787.6	0	37760.7	0	320548.3	18667.6	301880.7

Tabella 6.16 Efficienze regionali dei sistemi ausiliari e di trasmissione, 2017.

Regioni	Efficienze dei sistemi ausiliari e di trasmissione [GWh]						
	$P_{aux} -$ Idroelettrico	$P_{aux} -$ Termoelettrico	$P_{aux} -$ Geotermoelettrico	$P_{aux} -$ Eolico	$P_{aux} -$ Fotovoltaico	$P_{aux} -$ Totale	E_{trasm}
Piemonte	1.47	2.96	N/A	2.55	1.42	2.54	5.23
Valle d'Aosta	1.23	4.44	N/A	0.00	0.77	1.26	16.22
Lombardia	1.04	3.30	N/A	N/A	1.11	2.75	3.33
Trentino Alto Adige	1.18	4.35	N/A	0.00	0.99	1.71	3.15
Veneto	1.27	7.30	N/A	0.00	1.31	5.47	4.01
Friuli Venezia Giulia	1.21	4.70	N/A	N/A	1.09	4.09	3.26
Liguria	0.81	5.34	N/A	1.63	1.08	5.06	3.37
Emilia Romagna	1.79	3.52	N/A	1.94	1.36	3.25	5.13
Toscana	1.65	2.52	6.12	0.88	1.17	3.66	6.04
Umbria	0.72	5.14	N/A	0.00	1.42	2.07	5.81
Marche	1.54	1.55	N/A	2.82	1.40	1.50	7.49
Lazio	1.60	5.92	N/A	0.37	1.91	5.41	6.57
Abruzzo	1.01	2.09	N/A	0.91	1.42	1.56	4.19
Molise	1.77	4.31	N/A	0.99	1.73	3.19	5.86
Campania	1.71	3.16	N/A	1.09	1.42	2.46	8.56
Puglia	2.27	5.99	N/A	1.09	1.84	4.78	9.34
Basilicata	1.00	6.66	N/A	0.85	1.45	2.02	14.91
Calabria	0.71	2.84	N/A	0.42	1.39	2.40	16.52
Sicilia	2.57	4.09	N/A	1.49	1.69	3.40	10.70
Sardegna	1.55	8.06	N/A	0.58	1.64	6.48	3.83
Italia	1.23	4.38	6.12	1.00	1.48	3.57	5.82

6.4.2 Copertura regionale del carico elettrico

I calcoli presentati in sezione 6.4.1 permettono il confronto tra la produzione regionale effettiva destinata al consumo e la relativa richiesta energetica, in modo da definire a livello nazionale quali siano le regioni in grado di soddisfare autonomamente i propri consumi e quali no. In questo calcolo non si tiene conto degli scambi interregionali o con l'estero poiché si intende valutare le capacità produttive interne ad ogni singola zona d'Italia. I risultati relativi al deficit/surplus energetico derivanti dal calcolo di Tabella 6.17 vengono anche riportati in Figura 6.4. Ogni regione rientra in una delle quattro fasce prestabilite: surplus nella produzione sotto e sopra il 50% (rispettivamente verde chiaro e verde scuro) e deficit nella produzione sotto e sopra il 50% (rispettivamente arancione e rosso). Come ci si aspetta, la maggior parte delle regioni italiane risulta essere in deficit di produzione elettrica; ciò non stupisce poiché, come detto nel Capitolo 1, l'Italia nel 2017 necessita un import elettrico netto dall'estero pari all'11.8% della richiesta elettrica nazionale.

Tabella 6.17 Valutazione autosostentamento elettrico delle regioni italiane, 2017.

Regioni	E_{lorda}	$E_{al_consumo}$	$E_{richiesta}$	Surplus/deficit	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]
Piemonte	29798.70	28324.40	25912.70	2411.70	9.31
Valle d'Aosta	2843.90	2808.20	1123.40	1684.80	149.97
Lombardia	46708.20	44672.60	68794.90	-24122.30	-35.06
Trentino Alto Adige	9440.10	9173.40	6731.30	2442.10	36.28
Veneto	16432.00	15532.10	31733.30	-16201.20	-51.05
Friuli Venezia Giulia	10564.40	10119.70	10440.80	-321.10	-3.08
Liguria	6159.50	5848.00	6313.70	-465.70	-7.38
Emilia Romagna	23621.60	22819.70	29594.90	-6775.20	-22.89
Toscana	17677.00	17029.70	20693.60	-3663.90	-17.71
Umbria	2490.40	2432.40	5502.50	-3070.10	-55.79
Marche	3357.00	3306.40	7457.80	-4151.40	-55.67
Lazio	21186.10	20039.10	23462.40	-3423.30	-14.59
Abruzzo	5012.70	4890.20	6454.40	-1564.20	-24.23
Molise	3080.20	2981.80	1440.70	1541.10	106.97
Campania	11400.10	10711.70	18424.20	-7712.50	-41.86
Puglia	33153.30	31569.70	18770.60	12799.10	68.19
Basilicata	3248.50	3183.00	3084.20	98.80	3.20
Calabria	18256.50	17808.80	6279.20	11529.60	183.62
Sicilia	18095.00	17201.30	19572.50	-2371.20	-12.11
Sardegna	13304.80	12335.30	8761.30	3574.00	40.79
Italia	295830.00	282787.50	320548.20	-37760.70	-11.78

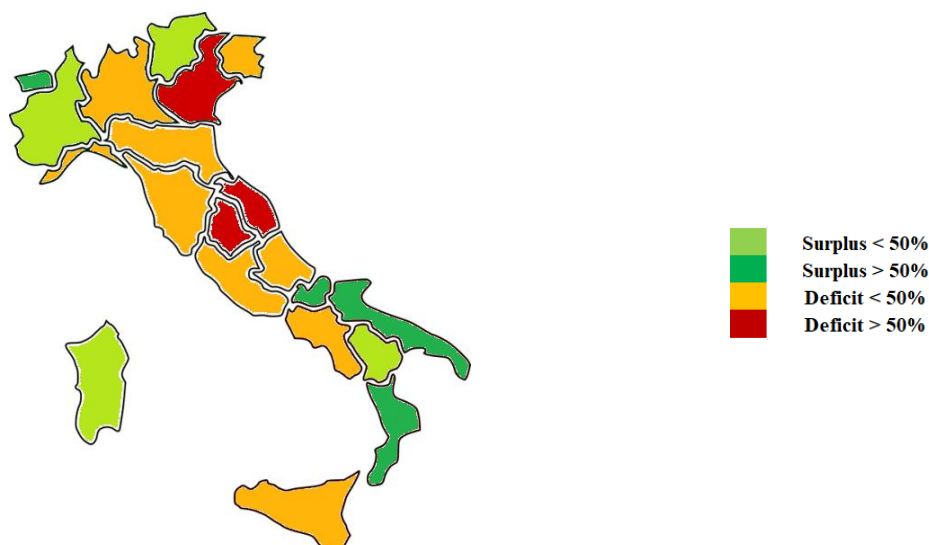


Figura 6.4 Surplus (scala verde) e deficit (scala rosso) nella produzione elettrica regionale, 2017.

6.5 Produzione elettrica del settore fotovoltaico

6.5.1 Situazione nazionale, 2017

L'analisi condotta in 3.3.1 descrive il settore fotovoltaico nazionale suddividendo gli impianti presenti al 2017 per regione di appartenenza. Per approfondire lo studio è opportuno esaminare le caratteristiche di tali impianti in modo più dettagliato rispetto a quanto fatto in Tabella 3.2, calcolando le distribuzioni percentuali sul territorio dei principali parametri. In Tabella 6.18 si affronta questo calcolo descrivendo in modo completo il settore e valutando le quote regionali di numero di impianti, potenza installata, produzione lorda e superficie occupata.

Tabella 6.18 Analisi settore fotovoltaico nazionale, 2017.

Regioni	n° impianti		Potenza installata		E _{lorda}		E _{aux}	E _{aux} /E _{lorda}	E _{netta}	Superficie occupata	
	[-]	[%]	[MW]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[km²]	[%]
Piemonte	54204	7.00	1571.6	7.99	1811.7	7.43	25.8	1.42	1785.9	10.74	7.99
Valle d'Aosta	2244	0.29	23.0	0.12	26.0	0.11	0.2	0.77	25.8	0.16	0.12
Lombardia	116644	15.07	2227.0	11.32	2316.8	9.50	25.7	1.11	2291.1	15.21	11.32
Trentino Alto Adige	24079	3.11	421.0	2.14	453.8	1.86	4.5	0.99	449.3	2.88	2.14
Veneto	106211	13.72	1853.0	9.41	2032.2	8.34	26.7	1.31	2005.5	12.66	9.41
Friuli Venezia Giulia	32012	4.14	521.0	2.65	565.2	2.32	9.1	1.61	556.1	3.56	2.65
Liguria	8171	1.06	103.0	0.52	111.5	0.46	1.2	1.08	110.3	0.70	0.52
Emilia Romagna	79835	10.31	1983.0	10.08	2351.4	9.64	31.9	1.36	2319.5	13.55	10.08
Toscana	40870	5.28	791.0	4.02	956.5	3.92	11.2	1.17	945.3	5.40	4.02
Umbria	17636	2.28	471.0	2.39	585.1	2.40	8.3	1.42	576.8	3.22	2.39
Marche	26539	3.43	1071.0	5.44	1376.2	5.64	19.3	1.40	1356.9	7.32	5.44
Lazio	50296	6.50	1325.0	6.73	1755.4	7.20	33.6	1.91	1721.8	9.05	6.73
Abruzzo	19092	2.47	723.0	3.67	937.9	3.85	13.3	1.42	924.6	4.94	3.67
Molise	3913	0.51	176.0	0.89	236.8	0.97	4.1	1.73	232.7	1.20	0.89
Campania	30401	3.93	784.0	3.98	939.6	3.85	13.3	1.42	926.3	5.36	3.98
Puglia	46253	5.98	2632.0	13.37	3781.0	15.51	69.6	1.84	3711.4	17.98	13.37
Basilicata	7826	1.01	366.0	1.86	505.0	2.07	7.3	1.45	497.7	2.50	1.86
Calabria	23456	3.03	514.0	2.61	671.2	2.75	9.3	1.39	661.9	3.51	2.61
Sicilia	49796	6.43	1377.0	7.00	1958.8	8.03	33.1	1.69	1925.7	9.41	7.00
Sardegna	34536	4.46	749.0	3.81	1008.7	4.14	16.5	1.64	992.2	5.12	3.81
Italia	774014	100.00	19681.6	100.00	24380.8	100.00	364.0	1.49	24016.8	134.46	100.00

Il nuovo parametro studiato è la stima della superficie occupata dagli impianti esistenti. Questo valore è fondamentale per lo studio relativo al potenziale teorico della tecnologia fotovoltaica per cui per la definizione di tale parametro si rimanda al paragrafo 3.5.

6.5.2 Valutazione delle ore di funzionamento

La variabilità della radiazione solare rappresenta una delle maggiori difficoltà quando si studia il funzionamento di un impianto fotovoltaico. In 3.3.3 si è affrontato questo problema esaminando i dati forniti dal GSE [33] e si è proposta una linea di analisi, di cui qui di seguito si riporta il procedimento completo. La raccolta dati prevede due set di rilevazioni delle ore di funzionamento del settore fotovoltaico nazionale: il primo (caso 1) consiste nella registrazione delle ore equivalenti nel periodo 2011 – 2017 degli impianti installati entro il 31/12/2010 (Tabella 6.19), il secondo (caso 2) prevede la medesima registrazione, ma degli impianti installati entro la fine dell'anno precedente a quello di analisi (Tabella 6.20). Per entrambi i casi si procede con l'elaborazione dei dati seguendo la stessa metodologia in Tabella 6.21 e Tabella 6.22. Il calcolo del valore medio non è altro che una media aritmetica, così come la ricerca dei minimi e massimi all'interno di ogni serie di rilevazioni. Rapportando questi ultimi con la media precedentemente ottenuta, si ottengono due scostamenti percentuali, che indicano la variazione massima negativa e positiva che è stata ottenuta nei 7 anni misurati. Applicando un metodo conservativo finalizzato a massimizzare la variazione in modo tale da ottenere una previsione il più possibile generica, si sceglie il maggiore tra gli scostamenti ottenuti e lo si arrotonda all'intero successivo. In entrambi i casi si ottiene quindi una serie di dati che indicano per ogni regione d'Italia la massima variazione avutasi nel periodo 2011 – 2017 della media calcolata. La parte finale del calcolo è quella già presentata in Tabella 3.4.

Tabella 6.19 Ore di funzionamento settore fotovoltaico nazionale, caso 1, 2011 – 2017.

<i>Ore equivalenti degli impianti installati entro il 31/12/2010 [h]</i>							
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>
Piemonte	1183	1156	1108	1095	1137	1091	1164
Valle d'Aosta	1243	1156	1163	1130	1154	1152	1155
Lombardia	1150	1087	1010	1012	1057	1032	1090
Trentino Alto Adige	1160	1101	1064	1017	1083	1064	1098
Veneto	1230	1183	1109	1069	1146	1076	1137
Friuli Venezia Giulia	1213	1142	1083	1012	1113	1048	1087
Liguria	1233	1109	1070	1073	1090	1072	1112
Emilia Romagna	1300	1266	1192	1178	1213	1144	1270
Toscana	1323	1246	1175	1175	1193	1136	1229
Umbria	1319	1281	1174	1162	1210	1099	1260
Marche	1276	1294	1215	1196	1227	1161	1273
Lazio	1550	1531	1478	1434	1464	1376	1487
Abruzzo	1336	1311	1245	1239	1254	1165	1302
Molise	1319	1338	1300	1264	1282	1229	1325
Campania	1319	1329	1280	1278	1230	1194	1287
Puglia	1476	1498	1492	1413	1441	1335	1463
Basilicata	1416	1451	1383	1356	1369	1232	1382
Calabria	1335	1384	1317	1336	1289	1232	1321
Sicilia	1447	1541	1474	1476	1435	1299	1459
Sardegna	1446	1398	1349	1370	1354	1281	1412

Tabella 6.20 Ore di funzionamento settore fotovoltaico nazionale, caso 2, 2011 – 2017.

<i>Ore equivalenti degli impianti installati entro il 31/12 dell'anno precedente [h]</i>							
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>
Piemonte	1183	1196	1117	1105	1148	1093	1163
Valle d'Aosta	1243	1163	1133	1112	1136	1141	1149
Lombardia	1150	1096	1009	1004	1037	1008	1055
Trentino Alto Adige	1160	1092	1060	1005	1068	1047	1085
Veneto	1230	1166	1105	1054	1125	1061	1113
Friuli Venezia Giulia	1213	1179	1107	1033	1133	1024	1091
Liguria	1233	1161	1075	1075	1079	1051	1101
Emilia Romagna	1300	1246	1157	1139	1158	1094	1199
Toscana	1323	1275	1182	1164	1183	1133	1222
Umbria	1319	1320	1188	1161	1210	1121	1250
Marche	1276	1309	1198	1197	1226	1157	1291
Lazio	1550	1429	1348	1322	1339	1224	1361
Abruzzi	1336	1362	1270	1251	1257	1179	1305
Molise	1319	1371	1338	1310	1333	1193	1351
Campania	1319	1293	1260	1217	1180	1121	1216
Puglia	1476	1502	1476	1401	1416	1327	1441
Basilicata	1416	1433	1409	1342	1341	1232	1385
Calabria	1335	1375	1349	1354	1285	1255	1320
Sicilia	1447	1523	1476	1477	1396	1316	1436
Sardegna	1446	1401	1349	1340	1272	1260	1355

Tabella 6.21 Elaborazione caso 1.

<i>Regioni</i>	<i>Ore di funzionamento medie</i>	<i>Valore minimo</i>	<i>Valore massimo</i>	<i>Scostamento percentuale sul minimo</i>	<i>Scostamento percentuale sul massimo</i>	<i>Scostamento percentuale conservativo</i>
	<i>[h]</i>	<i>[h]</i>	<i>[h]</i>	<i>[%]</i>	<i>[%]</i>	<i>[%]</i>
Piemonte	1133	1091	1183	3,74	4,37	5,00
Valle d'Aosta	1165	1130	1243	2,98	6,72	7,00
Lombardia	1063	1010	1150	4,95	8,23	9,00
Trentino Alto Adige	1084	1017	1160	6,20	7,05	8,00
Veneto	1136	1069	1230	5,87	8,30	9,00
Friuli Venezia Giulia	1100	1012	1213	7,98	10,30	11,00
Liguria	1108	1070	1233	3,47	11,24	12,00
Emilia Romagna	1223	1144	1300	6,48	6,27	7,00
Toscana	1211	1136	1323	6,19	9,25	10,00
Umbria	1215	1099	1319	9,55	8,56	10,00
Marche	1235	1161	1294	5,96	4,81	6,00
Lazio	1474	1376	1550	6,67	5,14	7,00
Abruzzo	1265	1165	1336	7,87	5,65	8,00
Molise	1294	1229	1338	5,01	3,41	6,00
Campania	1274	1194	1329	6,27	4,33	7,00
Puglia	1445	1335	1498	7,64	3,64	8,00
Basilicata	1370	1232	1451	10,06	5,92	11,00
Calabria	1316	1232	1384	6,40	5,14	7,00
Sicilia	1447	1299	1541	10,25	6,48	11,00
Sardegna	1373	1281	1446	6,69	5,33	7,00

Tabella 6.22 Elaborazione caso 2.

<i>Regioni</i>	<i>Ore di funzionamento medie</i>	<i>Valore minimo</i>	<i>Valore massimo</i>	<i>Scostamento percentuale sul minimo</i>	<i>Scostamento percentuale sul massimo</i>	<i>Scostamento percentuale conservativo</i>
	[h]	[h]	[h]	[%]	[%]	[%]
Piemonte	1144	1093	1196	4,42	4,58	5,00
Valle d'Aosta	1154	1112	1243	3,63	7,73	8,00
Lombardia	1051	1004	1150	4,50	9,39	10,00
Trentino Alto Adige	1074	1005	1160	6,41	8,02	9,00
Veneto	1122	1054	1230	6,06	9,63	10,00
Friuli Venezia Giulia	1111	1024	1213	7,87	9,14	10,00
Liguria	1111	1051	1233	5,38	11,01	12,00
Emilia Romagna	1185	1094	1300	7,66	9,73	10,00
Toscana	1212	1133	1323	6,50	9,18	10,00
Umbria	1224	1121	1320	8,43	7,83	9,00
Marche	1236	1157	1309	6,41	5,88	7,00
Lazio	1368	1224	1550	10,50	13,34	14,00
Abruzzo	1280	1179	1362	7,89	6,41	8,00
Molise	1316	1193	1371	9,38	4,15	10,00
Campania	1229	1121	1319	8,82	7,29	9,00
Puglia	1434	1327	1502	7,47	4,73	8,00
Basilicata	1365	1232	1433	9,77	4,95	10,00
Calabria	1325	1255	1375	5,26	3,80	6,00
Sicilia	1439	1316	1523	8,53	5,86	9,00
Sardegna	1346	1260	1446	6,40	7,42	8,00

6.6 Determinazione dei fattori di disaccoppiamento

In 4.3.1 si è introdotto il calcolo dei fattori di disaccoppiamento relativi ai combustibili utilizzati nelle centrali appartenenti al settore termoelettrico nazionale. La determinazione di questi si basa sull'analisi della produzione elettrica lorda e delle emissioni di CO_{2,eq} rispetto ad un anno considerato come riferimento, in questo studio il 2000. Di seguito, si riporta la valutazione dei fattori di disaccoppiamento e dei fattori di emissione relativi ai combustibili solidi (Tabella 6.23), gas naturale (Tabella 6.24), bioenergie (Tabella 6.25), prodotti petroliferi (Tabella 6.26), altri combustibili (Tabella 6.27) ed al parco termoelettrico italiano (Tabella 6.28).

Tabella 6.23 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo ai combustibili solidi.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
			<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
<i>[-]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[Mt]</i>			<i>[g CO_{2,eq}/kWh]</i>
2000	26.3	24.2	100	100	921.82
2001	31.7	28.7	120.77	118.61	905.30
2002	35.4	32.9	134.92	135.83	928.03
2003	38.8	35.8	147.74	147.67	921.39
2004	45.5	42.7	173.26	176.13	937.09
2005	43.6	40.9	165.98	169.05	938.88
2006	44.2	40.8	168.27	168.42	922.67
2007	44.1	41.6	167.91	171.75	942.92
2008	43.1	41.5	163.95	171.25	962.83
2009	39.7	37.1	151.28	153.14	933.14
2010	39.7	36.3	151.24	149.84	913.29
2011	44.7	40.3	170.24	166.30	900.49
2012	49.1	43.5	187.05	179.75	885.86
2013	45.1	40.7	171.68	167.92	901.60
2014	43.5	39.0	165.40	160.90	896.74
2015	43.2	39.5	164.44	163.23	915.03
2016	35.6	32.3	135.53	133.25	906.31
2017	32.6	29.1	124.19	120.17	891.98
Fattore di disaccoppiamento		1.033	[-]		

Tabella 6.24 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo al gas naturale.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
			<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
<i>[-]</i>	<i>[TWh]</i>	<i>[Mt]</i>			<i>[g CO_{2,eq}/kWh]</i>
2000	97.6	42.4	100	100	434.28
2001	95.9	42.9	98.26	101.22	447.40
2002	99.4	43.8	101.85	103.26	440.29
2003	117.3	49.9	120.18	117.76	425.53
2004	129.8	52.6	132.95	124.10	405.37
2005	149.3	59.4	152.92	140.17	398.08
2006	158.1	61.2	161.95	144.27	386.85
2007	172.6	66.5	176.88	156.85	385.10
2008	172.7	65.7	176.93	155.07	380.62
2009	147.3	55.9	150.88	131.77	379.29
2010	152.7	57.9	156.48	136.48	378.77
2011	144.5	54.3	148.08	128.10	375.67
2012	129.1	48.7	132.22	114.85	377.21
2013	108.9	39.7	111.54	93.55	364.23
2014	93.6	34.4	95.93	81.22	367.66
2015	110.9	39.7	113.58	93.61	357.92
2016	126.1	45.1	129.24	106.40	357.52
2017	140.3	50.4	143.79	118.80	358.82
Fattore di disaccoppiamento		1.210	[-]		

Tabella 6.25 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo alle bioenergie.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
	<i>[TWh]</i>		<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
	<i>[-]</i>	<i>[Mt]</i>			<i>[g CO_{2,eq}/kWh]</i>
2000	1.5	1.3	100	100	864.81
2001	2.0	2.0	130.15	152.49	1013.24
2002	2.7	3.1	180.03	236.21	1134.64
2003	3.6	4.4	238.42	336.58	1220.82
2004	4.5	5.5	299.03	420.94	1217.38
2005	4.8	5.9	322.03	455.32	1222.74
2006	5.3	6.4	351.37	494.14	1216.20
2007	5.4	7.1	361.66	544.80	1302.75
2008	6.0	7.0	396.56	534.78	1166.22
2009	7.6	8.4	502.27	642.33	1105.95
2010	9.4	9.6	627.46	734.58	1012.45
2011	10.8	11.5	720.00	881.59	1058.89
2012	12.5	12.3	829.97	948.86	988.68
2013	17.1	15.1	1135.93	1157.17	880.98
2014	18.7	16.1	1245.09	1236.11	858.57
2015	19.4	15.3	1289.18	1173.02	786.88
2016	19.5	15.5	1296.68	1189.12	793.07
2017	19.4	15.1	1288.01	1161.13	779.61
Fattore di disaccoppiamento		1.109	[-]		

Tabella 6.26 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo ai prodotti petroliferi.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
	<i>[TWh]</i>		<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
	<i>[-]</i>	<i>[Mt]</i>			<i>[g CO_{2,eq}/kWh]</i>
2000	85.9	59.6	100	100	693.67
2001	75.0	53.3	87.34	89.53	711.04
2002	77.0	54.4	89.66	91.26	706.03
2003	65.8	46.5	76.59	78.08	707.24
2004	47.3	33.7	55.02	56.61	713.70
2005	35.8	25.8	41.74	43.26	718.89
2006	33.8	24.7	39.39	41.52	731.11
2007	22.9	17.2	26.63	28.79	750.11
2008	19.2	14.1	22.35	23.70	735.55
2009	15.9	12.1	18.49	20.30	761.73
2010	9.9	7.0	11.54	11.81	710.13
2011	8.5	5.9	9.87	9.86	693.01
2012	7.0	5.3	8.18	8.95	758.85
2013	5.4	3.6	6.31	6.12	673.26
2014	4.8	3.5	5.55	5.91	739.06
2015	5.6	3.8	6.54	6.31	668.53
2016	4.1	2.6	4.81	4.40	634.90
2017	4.1	2.6	4.75	4.36	636.88
Fattore di disaccoppiamento		1.089	[-]		

Tabella 6.27 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo agli altri combustibili.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
	<i>[TWh]</i>		<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
2000	9.2	5.1	100	100	551.54
2001	14.8	7.6	160.74	150.81	517.47
2002	16.5	8.3	179.51	163.27	501.65
2003	17.3	8.6	188.32	168.64	493.91
2004	19.1	9.3	207.59	183.98	488.82
2005	19.5	9.6	212.31	189.29	491.75
2006	20.8	11.0	225.85	217.43	530.97
2007	20.7	10.8	225.17	212.37	520.19
2008	20.4	10.4	221.87	206.06	512.24
2009	16.2	7.5	176.09	148.30	464.49
2010	19.4	10.8	211.35	212.47	554.47
2011	19.9	9.8	216.86	194.19	493.90
2012	19.9	9.6	215.95	190.11	485.53
2013	16.5	7.0	179.48	137.69	423.14
2014	15.6	6.7	169.51	131.65	428.38
2015	13.0	5.3	141.15	103.68	405.10
2016	14.0	5.8	152.71	114.11	412.12
2017	13.0	5.3	141.93	103.96	403.98
<i>Fattore di disaccoppiamento</i>		1.365	[-]		

Tabella 6.28 Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo al parco termoelettrico nazionale.

<i>Anno</i>	<i>Produzione elettrica lorda</i>	<i>Emissioni CO_{2,eq}</i>	<i>Variazione percentuale: anno base 2000</i>		<i>Fattore di emissione</i>
	<i>[TWh]</i>		<i>produzione [%]</i>	<i>emissioni [%]</i>	
2000	220.5	132.5	100	100	601.25
2001	219.4	134.6	99.51	101.55	613.54
2002	231.1	142.4	104.81	107.42	616.18
2003	242.8	145.1	110.13	109.49	597.74
2004	246.1	143.8	111.64	108.48	584.22
2005	253.1	141.6	114.80	106.87	559.71
2006	262.2	144.1	118.92	108.74	549.76
2007	265.8	143.1	120.55	107.95	538.40
2008	261.3	138.7	118.54	104.66	530.86
2009	226.6	120.9	102.80	91.22	533.52
2010	231.2	121.5	104.90	91.67	525.44
2011	228.5	121.8	103.65	91.86	532.87
2012	217.6	119.5	98.69	90.18	549.40
2013	193.0	106.0	87.54	79.98	549.30
2014	176.2	99.7	79.91	75.20	565.78
2015	192.1	103.5	87.12	78.07	538.84
2016	199.4	101.2	90.46	76.39	507.70
2017	209.5	102.4	95.02	77.29	489.02
<i>Fattore di disaccoppiamento</i>		1.229	[-]		

7 Lista dei simboli

CED: Cumulative Energy Demand, [J/kg] o [J/m³], rappresenta l'energia diretta ed indiretta associata al ciclo di vita di un prodotto.

CFL: Consumo Finale Lordo, [tep], rappresenta i consumi finali di prodotti energetici forniti a scopo energetico a tutti i settori produttivi nazionali.

CI: Carbon Intensity, [g_CO_{2,eq}/kWh], è il tasso di emissione di un determinato inquinante (in questo lavoro di tesi si considera la CO_{2,eq}) riferito ad un determinato processo o prodotto.

CIL: Consumo Interno Lordo, [tep], nel bilancio energetico nazionale è il saldo tra le fonti primarie prodotte, le fonti primarie e secondarie importate ed esportate e la variazione delle loro scorte.

CO_{2,eq}: [kg_CO_{2,eq}] unità di misura che permette di pesare in un unico parametro le emissioni di gas serra con diversi effetti climoalteranti.

E_{aux}: [kWh] energia elettrica fornita ai sistemi ausiliari di un impianto.

E_{al_consumo}: [kWh] energia elettrica disponibile al consumo; viene considerata al netto delle perdite relative ai sistemi ausiliari ed ai pompaggi, ma non al netto delle perdite di trasmissione.

E_{lorda}: [kWh] energia elettrica prodotta da un impianto; si misura ai morsetti in uscita dall'alternatore.

E_{netta}: [kWh] energia elettrica prodotta da un impianto; si misura ai morsetti in uscita dall'impianto per cui la si considera al netto delle perdite relative ai sistemi ausiliari interni.

E_{pompaggi}: [kWh] energia elettrica destinata ai pompaggi di acqua dai bacini a valle verso quelli a monte, al fine di accumulare energia elettrica sotto forma di energia potenziale per una successiva conversione in elettricità attraverso gli impianti idroelettrici.

E_{richiesta}: [kWh] energia elettrica richiesta dall'utenza; per il settore nazionale è data dalla somma della produzione destinata al consumo ed il saldo estero.

E_{trasm}: [kWh] energia elettrica dispersa nella fase di trasmissione.

E_{utenza}: [kWh] energia elettrica consumata al punto d'uso dell'utenza; rappresenta i consumi effettivi.

FER: Fonti Energetiche Rinnovabili.

GWP: Global Warming Potential, rappresenta il contributo di un gas all'effetto serra, in relazione ad un determinato periodo di tempo. Si misura avendo come riferimento l'effetto della CO₂, a cui si associa un valore pari ad 1.

P_{lorda}: [W], potenza lorda, ossia la capacità installata di un impianto all'uscita dal generatore elettrico.

P_{netta}: [W], potenza netta, ossia la capacità installata di un impianto al netto delle perdite ausiliarie; si misura all'uscita dell'impianto stesso.

PIL: Prodotto Interno Lordo, [€], è il valore aggregato, a prezzi di mercato, dei servizi finali e beni prodotti in un Paese nell'arco di uno specifico periodo di tempo.

TEP: Tonnellata Equivalente di Petrolio, unità di misura che rappresenta l'energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo. Il tep viene definito equivalente a 41.868 GJ o 11630 kWh.

8 Indice delle tabelle

Tabella 1.1	Consumi energetici nazionali, 2017 (modificata da [6] e [9]).....	2
Tabella 1.2	Intensità energetica del sistema energetico nazionale, 2010-2017 (modificata da [6] e [9]).....	2
Tabella 1.3	Produzione elettrica netta nazionale, 2017.	3
Tabella 1.4	Potenza installata per fonte, 2017.	4
Tabella 1.5	Confronto bilancio elettrico, 2016 – 2017.	6
Tabella 1.6	Settore termoelettrico nazionale, 2017	10
Tabella 1.7	Produzione termoelettrica lorda per combustibile, 2017	11
Tabella 1.8	Efficienze di conversione del parco termoelettrico nazionale, 2017	12
Tabella 1.9	Confronto impianti FER, 2016 – 2017.	18
Tabella 1.10	Classificazione delle FER per fasce di potenza, 2017.	18
Tabella 1.11	Scambi di energia elettrica con Paesi esteri, 2017.....	22
Tabella 1.12	Calcolo mix elettrico italiano, 2017.	24
Tabella 1.13	Confronto tra il mix nazionale ricavato e quanto riportato dal GSE, 2017.	25
Tabella 1.14	Bilancio di energia elettrica Stati Membri, 2017 (fonte Eurostat [16]).....	27
Tabella 1.15	Calcolo dell'efficienza dei sistemi ausiliari del settore termoelettrico nazionale, 2017.	30
Tabella 1.16	Efficienze settore termoelettrico nazionale, 2017.	30
Tabella 1.17	Calcolo dell'efficienza dei sistemi ausiliari del settore rinnovabile nazionale, 2017.	31
Tabella 1.18	Ripartizione della produzione elettrica nazionale destinata al consumo, 2017.	31
Tabella 1.19	Calcolo del fattore di conversione nazionale, 2017.....	32
Tabella 2.1	Calcolo emissioni dirette per combustibili fossili e bioenergie, 2017.	39
Tabella 2.2	Suddivisione per tipologia di impianto del parco produttivo termoelettrico nazionale.	41
Tabella 2.3	Materiali relativi agli impianti caratterizzanti il settore termoelettrico nazionale.	42
Tabella 2.4	Calcolo emissioni indirette impianti termoelettrici.	42
Tabella 2.5	Emissioni indirette relative ai combustibili utilizzati, 2017.....	43
Tabella 2.6	Calcolo complessivo delle emissioni del settore termoelettrico, 2017.	43
Tabella 2.7	Classificazione delle biomasse utilizzate nel settore delle bioenergie, 2017.	45
Tabella 2.8	Calcolo del fattore di emissione per la produzione da bioenergie in Italia, 2017.....	46
Tabella 2.9	Parco produttivo eolico nazionale semplificato, 2017.....	47
Tabella 2.10	Calcolo materiali costruzione del parco eolico nazionale, 2017.	47
Tabella 2.11	Calcolo del fattore di emissione del settore eolico nazionale, 2017.	48
Tabella 2.12	Suddivisione in fasce di potenza del parco fotovoltaico nazionale, 2017.....	49
Tabella 2.13	Modelli teorici di impianto FV.	49

Tabella 2.14 Calcolo dei materiali necessari per ogni fascia di potenza del settore fotovoltaico nazionale, 2017.	50
Tabella 2.15 Calcolo delle emissioni indirette del settore fotovoltaico nazionale, 2017.	51
Tabella 2.16 Suddivisione per fasce di potenza del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.	52
Tabella 2.17 Calcolo delle emissioni indirette del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.	52
Tabella 2.18 Suddivisione per fasce di potenza del settore idroelettrico nazionale, 2017.	54
Tabella 2.19 Materiali necessari per la costruzione complessiva del settore idroelettrico nazionale.	55
Tabella 2.20 Calcolo delle emissioni indirette del settore geotermoelettrico nazionale, 2017.	56
Tabella 2.21 Fattori medi di emissione specifici per ogni tecnologia.	59
Tabella 2.22 Calcolo del fattore medio di emissione in Italia, 2017.	59
Tabella 2.23 Confronto valori di emissione specifica da letteratura.	62
Tabella 3.1 Caratteristiche moduli fotovoltaici adottati.	65
Tabella 3.2 Distribuzione regionale degli impianti fotovoltaici, 2017.	67
Tabella 3.3 Valutazione specific yield nazionale.	71
Tabella 3.4 Valutazione delle ore equivalenti per il settore fotovoltaico nazionale.	72
Tabella 3.5 Dati di letteratura relativi alla richiesta energetica di un modulo fotovoltaico.	75
Tabella 3.6 Valori CED e GWP finali, 2011.	77
Tabella 3.7 Calcolo della produzione regionale necessaria alla copertura del carico totale, 2017.	78
Tabella 3.8 Calcolo della superficie necessaria al soddisfacimento della richiesta nazionale elettrica, 2017.	79
Tabella 3.9 Calcolo della produzione per edificio, 2017.	80
Tabella 4.1 Valutazione dei fattori di emissione diretta da produzione termoelettrica, 2017.	84
Tabella 4.2 Fattori di disaccoppiamento del settore termoelettrico nazionale, 2017.	85
Tabella 4.3 Determinazione delle emissioni reali del sistema elettrico nazionale, 2017.	89
Tabella 4.4 Andamento delle emissioni relative al settore delle FER, 2000 – 2017.	90
Tabella 4.5 Variazione d'incidenza delle maggiori tecnologie FER nel calcolo delle emissioni, 2000 – 2017.	91
Tabella 6.1 Produzione elettrica lorda nazionale settore termoelettrico, 2017.	97
Tabella 6.2 Consumi specifici lordi settore termoelettrico, 2017.	98
Tabella 6.3 Energia primaria consumata annualmente, produzione elettrica settore termoelettrico, 2017.	98
Tabella 6.4 Efficienza elettrica di conversione, 2017.	99
Tabella 6.5 Energia primaria totale consumata annualmente, 2017.	99
Tabella 6.6 Efficienza totale di conversione, 2017.	100
Tabella 6.7 Definizione parco produttivo nazionale, 2017.	101
Tabella 6.8 Definizione del mix elettrico europeo, 2017.	102
Tabella 6.9 Definizione del mix elettrico svizzero e del mix importato in Italia, 2017.	102
Tabella 6.10 Definizione del mix elettrico italiano, 2017.	103
Tabella 6.11 Valori specifici CED e GWP per materiali da costruzione.	104
Tabella 6.12 Classificazione regionale degli impianti nazionali per fonte, 2017.	105

Tabella 6.13	Produzione regionale elettrica lorda e perdite ausiliarie per fonte, 2017.	106
Tabella 6.14	Produzione regionale elettrica netta ed al consumo per fonte, perdite di pompaggio, 2017.	106
Tabella 6.15	Consumi regionali effettivi delle utenze, 2017.	107
Tabella 6.16	Efficienze regionali dei sistemi ausiliari e di trasmissione, 2017.	107
Tabella 6.17	Valutazione autosostentamento elettrico delle regioni italiane, 2017.	108
Tabella 6.18	Analisi settore fotovoltaico nazionale, 2017.	109
Tabella 6.19	Ore di funzionamento settore fotovoltaico nazionale, caso 1, 2011 – 2017.	110
Tabella 6.20	Ore di funzionamento settore fotovoltaico nazionale, caso 2, 2011 – 2017.	111
Tabella 6.21	Elaborazione caso 1.	111
Tabella 6.22	Elaborazione caso 2.	112
Tabella 6.23	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo ai combustibili solidi.	113
Tabella 6.24	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo al gas naturale.	113
Tabella 6.25	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo alle bioenergie.	114
Tabella 6.26	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo ai prodotti petroliferi.	114
Tabella 6.27	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo agli altri combustibili.	115
Tabella 6.28	Calcolo del fattore di disaccoppiamento relativo al parco termoelettrico nazionale.	115

9 Indice delle figure

Figura 1.1 Definizione delle grandezze specifiche di un impianto di produzione elettrica.	5
Figura 1.2 Parco produttivo nazionale, 2016 – 2017.....	7
Figura 1.3 Evoluzione della produzione lorda fossile e rinnovabile in Italia, 2005 – 2017.....	7
Figura 1.4 Evoluzione del parco elettrico nazionale, 2005 – 2017.	8
Figura 1.5 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore termoelettrico nazionale, 2000 – 2017.	9
Figura 1.6 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore termoelettrico nazionale, 2001 – 2017.....	9
Figura 1.7 Quote percentuali relative alla produzione elettrica lorda da combustibili, 2000 – 2017.	10
Figura 1.8 Quote relative alla produzione termoelettrica lorda suddivisa per combustibile, 2017.....	11
Figura 1.9 Evoluzione delle efficienze del parco termoelettrico nazionale, 2010 – 2017.	12
Figura 1.10 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore idroelettrico nazionale, 2000 – 2017.	13
Figura 1.11 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore idroelettrico nazionale, 2001 – 2017.....	14
Figura 1.12 Evoluzione di produzione lorda ed energia destinata ai pompaggi del settore idroelettrico, 2000 – 2017.	14
Figura 1.13 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore eolico nazionale, 2000 – 2017.....	15
Figura 1.14 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore eolico nazionale, 2001 – 2017.	15
Figura 1.15 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2000 – 2017.	15
Figura 1.16 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2001 – 2017.....	16
Figura 1.17 Evoluzione di produzione lorda e capacità installata del settore fotovoltaico nazionale, 2000 – 2017.	16
Figura 1.18 Variazione percentuale di produzione lorda e capacità installata del settore geotermico nazionale, 2001 – 2017.....	16
Figura 1.19 Evoluzione quota di produzione impianti rinnovabili, 2000 – 2017.....	17
Figura 1.20 Evoluzione della capacità installata per gli impianti rinnovabili, 2000 – 2017.....	17
Figura 1.21 Distribuzione geografica degli impianti rinnovabili sul suolo nazionale (modifica da Atlaimpianti [15]), aggiornamento 02/11/2018.	20
Figura 1.22 Variazioni percentuali rispetto l'anno precedente per produzione netta, saldo import/export e richiesta energetica nazionale, 2005 – 2017.....	21
Figura 1.23 Confronto energia elettrica importata ed esportata, 2017.	22
Figura 1.24 Produzione elettrica netta dei Paesi commercianti energia elettrica con l'Italia, 2017.....	23
Figura 1.25 Confronto tra produzione elettrica al consumo e mix medio effettivo nazionale, 2017.....	25

Figura 1.26 La filiera del sistema elettrico nazionale (modificata da Terna).....	26
Figura 1.27 Confronto dell'evoluzione delle perdite di trasmissione relative agli Stati Membri UE, 1990 – 2017.	27
Figura 1.28 Evoluzione dei consumi elettrici in Italia, 2000 – 2017.....	28
Figura 1.29 Evoluzione dei consumi elettrici per settore di utenza, 2000 – 2017.....	28
Figura 2.1 Schema completo del ciclo di vita applicato nello studio (modificata da [22])......	35
Figura 2.2 Fasi e flussi caratterizzanti l'analisi LCA (modifica da [24])......	37
Figura 2.3 Emissioni dirette dei combustibili fossili e delle bioenergie, 2017.	40
Figura 2.4 Evoluzione delle emissioni dirette in relazione al mix produttivo nazionale, 2000 – 2017.	40
Figura 2.5 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco termoelettrico nazionale, 2017.	44
Figura 2.6 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione nazionale relativo alle bioenergie, 2017.	46
Figura 2.7 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco eolico nazionale, 2017.	48
Figura 2.8 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco fotovoltaico nazionale, 2017.	51
Figura 2.9 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco fotovoltaico nazionale, 2017.	53
Figura 2.10 Quote percentuali dei contributi costituenti il fattore di emissione del parco idroelettrico nazionale, 2017.	57
Figura 2.11 Filiera elettrica seguita per la determinazione del fattore di emissione nazionale (modificata da [38]).	58
Figura 3.1 Composizione regionale e nazionale in termini di tipologia di modulo fotovoltaico, 2017 (modificata da [33])......	66
Figura 3.2 Quote percentuali per regione, settore fotovoltaico, 2017.	68
Figura 3.3 Evoluzione efficienza media moduli cristallini (modificata da IHS Markit [50]).	69
Figura 3.4 Andamento del fattore specific yield a livello nazionale, 2006 – 2017.	70
Figura 3.5 Andamento del fattore specific yield nazionale, 2011 – 2017.....	70
Figura 3.6 Ore medie di funzionamento per regione.....	73
Figura 3.7 Rappresentazione dati di letteratura su CED fotovoltaico (a, b).	76
Figura 3.8 Andamento CED fotovoltaico per le tre principali tecnologie di pannello (c, d).	77
Figura 4.1 Evoluzione delle emissioni di CO _{2,eq} dei principali settori nazionali, 2005 – 2017.....	82
Figura 4.2 Variazione percentuale annuale delle emissioni di CO _{2,eq} relative ai principali settori nazionali, 2006 – 2016.	83
Figura 4.3 Emissioni di CO _{2,eq} legate al settore energetico dei principali Paesi europei, 2000 – 2017.	83
Figura 4.4 Emissioni di CO _{2,eq} legate al settore termoelettrico dei principali Paesi europei, 2000 – 2017.....	84
Figura 4.5 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per i combustibili solidi, 2000 – 2017.....	85
Figura 4.6 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per il gas naturale, 2000 – 2017.	86

Figura 4.7 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per le bioenergie, 2000 – 2017.....	86
Figura 4.8 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per i prodotti petroliferi, 2000 – 2017.....	86
Figura 4.9 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per "altri combustibili", 2000 – 2017.....	87
Figura 4.10 Variazione annuale (2000 = 100) di produzione elettrica lorda ed emissioni per il parco nazionale, 2000 – 2017.....	87
Figura 4.11 Confronto nella valutazione delle emissioni di CO _{2,eq} evitate, 2017.	89
Figura 4.12 Evoluzione del fattore di emissione relativo alle FER, 2000 – 2017.....	91
Figura 4.13 Normalizzazione delle emissioni da fonti rinnovabili, 2000 – 2017.....	92
Figura 6.1 Produzione elettrica al consumo italiana, 2017.....	101
Figura 6.2 Mix elettrico importato in Italia, 2017.....	103
Figura 6.3 Mix elettrico nazionale, 2017.....	103
Figura 6.4 Surplus (scala verde) e deficit (scala rosso) nella produzione elettrica regionale, 2017.	108

10 Riferimenti bibliografici

- [1] “Commissione europea.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it.
- [2] S. Spiecker and C. Weber, “The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis,” *Energy Policy*, pp. 1–13, 2013.
- [3] “International Energy Agency.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/>.
- [4] A. Harjanne and J. M. Korhonen, “Abandoning the concept of renewable energy,” *Energy Policy*, vol. 127, no. December 2018, pp. 330–340, 2019.
- [5] W. Commission, “Report of the World Commission on Environment and Development : Our Common Future Acronyms and Note on Terminology Chairman ’ s Foreword.”
- [6] D. G. per la sicurezza dell’approvvigionamento e le infrastrutture energetiche Ministero dello Sviluppo Economico, “La situazione energetica nazionale nel 2017,” 2018.
- [7] GSE, “Rapporto Statistico FER 2017,” 2017.
- [8] GSE, “Rapporto delle attività 2018,” p. 72, 2018.
- [9] ISTAT, “Istituto Nazionale di Statistica.” [Online]. Available: <https://www.istat.it/>.
- [10] D. G. per la sicurezza dell’approvvigionamento e le infrastrutture energetiche Ministero dello Sviluppo Economico, “La situazione energetica nazionale nel 2018,” 2019.
- [11] Terna Rete Italia, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2017,” 2017.
- [12] A. per l’energia elettrica e il gas ARERA, “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta,” 2018.
- [13] ISPRA, “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico,” 2018.
- [14] ISPRA, “Fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi europei,” 2019.
- [15] GSE, “Atlaimpianti.” [Online]. Available: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti>.
- [16] “Eurostat.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- [17] DATEC, “Produzione e consumo di elettricità nel 2017,” 2018.
- [18] GSE, “Anno 2017 mix iniziale nazionale,” vol. 2017, p. 2017, 2017.
- [19] K. Sadovskaia, D. Bogdanov, S. Honkapuro, and C. Breyer, “Power transmission and distribution losses – A model based on available empirical data and future trends for all countries globally,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, no. November 2018, pp. 98–109, 2019.
- [20] C. E. G. Camacho, G. Muto, and B. Ruggeri, “Electrical energy network efficiencies evaluation as milestones for smart grids development: Italy’s case study,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018–Janua, pp. 1–6, 2018.
- [21] A. per l’energia elettrica e il gas ARERA, “Delibera EEN 3/08 Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/08/003-08een.htm>.
- [22] A. Nordelöf and M. Messagie, “Environmental impacts of hybrid , plug-in hybrid , and battery electric vehicles — what can we learn from life cycle assessment?,” pp. 1866–1890, 2014.
- [23] B. Ruggeri, T. Tommasi, and S. Sanfilippo, *BioH2 & BioCH4 Through Anaerobic Digestion From Research to Full-scale Applications*. 2015.
- [24] V. Fthenakis and M. Rauegi, *Environmental life-cycle assessment of photovoltaic systems*, no. LCI. Elsevier Ltd., 2016.
- [25] R. Kannan, K. C. Leong, R. Osman, H. K. Ho, and C. P. Tso, “Gas fired combined cycle plant in Singapore: Energy use, GWP and cost-a life cycle approach,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 46, no. 13–14, pp. 2145–

- 2157, 2005.
- [26] P. L. Spath and M. K. Mann, "Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System," 2000.
 - [27] P. L. Spath, M. K. Mann, and D. R. Kerr, "Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production," 1999.
 - [28] ANEV, "Brochure 2019," 2019.
 - [29] R. H. Crawford, "Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield," vol. 13, pp. 2653–2660, 2009.
 - [30] A. Singh, D. Pant, and S. I. Olsen, "Life Cycle Assessment of Renewable Energy Sources." Green Energy and Technology - Springer ed.
 - [31] Vestas, "Material Use Turbines," pp. 3–6.
 - [32] Itwind, "Aerogeneratore mini-eolico," vol. 39, no. Vi, pp. 20–25.
 - [33] GSE, "Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2017."
 - [34] K. Kato, A. Murata, and K. Sakuta, "Energy Pay-back Time and Life-cycle CO₂ Emission of Residential PV Power System with Silicon PV Module," vol. 115, no. December 1997, pp. 105–115, 1998.
 - [35] M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, and K. Kurokawa, "A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100MW Very Large-scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS Modules," no. May 2007, pp. 17–30, 2008.
 - [36] E. Buonocore, L. Vanoli, A. Carotenuto, and S. Ulgiati, "Integrating life cycle assessment and emergy synthesis for the evaluation of a dry steam geothermal power plant in Italy," *Energy*, 2015.
 - [37] K. Flury and R. Frischknecht, "Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation."
 - [38] A. Moro and L. Lonza, "Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles," *Transp. Res. Part D*, vol. 64, no. July 2017, pp. 5–14, 2018.
 - [39] N. Armaroli and V. Balzani, "Energy for a Sustainable world - From the Oil Age to a Sun-Powered Future." Green Energy and Technology - Springer ed.
 - [40] K. Adams *et al.*, "Hydropower status report 2018," 2018.
 - [41] B. K. Sovacool, "Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: a critical survey," vol. 36, pp. 2950–2963, 2008.
 - [42] M. Z. Jacobson, "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security," pp. 148–173, 2009.
 - [43] M. Peht, "Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies," vol. 31, pp. 55–71, 2006.
 - [44] Y. Uchiyama and L. Gagnon, "Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001," vol. 30, pp. 1267–1278, 2002.
 - [45] H. C. Kim and E. Alsema, "Emissions from Photovoltaic Life Cycles," vol. 42, no. 6, pp. 2168–2174, 2008.
 - [46] D. Scannapieco, V. Naddeo, and V. Belgiorno, "Sustainable power plants: A support tool for the analysis of alternatives," *Land use policy*, vol. 36, pp. 478–484, 2014.
 - [47] F. Asdrubali, G. Baldinelli, F. D. Alessandro, and F. Scrucca, "Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 1113–1122, 2015.
 - [48] "Sunerg Solar Srl." [Online]. Available: <http://www.sunergsolar.com/it/index.php>.
 - [49] M. Raugei *et al.*, "Energy Return on Energy Invested (EROEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response," *Energy Policy*, vol. 102, no. January, pp. 377–384, 2017.
 - [50] "IHS Markit." [Online]. Available: <https://ihsmarkit.com/index.html>.
 - [51] T. A. Huld, E. D. Dunlop, H. A. Ossenbrink, and S. Marcel, "Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries," vol. 81, pp. 1295–1305, 2007.

- [52] T. Alexis *et al.*, “Impact of climate variability on optimal wind-solar energy mixes - The Italian Case,” 2019.
- [53] M. J. M. De Wild-scholten, “Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 119, pp. 296–305, 2013.
- [54] G. Hou *et al.*, “Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China,” *Appl. Energy*, vol. 164, pp. 882–890, 2016.
- [55] M. Gorig and C. Breyer, “Energy Learning Curves of PV Systems,” vol. 35, no. 3, 2016.
- [56] E. Leccisi, M. Raugei, and V. Fthenakis, “The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems - Timely Update.” 2016.
- [57] E. A. Alsema, M. De Wild-scholten, and I. Researcher, “Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production,” no. January, 2011.
- [58] A. Meijer, M. A. J. Huijbregts, J. J. Schermer, and L. Reijnders, “Life-cycle Assessment of Photovoltaic Modules: Comparison of mc-Si, InGaP and InGaP/mc-Si Solar Modules,” vol. 287, no. July 2002, pp. 275–287, 2003.

Ringraziamenti

Il lavoro di tesi qui concluso segna la fine del mio percorso universitario, perlomeno inteso come Corso di Laurea. Per questo motivo, voglio ringraziare prima di tutto i miei genitori, la mia famiglia, per avermi permesso di studiare tutti questi anni qui al Politecnico. Non si può dire che sia stata un'avventura breve, tanto meno una passeggiata, ma certamente è stata un'esperienza dall'alto valore formativo e ricca di soddisfazioni, a prescindere dai risultati accademici. Ringrazio quindi di avermi dato la possibilità di vivere tutto questo.

Il percorso di studi, ormai in conclusione, non poteva terminare se non con un lavoro di Tesi che mi stimolasse a mettere in pratica quanto studiato in questi anni. L'analisi fatta in questa Tesi ha confermato ogni mia aspettativa, permettendomi di acquisire un metodo di analisi e di lavoro. Per questi motivi e, ovviamente, per avermene dato la possibilità, ringrazio i miei relatori, i Prof. Ruggeri e Pirone, disponibili e di grande supporto nello svolgimento del lavoro. Ringrazio molto anche il Dott. Gomez Camacho per il grande aiuto datomi, per la disponibilità e la pazienza dimostrata in ogni situazione.

Infine, ma non per importanza, ringrazio i miei amici.

Ringrazio i miei amici di sempre, a Fiano, per aver sopportato i miei costanti impegni universitari e la mia carenza di tempo libero. Probabilmente ora sarò disponibile a far tutto ciò che verrà organizzato!

Ringrazio i miei compagni di corso, in particolare Massimiliano, amico dentro e fuori le mura del Politecnico, compagno di studio costante in questi anni.

Grazie a tutti!