

ATTI PARLAMENTARI

XV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CCXXX**

n. **2**

R E L A Z I O N E

**SUL MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI
IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA E DI
MICROGENERAZIONE ED ANALISI DEI POSSIBILI
EFFETTI SUL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE**

(Anno 2005)

(Articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239)

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

(ORTIS)

Trasmessa alla Presidenza il 5 febbraio 2008

PAGINA BIANCA

Deliberazione 18 dicembre 2007, n. 328/07

Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita, di piccola generazione e di microgenerazione in Italia per l'anno 2005

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07 (di seguito: decreto legislativo n. 20/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 25 luglio 2006, n. 160/06;
- il documento "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2005." predisposto dalla Direzione Mercati (di seguito: Monitoraggio) (*Allegato A*).

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04, come modificato e integrato dal decreto legislativo n. 20/07, l'Autorità è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e ad inviare una relazione, sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata;
- il Monitoraggio indica:
 - a) lo stato di diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia relativamente all'anno 2005;
 - b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita;
 - c) le considerazioni circa alcune problematiche relative all'ordinato sviluppo della generazione distribuita.

Ritenuto che sia opportuno:

- condividere i contenuti riportati nel Monitoraggio, ivi inclusi gli orientamenti circa i futuri approfondimenti e i futuri eventuali interventi di competenza dell'Autorità

attinenti alla generazione distribuita, alla piccola generazione e alla microgenerazione secondo quanto evidenziato nel Monitoraggio;

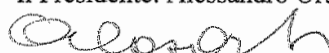
- procedere alla pubblicazione del Monitoraggio anche al fine di dare ampia informazione circa i contenuti in esso richiamati

DELIBERA

1. di approvare il documento recante “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2005” predisposto dalla Direzione Mercati dell’Autorità ai sensi dell’articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04 e allegato alla presente deliberazione di cui è parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell’Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento, secondo quanto previsto dall’articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04;
3. di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it).

18 dicembre 2007

Il Presidente: Alessandro Ortis



Allegato A

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2005

18 dicembre 2007

PAGINA BIANCA

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita (che ricomprende la piccola e la microgenerazione) sul sistema elettrico al Ministro delle attività produttive (ora Ministro dello Sviluppo economico), al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, al Ministro dell'interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.

Con la presente relazione, l'Autorità attua la predetta disposizione analizzando:

- a) lo stato di evoluzione della diffusione della generazione distribuita in Italia relativamente all'anno 2005;*
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e all'accesso al mercato elettrico;*
- c) alcuni aspetti ritenuti di grande importanza per rendere sempre più ordinata la gestione della generazione distribuita nel sistema elettrico.*

La presente relazione è stata predisposta dalla Direzione Mercati, i dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della generazione distribuita nel territorio italiano sono stati forniti dall'Ufficio Statistiche della società Terna – Rete elettrica nazionale Spa.

PAGINA BIANCA

INDICE

Capitolo 1 – Introduzione	Pag.	11
Capitolo 2 – Definizione di generazione distribuita, piccola generazione e microgenerazione	»	13
Capitolo 3 – Anni 2004 e 2005 a confronto	»	15
Capitolo 4 – Analisi dei dati relativi alla generazione di- stribuita ed alla piccola generazione nell'anno 2005 in Italia	»	17
Capitolo 5 – Evoluzione del quadro normativo applicabile alla generazione distribuita	»	65
Capitolo 6 – Ulteriori considerazioni	»	83
Appendice – Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2005 in Italia .	»	89

PAGINA BIANCA

CAPITOLO 1 INTRODUZIONE

1.1 L'attività di monitoraggio dell'Autorità

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita (di seguito: GD) sul sistema elettrico al Ministro dello Sviluppo economico, al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, al Ministro dell'interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.

Con la presente relazione, l'Autorità attua la predetta disposizione analizzando:

- a) l'evoluzione della diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione¹ in Italia relativamente all'anno 2005;
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione;
- c) alcuni aspetti ritenuti di grande importanza per rendere sempre più ordinata la gestione della generazione distribuita nel sistema elettrico nazionale.

Già con la deliberazione n. 160/06 l'Autorità ha pubblicato il primo monitoraggio dello sviluppo della generazione distribuita relativo ai dati disponibili per l'anno 2004 mettendo in evidenza in via qualitativa i potenziali effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico. In seguito a tale monitoraggio, l'Autorità con la deliberazione 26 febbraio 2007, n. 40/07 ha avviato un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio, per quanto di pertinenza della medesima Autorità, nell'ambito del quale sono state sviluppate le attività che hanno portato alla definizione delle condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in bassa tensione e alla definizione e razionalizzazione delle norme in materia di misura dell'energia elettrica prodotta, specialmente della generazione distribuita. Ulteriori attività sono tuttora in corso e i relativi risultati saranno resi noti in futuro.

La deliberazione n. 160/06, tra l'altro, stabiliva l'istituzione presso la società Terna Spa di un sistema informativo dei dati e delle informazioni relative alla generazione distribuita e alla microgenerazione finalizzato a consentire all'Autorità di espletare gli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04. Sulla base di tale disposizione, nel corso dell'anno 2007, la Direzione Mercati ha dato impulso all'attività di razionalizzazione dei flussi informativi relativi alla GD che ha visto impegnati, oltre all'Autorità, anche Terna e la società Gestore dei servizi elettrici Spa: si segnala che tale attività è tuttora in corso.

Il punto 2 della deliberazione n. 160/06, dava mandato alla Direzione Energia Elettrica dell'Autorità (ora Direzione Mercati) di effettuare valutazioni sull'efficienza degli impianti di produzione di energia elettrica. La Direzione Mercati ha, pertanto, avviato uno studio mirato all'effettuazione di un'analisi tecnico-economica sui diversi modelli di sviluppo energetico per la produzione di energia elettrica e termica. I risultati di tale analisi saranno disponibili nei primi mesi dell'anno 2008.

Infine, si segnala che con la deliberazione n. 160/06 è stata indicata una possibile definizione di generazione distribuita² e di microgenerazione delle quali si è tenuto conto per l'elaborazione del

¹ Per la definizione di piccola generazione cfr. capitolo 2.

² Generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.

presente monitoraggio alla luce anche delle modificazioni alla legge n. 239/04 introdotte dal decreto legislativo n. 20/07³.

La presente relazione raccoglie e confronta, nel capitolo 2, un aggiornamento delle definizioni relative alla generazione distribuita. Nel capitolo 3 viene presentato un quadro di sintesi e di confronto tra la situazione rilevata nell'anno 2005 e quella rilevata nell'anno 2004.

Nel capitolo 4, come già effettuato in occasione del monitoraggio per l'anno 2004, viene effettuata una ricognizione fattuale della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2005 ponendo in evidenza la diffusione delle diverse fonti primarie utilizzate e delle diverse tipologie impiantistiche installate suddivise per aggregazione geografica (nazionale/regionale).

Segue il capitolo 5 relativo alla descrizione dell'evoluzione del quadro normativo e regolatorio attualmente in vigore applicabile anche alla generazione distribuita, alla piccola generazione e alla microgenerazione.

Infine, nel capitolo 6 sono presentate le conclusioni del monitoraggio indicando alcuni elementi suscettibili di ulteriori approfondimenti e sviluppi nell'ambito dell'attività dell'Autorità in relazione all'ordinata gestione della GD, nonché gli elementi posti alla base dell'analisi tecnico-economica sui diversi modelli di sviluppo energetico per la produzione di energia elettrica e termica avviato secondo le predette disposizioni di cui al punto 2 della deliberazione n. 160/06.

Si sottolinea il fatto che i dati oggetto del presente rapporto contemplano la quasi totalità degli impianti da generazione distribuita installati in Italia e connessi alla rete elettrica. In particolare, rimangono ancora esclusi dalla presente analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia all'ufficio tecnico di finanza dell'officina elettrica). Al fine di garantire che negli anni futuri siano ricompresi nel monitoraggio anche i suddetti impianti l'Autorità ha avviato nel corso del 2007 alcune iniziative (cfr. capitolo 6). Dal 2006, inoltre, sarà sicuramente possibile tenere conto dei dati relativi agli impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005.

Il rapporto è completato da un *Executive summary* e da un'appendice che riporta puntualmente i dati del monitoraggio.

³ Cfr. capitolo 2 del presente documento.

CAPITOLO 2**DEFINIZIONE DI GENERAZIONE DISTRIBUITA, PICCOLA GENERAZIONE E MICROGENERAZIONE**

Nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06 erano state date le definizioni di generazione distribuita e di microgenerazione:

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
Sottoinsieme della GD è la microgenerazione definita sulla base di quanto stabilito dall'articolo 1, comma 85, della legge n. 239/04;
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW.

Con il decreto legislativo n. 20/07 sono state apportate modificazioni alla legge n. 239/04 tali per cui risulta che:

- è definito come impianto di piccola generazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- è definito come impianto di microgenerazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità massima inferiore a 50 kWe;

Lo stesso decreto legislativo n. 20/07, all'articolo 2, comma 1, stabilisce che:

- unità di piccola cogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe;
- unità di microcogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe.

Le suddette definizioni presentano un profilo di incoerenza per quanto concerne la piccola generazione e, in particolare, riguardo alla ricomprensione o meno nella definizione di piccola generazione degli impianti con potenza nominale pari a 1 MW.

Alla luce di quanto predetto, nell'ambito del presente monitoraggio sono state adottate le seguenti definizioni:

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
Sottoinsieme della GD è la piccola generazione e la microgenerazione definite come:
- **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 50 kWe.

Si segnala che per effetto del cambiamento delle definizioni introdotto dalle disposizioni normative primarie, quella che nel monitoraggio relativo all'anno 2004 (deliberazione n. 160/06) è stata classificata come microgenerazione è ora classificata come piccola generazione. Si segnala, inoltre che, data la recente introduzione della definizione di microgenerazione, non è risultato possibile effettuare un'analisi separata della medesima microgenerazione dalla piccola generazione.

CAPITOLO 3

ANNI 2004 E 2005 A CONFRONTO

3.1 Livello di diffusione della generazione distribuita

Da un'analisi complessiva emerge che dal 2004 al 2005 il settore della generazione distribuita non ha subito delle rilevanti trasformazioni, sebbene si intraveda un certo fermento e una crescita nella installazione di nuovi impianti. I numeri sono tali da far trasparire un, seppur piccolo, *trend* di crescita. La motivazione di ciò è probabilmente da ricondurre al fatto che, nell'anno 2005, i meccanismi per la promozione degli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica tramite cogenerazione diffusa non erano ancora a regime e non erano ancora stati avviati i meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da generazione distribuita quali, ad esempio, i sistemi di conto energia⁴. Con ogni probabilità, alla luce dell'avvio dei meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, nonché dell'atteso avvio dei sistemi di incentivazione in conto energia per la piccola generazione di energia elettrica, i monitoraggi relativi agli anni successivi al 2005 cominceranno ad evidenziare l'incremento del volume di generazione distribuita⁵.

3.1.1 Confronto a livello nazionale

Più nel dettaglio, si nota che a fronte di un incremento degli impianti installati (+63 unità, +2.5%) e della potenza efficiente lorda (+39 MW, pari all'1% della potenza efficiente lorda del 2004), la produzione di energia elettrica da generazione distribuita nel 2005 è caratterizzata da una sensibile flessione (-8%) passando a 13,1 TWh rispetto ai 14,3 TWh del 2004. Flessione imputabile principalmente alla forte riduzione della produzione idroelettrica che è passata dai 7,7 TWh del 2004 ai 6,4 TWh del 2005 (-17%), nonostante un aumento di impianti (+25) e solo in minima parte compensata dall'incremento di produzione registrato dal settore termoelettrico (+0,2 TWh).

Del resto anche a livello di sistema elettrico nazionale la produzione idroelettrica del 2005 ha registrato una flessione di ben 7 TWh (-14%) e quindi la flessione nella produzione idroelettrica è da ascrivere alla scarsa disponibilità della risorsa idrica nel 2005, più che ad una causa di pertinenza del settore GD.

Il settore termoelettrico registra un incremento di impianti (+32), 23 alimentati da fonti non rinnovabili, 8 da fonti rinnovabili e 1 di impianti ibridi, a cui corrisponde un aumento della potenza efficiente lorda installata di circa 61 MW, mentre delle altre fonti primarie solo l'eolico registra un incremento in termini di impianti e di potenza, con una piccola riduzione di produzione.

La forte riduzione della produzione idroelettrica determina una modifica nel mix di fonti primarie utilizzate nel 2005 per la generazione distribuita, con un incremento del peso delle fonti non rinnovabili (+3,7%) e di biomasse, rifiuti e biogas (+1,2%) e quindi, complessivamente, il peso della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in GD passa dal 72% del 2004 al 68% del 2005.

Sul versante della produzione termoelettrica complessiva da GD si nota, invece, una sostanziale conferma di quello che era il mix energetico registrato nel 2004, a fronte di un quadro nazionale in cui la produzione termoelettrica vede un rafforzamento nell'uso di gas naturale (si passa dal 53% del 2004 al 59% del 2005) a discapito dell'utilizzo degli altri prodotti petroliferi e del carbone (rispettivamente -5% e -1%). Quadro confermato anche andando ad analizzare i sottosettori della

⁴ Si rimarca il fatto che il meccanismo di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 34/05, pur includendo numerose semplificazioni e agevolazioni per la produzione di piccola taglia da fonte rinnovabile, non rappresentava uno strumento di incentivazione.

⁵ Una prova di ciò è il riscontro crescente di problematiche relative alle connessioni di generazione distribuita alle reti elettriche in bassa tensione.

produzione termoelettrica da GD per produzione combinata di energia elettrica e calore e per sola produzione elettrica.

3.1.2 Confronto a livello regionale

Anche su scala regionale non si notano particolari differenze tra il 2004 e il 2005, soprattutto per quanto riguarda gli impianti eolici, fotovoltaici e geotermici, mentre vale quanto detto relativamente agli impianti idroelettrici e a quelli termoelettrici.

Nel nord Italia la produzione da impianti idroelettrici ha registrato una diminuzione rispetto al 2004 in tutte le regioni (con valori minimi del 10% in Piemonte e valori massimi del 33% in Liguria), eccetto la Valle d'Aosta dove la produzione idroelettrica è rimasta pressoché costante e il Trentino Alto Adige dove si è registrato un incremento del 21% della produzione idroelettrica da GD. Da notare che in Veneto, nonostante un aumento del numero di impianti idroelettrici, passati da 151 del 2004 a 163 del 2005 con un conseguente aumento della potenza installata (+9%), si è registrata una diminuzione nella produzione idroelettrica 2005 rispetto al 2004.

Il nord Italia ha avuto inoltre una leggera crescita nell'installazione di impianti termoelettrici con conseguente crescita della potenza installata. In particolare in Veneto il numero di impianti alimentati da combustibili non rinnovabili è passato da 115 a 130 con un aumento della potenza installata del 16% (182 MW nel 2005), mentre in Friuli Venezia Giulia il numero di impianti alimentati da combustibili fossili è passato da 25 a 19 con una riduzione della potenza installata del 26% (26 MW al 2005). Nell'Italia settentrionale la produzione termoelettrica è rimasta pressoché costante, ma ad un'analisi su scala regionale si osserva la presenza di regioni come il Veneto e l'Emilia Romagna in controtendenza che hanno registrato un incremento della produzione. Inoltre si nota anche la presenza di regioni come il Friuli Venezia Giulia in cui si registra una diminuzione della produzione da fonti fossili (da 96 a 78 GWh) ed un incremento di quella da fonti rinnovabili (da 19 a 25 GWh).

Nel centro Italia il numero di impianti e la potenza idroelettrica installata non sono variati rispetto al 2004, mentre si è avuta una diminuzione della produzione in tutte le regioni, dato che segue quello nazionale.

Nel caso della produzione da termoelettrico, sia con combustibili fossili che rinnovabili, in tutte le regioni si registra un incremento con valori minimi pari al 4% per la produzione da non rinnovabili in Toscana e valori massimi del 59% per la produzione da rinnovabili nelle Marche. Caso contrario invece si presenta nel Lazio che insieme a una leggera diminuzione della potenza installata ha registrato una diminuzione del 15% della produzione sia da fonti fossili che rinnovabili.

Nel sud Italia e nelle isole si riscontra lo stesso andamento decrescente registrato su scala nazionale per quanto riguarda la produzione idroelettrica. Viceversa nel settore termoelettrico si assiste mediamente ad una leggera crescita, soprattutto in Campania e Sicilia, sia in termini di impianti in esercizio sia in termini di potenza installata e di produzione. In Campania gli impianti alimentati con combustibili fossili sono passati da 7 a 13 con un aumento della potenza pari al 71% ed un aumento della produzione del 79%. In Sicilia gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono passati da 6 a 9 e contestualmente è aumentata la potenza da 8 a 14 MW e la produzione ha raggiunto nel 2005 i 76 GWh (+23%).

3.2 Livello di diffusione della piccola generazione

3.2.1 Confronto a livello nazionale

Sul fronte della piccola generazione lo scenario appare rispecchiare quanto già detto in riferimento alla GD. Si registra una forte riduzione della produzione da idroelettrico (-15%) con conseguente modifica del mix di produzione che registra una minima flessione del peso delle rinnovabili. Si

passa da un 91% di energia elettrica prodotta da rinnovabili ad un 90%. Sul fronte termoelettrico si registra un lieve incremento della percentuale di produzione da gas naturale (+2%) a scapito dell'impiego di gasolio, mentre andando ad analizzare i mix di fonti primarie impiegati nella produzione combinata di energia elettrica e calore e di sola energia elettrica si nota che si registra un aumento dell'impiego di biogas e di gas naturale a scapito del gasolio nel termoelettrico per produzione di sola energia elettrica e dell'impiego di gas naturale nel caso della produzione combinata di energia elettrica e calore.

3.2.2 Confronto a livello regionale

Come per la Generazione distribuita, anche per la piccola generazione a livello regionale non si notano particolari differenze, soprattutto per quanto riguarda gli impianti eolici, fotovoltaici e geotermici. Le uniche differenze riscontrate riguardano gli impianti idroelettrici e quelli termoelettrici.

Nel nord Italia la produzione da impianti idroelettrici ha registrato una diminuzione in tutte le regioni, con valore minimo del 6% in Valle d'Aosta e massimo del 31% in Liguria rispetto al 2004. Da notare che il Trentino Alto Adige e il Veneto hanno registrato un incremento nel numero di impianti e nella potenza installata: in Trentino il numero di impianti è passato da 246 nel 2004 a 251 nel 2005 con un incremento della potenza efficiente lorda del 4%, mentre in Veneto il numero di impianti in esercizio al 2005 ha toccato le 128 unità con un conseguente incremento della potenza di poco più del 2%. Per quanto riguarda il settore termoelettrico, mediamente i dati si sono mantenuti stabili con alcune regioni che hanno registrato un leggero incremento del numero di impianti e della potenza efficiente lorda installata ed altre che hanno registrato delle diminuzioni; casi singolari sono il Piemonte e la Lombardia: il primo presenta un incremento nel numero di impianti da fonti fossili e una riduzione di quelli da fonti rinnovabili, mentre in Lombardia si manifesta una situazione opposta. La produzione termoelettrica è rimasta pressoché costante nell'Italia settentrionale; da notare che in Trentino Alto Adige è diminuita la produzione da fonti fossili (da 22 a 11 GWh) ed è incrementata quella da fonti rinnovabili (da 4 a 6 GWh).

Nel centro Italia il numero di impianti e la potenza efficiente lorda da idroelettrico non sono variati rispetto al 2004, mentre si è registrato mediamente un leggero incremento, ad eccezione della Toscana, della produzione in tutte le regioni, con percentuali massime del 10% nel Lazio. La produzione termoelettrica ha registrato un aumento in tutte le regioni, con valori minimi del 5% per la produzione con combustibili rinnovabili in Umbria e massimi del 66% per la produzione con combustibili non rinnovabili sempre in Umbria. L'unica regione che ha evidenziato un andamento in leggera controtendenza è stata la regione Marche.

Nel sud Italia e nelle isole si è registrato mediamente un incremento della produzione da idroelettrico con percentuali variabili tra l'11% della Campania e il 50% della Sicilia. L'unica regione ad aver evidenziato un trend in diminuzione è la Calabria che ha prodotto il 33% in meno di energia idroelettrica. Nel settore termoelettrico si registra, invece, mediamente una riduzione del numero di impianti in esercizio e della potenza efficiente lorda in tutte le regioni, accompagnata da una diminuzione della produzione.

CAPITOLO 4

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED ALLA PICCOLA GENERAZIONE
NELL'ANNO 2005 IN ITALIA

4.1 Introduzione generale

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti da Terna Spa il cui Ufficio Statistiche⁶, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministero dell'Industria al GRTN, del DPCM 23 marzo 2004 "Approvazione del programma statistico nazionale per il triennio 2004-2006" e del DPR 3 settembre 2003 "Elenco delle rilevazioni statistiche, rientranti nel Programma Statistico Nazionale 2003-2005, che comportano obbligo di risposta, a norma dell'art. 7 del Decreto Legislativo 6 settembre 1989, n. 322". A tal fine Terna, in forza della deliberazione n. 160/06 ha integrato i suoi archivi con i data base del GSE al fine di rendere disponibili i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti.

Tali dati non includono la totalità degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia all'ufficio tecnico di finanza dell'officina elettrica).

Per l'analisi sono state adottate le definizioni dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica (UNIPED), la cui ultima edizione risale al giugno 1999, nonché le definizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03⁷. Nel presente monitoraggio l'analisi dei dati è stata fatta utilizzando una classificazione per fonti secondo quanto previsto dalla legislazione vigente nel 2005. Pertanto i rifiuti non biodegradabili sono stati equiparati alle fonti rinnovabili, come previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03.

Gli **impianti idroelettrici** sono classificati, in base alla durata di invaso dei serbatoi, in tre categorie: a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente. La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del o dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio. In base alle rispettive "durate di invaso" i serbatoi sono classificati in:

- a) serbatoi di regolazione stagionale: quelli con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- b) bacini di modulazione settimanale o giornaliera: quelli con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.

Le tre categorie di impianti sono pertanto così definite:

- 1. **impianti a serbatoio**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "serbatoio di regolazione" stagionale;
- 2. **impianti a bacino**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione";

⁶ L'Ufficio statistiche di Terna era già parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ed è stato accorpato in Terna a seguito dell'entrata in vigore del DPCM 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

⁷ Il decreto legislativo n. 387/03, che recepisce la direttiva 2001/77/CE, definisce le fonti energetiche rinnovabili come "le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residui dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani." L'articolo 17 del medesimo decreto legislativo include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del d.lgs. n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007 i rifiuti non biodegradabili non sono più equiparati alle fonti rinnovabili.

3. impianti ad **acqua fluente**: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di due ore.

Gli **impianti termoelettrici** sono analizzati oltre che considerando l'impianto nella sua totalità, anche (nel caso dell'analisi relativa al solo termoelettrico, cioè i paragrafi 4.2.4 e 4.3.4) considerando le singole sezioni⁸ che costituiscono l'impianto medesimo. Naturalmente il limite di 10 MVA utilizzato per definire la GD è riferito alla potenza apparente dell'intero impianto, così come il limite di 1 MW per la PG è riferito alla potenza elettrica dell'intero impianto.

Nella presente relazione si è scelto di scorporare dal termoelettrico gli impianti geotermoelettrici al fine di dare a questi ultimi una loro evidenza. Pertanto tutti i dati e le considerazioni sul termoelettrico sono riferiti agli impianti (o alle sezioni) termoelettrici al netto degli impianti geotermoelettrici.

Laddove non specificato si intende per potenza la **potenza efficiente** lorda dell'impianto o della sezione di generazione. Per potenza efficiente di un impianto di generazione si intende la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La potenza efficiente è **lorda** se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale.

Laddove non specificato si intende per produzione la **produzione lorda dell'impianto** o della sezione. Essa è la quantità di energia elettrica prodotta e misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Nel caso in cui la misura dell'energia elettrica prodotta sia effettuata in uscita dall'impianto, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale), si parla di **produzione netta**. La produzione netta è suddivisa tra produzione consumata in loco e produzione immessa in rete. Tale ripartizione è stimata e in qualche caso potrebbe essere imprecisa.

Nelle tabelle relative agli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore si sono riportati anche i quantitativi di calore utile prodotto. Tali quantità sono ricavate tramite l'utilizzo di parametri di riferimento teorici di ciascuna sezione (potere calorifico inferiore del combustibile in kcal/kg o kcal/mc, consumo specifico elettrico in kcal/kWh, rendimento di caldaia per la produzione di vapore pari al 90%). Non sono quindi valori misurati, bensì stimati.

Nel testo del presente capitolo vengono espone alcune considerazioni relative all'attuale diffusione della GD e della PG, le più significative delle quali sono anche evidenziate per mezzo di grafici. Tutti i dati puntuali, a livello regionale e nazionale, sono riportati nell'Appendice, cui si rimanda.

Infine si rammenta che nel riportare i dati contenuti nel presente capitolo, nonché nelle tabelle presentate in Appendice, si è adottato il criterio di arrotondamento commerciale dei dati elementari da kW(h) a MW(h) o a GW(h) e TW(h). Ciò può determinare alcune lievi differenze sull'ultima cifra significativa sia tra una tabella ed un'altra per le stesse voci elettriche che nei totali di tabella.

⁸ La sezione di un impianto termoelettrico è costituita dal gruppo (o dai gruppi) di generazione che possono generare energia elettrica in modo indipendente dalle altre parti dell'impianto. In pratica, la singola sezione coincide con il singolo gruppo di generazione per tutte le tipologie di sezione tranne per i cicli combinati, per i quali ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti.

4.2 La Generazione Distribuita

4.2.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di generazione distribuita nel 2005, in Italia, è stata pari a 13,1 TWh (circa il 4,3% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con una flessione, rispetto al 2004, di ben 1,1 TWh. A tale produzione corrispondono 2.544 impianti per una potenza efficiente lorda di 3.891 MW (circa il 4,4% della potenza efficiente lorda del totale parco impianti di generazione presente in Italia), di cui 1.717 (il 67,5% del totale impianti di GD) sono impianti idroelettrici, per una potenza efficiente lorda di 2.008 MW (52%) ed una produzione lorda di 6,4 TWh (49%); 725 sono impianti termoelettrici (28,5%) per una potenza efficiente lorda di 1.577 MW (40%) ed una produzione di 6,1 TWh (46%); i restanti sono 4 impianti geotermoelettrici (30 MW complessivi), 85 impianti eolici (269 MW complessivi) e 13 impianti fotovoltaici (7 MW complessivi) che rappresentano in totale poco più dell'8% della potenza efficiente lorda da GD e quasi il 5% della produzione lorda da GD (tabella 4.A e figura 4.1).

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.717	2.008	6.428.258	286.830	6.038.068
Biomasse e rifiuti	230	438	1.821.262	149.515	1.597.511
Fonti non rinnovabili	480	1.104	4.124.193	2.926.066	1.064.790
Ibridi	15	35	148.705	81.982	50.192
Totale termoelettrici	725	1.577	6.094.160	3.157.563	2.712.492
Geotermoelettrici	4	30	219.272	0	206.587
Eolici	85	269	401.476	2.880	396.322
Fotovoltaici	13	7	3.988	8	3.916
TOTALE	2.544	3.891	13.147.154	3.447.282	9.357.385

Tabella 4.A : Impianti di GD.

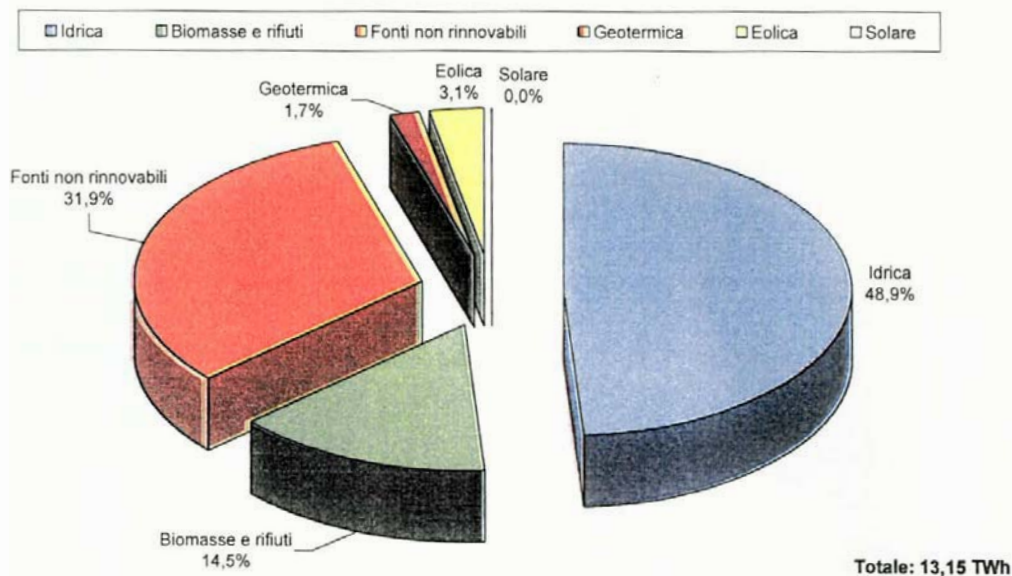


Figura 4.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD.

Nel complesso, quindi, più del 68% dell'energia elettrica complessivamente prodotta dagli impianti di generazione distribuita è di origine rinnovabile⁹ (figura 4.2), rispetto ad un quadro a livello di sistema elettrico nazionale in cui la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è pari al 16,4% della produzione lorda totale¹⁰. Più nel dettaglio, la produzione totale di energia elettrica in Italia è dovuta (ci si riferisce sempre al 2005) per il 14% ad impianti idroelettrici (circa 43 TWh), inclusi gli apporti da pompaggio, a fronte di una potenza efficiente lorda pari al 24% (21.343 MW) del totale, per l' 83% circa (253 TWh) ad impianti termoelettrici (con una potenza efficiente lorda di 64.646 MW, circa il 73% del totale) ed infine per il restante 3% dovuta ad impianti geotermoelettrici (2%), eolici e fotovoltaici con una potenza efficiente lorda complessiva del 3% rispetto al totale pari a 88.345 MW (figura 4.3).

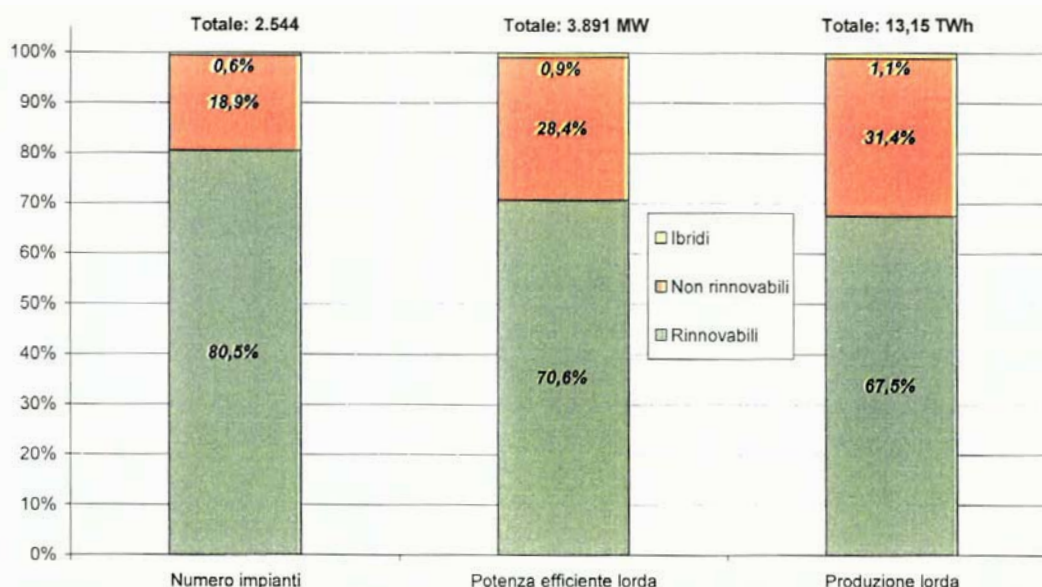


Figura 4.2: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella GD.

Andando a considerare, invece, quale sia la quota di energia elettrica da generazione distribuita che viene utilizzata per autoconsumo si nota che nel 2005 circa il 26% della produzione lorda di **energia elettrica** da impianti di GD è stata **consumata in loco**, mentre il 71% di energia prodotta è stata immessa in rete e il restante 3% è stata utilizzata per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). In particolare, con riferimento alle singole tipologie impiantistiche utilizzate, si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere fortemente maggiore nel caso di impianti termoelettrici (52%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (71%), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no,

⁹ In figura 4.2 la classificazione è fatta evidenziando anche gli impianti ibridi (alimentati sia da combustibili rinnovabili che da combustibili fossili) e perciò il totale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili è ripartito fra impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti ibridi.

¹⁰ Nella figura 4.3 l'energia elettrica prodotta da fonte idrica include anche la produzione da apporti da pompaggio che non è considerata energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03. Pertanto l'energia elettrica complessivamente prodotta da fonti rinnovabili in Italia nel 2005 è pari a circa 49,9 TWh, il 16% della produzione lorda totale.

presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti (tabella 4.A e figura 4.4).

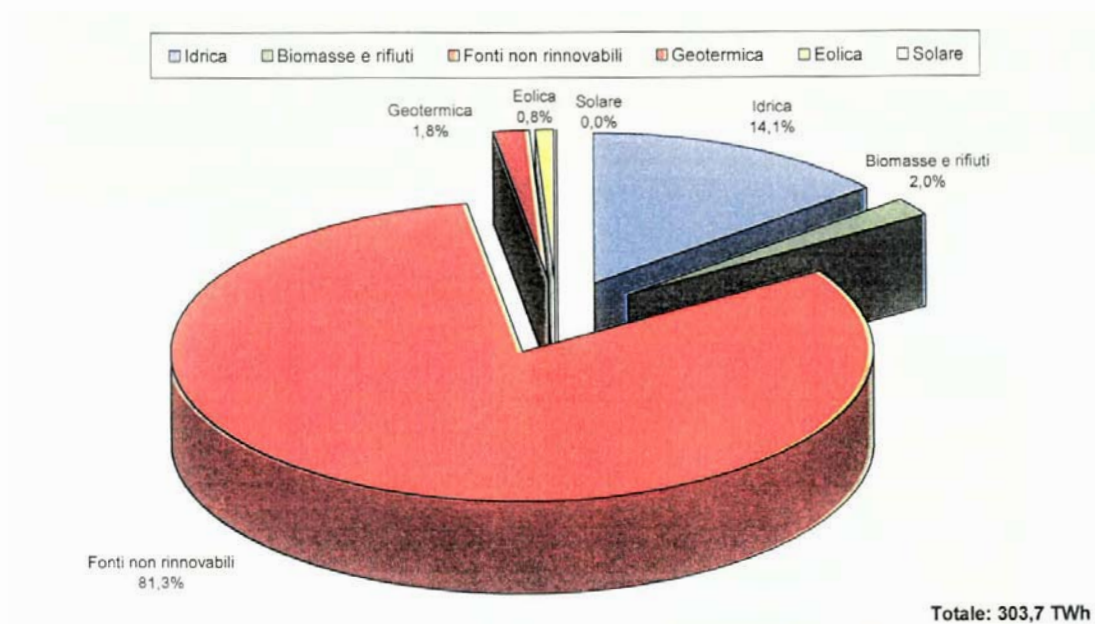


Figura 4.3: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale.

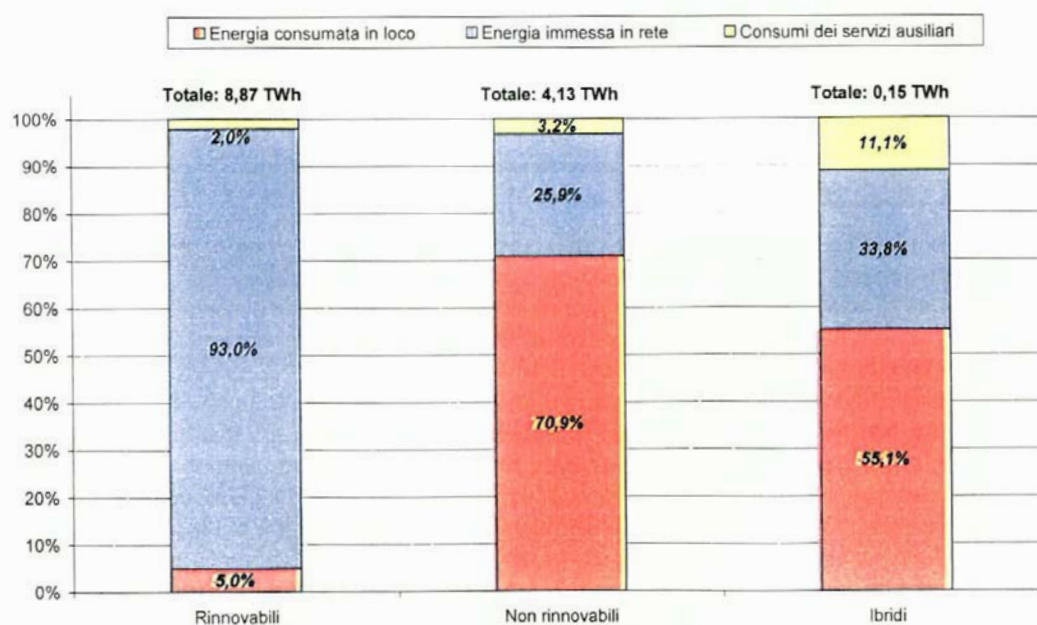


Figura 4.4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

Come già evidenziato nel rapporto dello scorso anno, questo dato mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono, molto spesso anche con produzione combinata di calore, per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 70% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore alimentati da fonti non rinnovabili – figura 4.5), dall'altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche locali. Pertanto mentre i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica, gli altri perseguono l'obiettivo dello sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili strettamente correlate e vincolate alle caratteristiche del territorio.

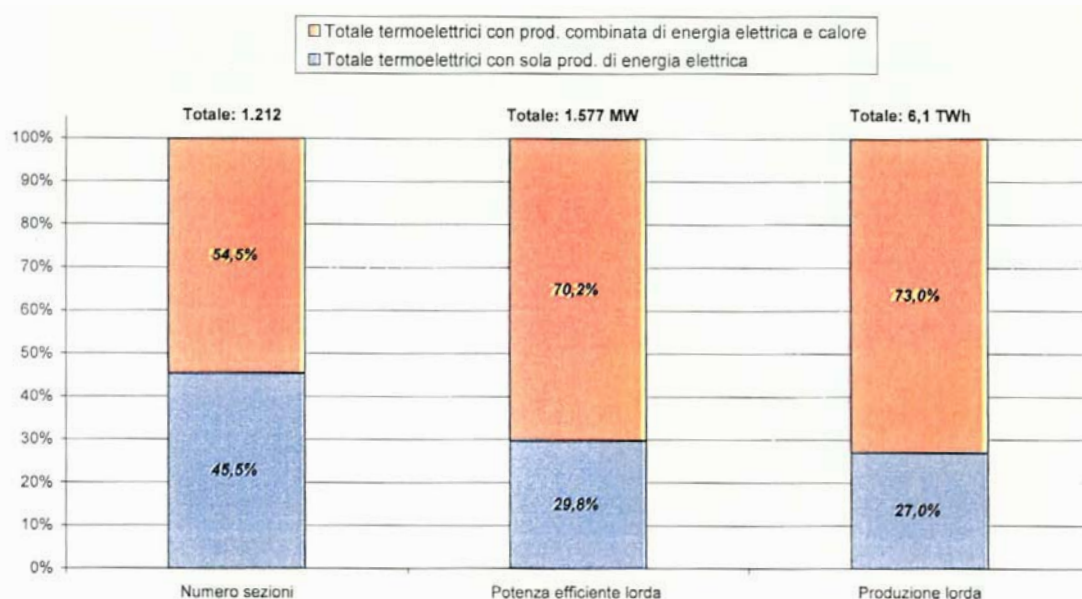


Figura 4.5: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD.

Complessivamente, quindi, il 71% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete. Di questa, però, soltanto una minima parte viene direttamente collocata sul mercato (28%), mentre il restante 43% viene ritirato in via amministrata. Dalla figura 4.6 emerge come il 16% dell'energia prodotta da impianti di GD sia oggetto di incentivazione ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, mentre il 26% dell'energia prodotta sia ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05 ed il restante 1 % acceda al regime previsto dalla deliberazione n. 108/97. In particolare gli impianti che usufruiscono del regime di incentivazione previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 sono complessivamente 316 per una potenza installata di circa 622 MW, di cui il 42% degli impianti (199 MW) alimentati a biogas, il 10% (134 MW) alimentati a biomasse e rifiuti solidi urbani, il 37% (148 MW) idroelettrici, l'8% eolici (100 MW) e il 3% (41 MW) alimentati da combustibili di origine fossile. In figura 4.7 si riporta la produzione di energia elettrica da impianti CIP 6/92 suddivisa per fonti. Come si evince dal grafico gran parte della produzione CIP 6/92, il 95%, è da fonti rinnovabili.

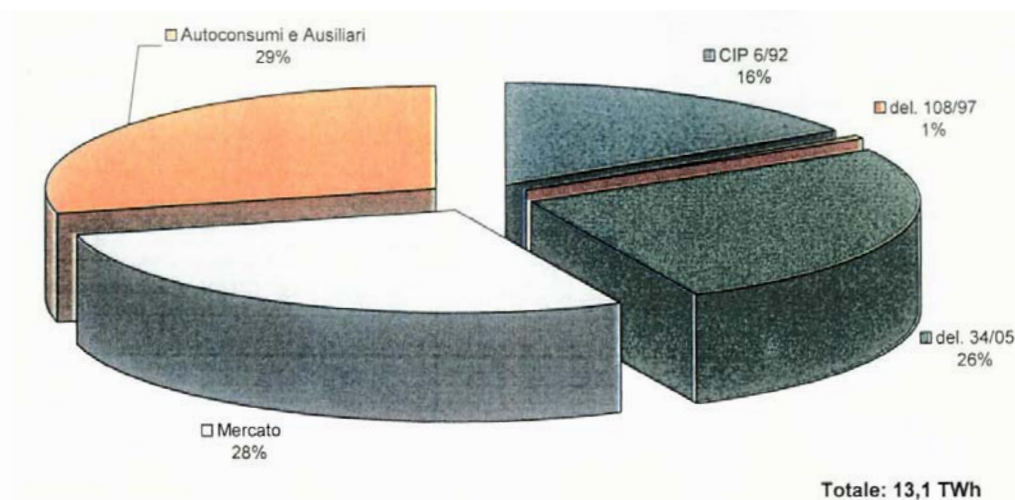


Figura 4.6: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato.

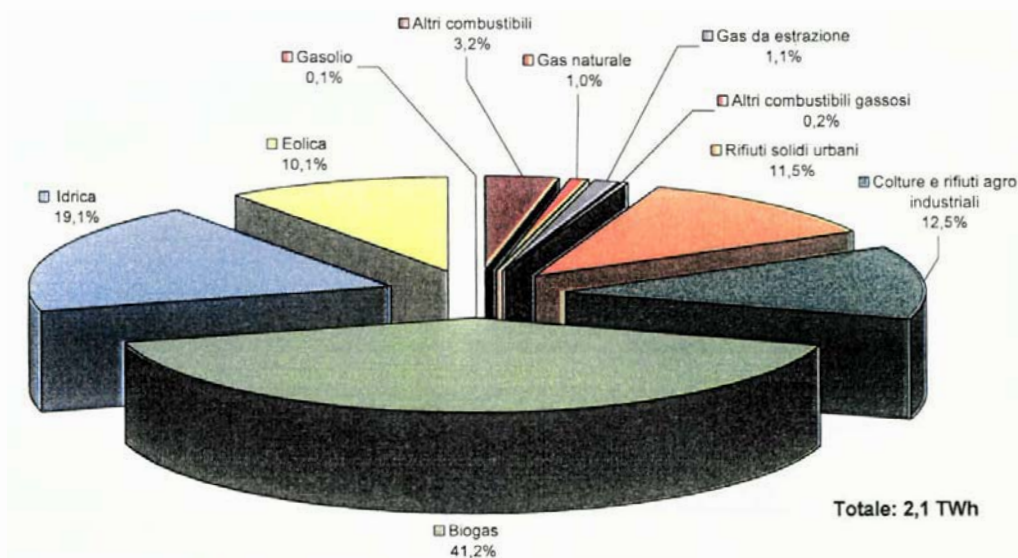


Figura 4.7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP 6 rientranti nella GD.

In [figura 4.8](#) si riporta, invece, la ripartizione per fonti dell'energia ceduta ai sensi della deliberazione n. 108/97 dagli impianti che rientrano nella GD. Complessivamente si tratta di 17 impianti per una potenza efficiente lorda di 46 MW prevalentemente a gas naturale (73% in termini di potenza efficiente lorda).

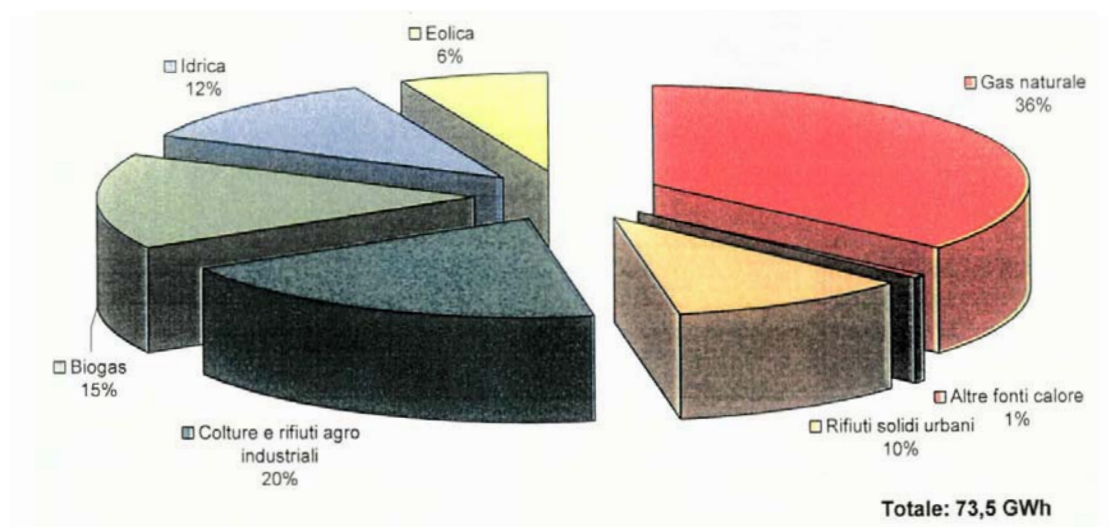


Figura 4.8: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti 108/97 rientranti nella GD.

In figura 4.9 si riporta, infine, la ripartizione per fonti dell'energia ceduta ai sensi della deliberazione n. 34/05 dagli impianti che rientrano nella GD. Complessivamente si tratta di 1.186 impianti per una potenza efficiente lorda di 1.524 MW di cui 1.041 impianti idroelettrici (quasi 1.209 MW), 76 impianti a gas naturale (circa 178 MW), 19 impianti a gasolio (35 MW), 21 impianti a biogas (29 MW), 12 impianti eolici (43 MW), 8 impianti a biomasse e rifiuti (25 MW), 7 impianti fotovoltaici (2,5 MW) e 2 turboespansori (3,8 MW).

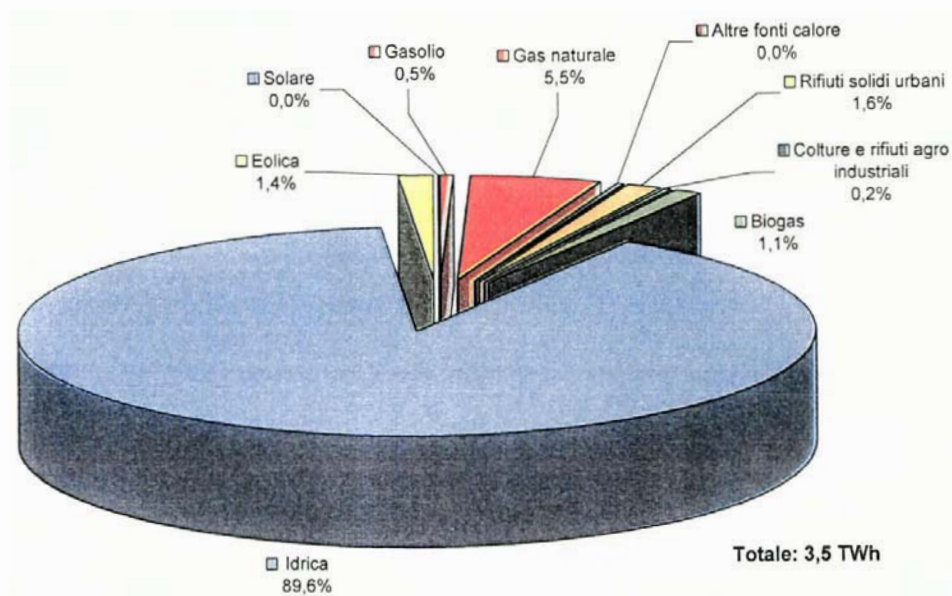


Figura 4.9: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti che cedono ai sensi della deliberazione n. 34/05 rientranti nella GD

Dai seguenti grafici si osserva la distribuzione del totale degli impianti di GD in Italia in termini di potenza e di energia (figura 4.10) e degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figura 4.11).

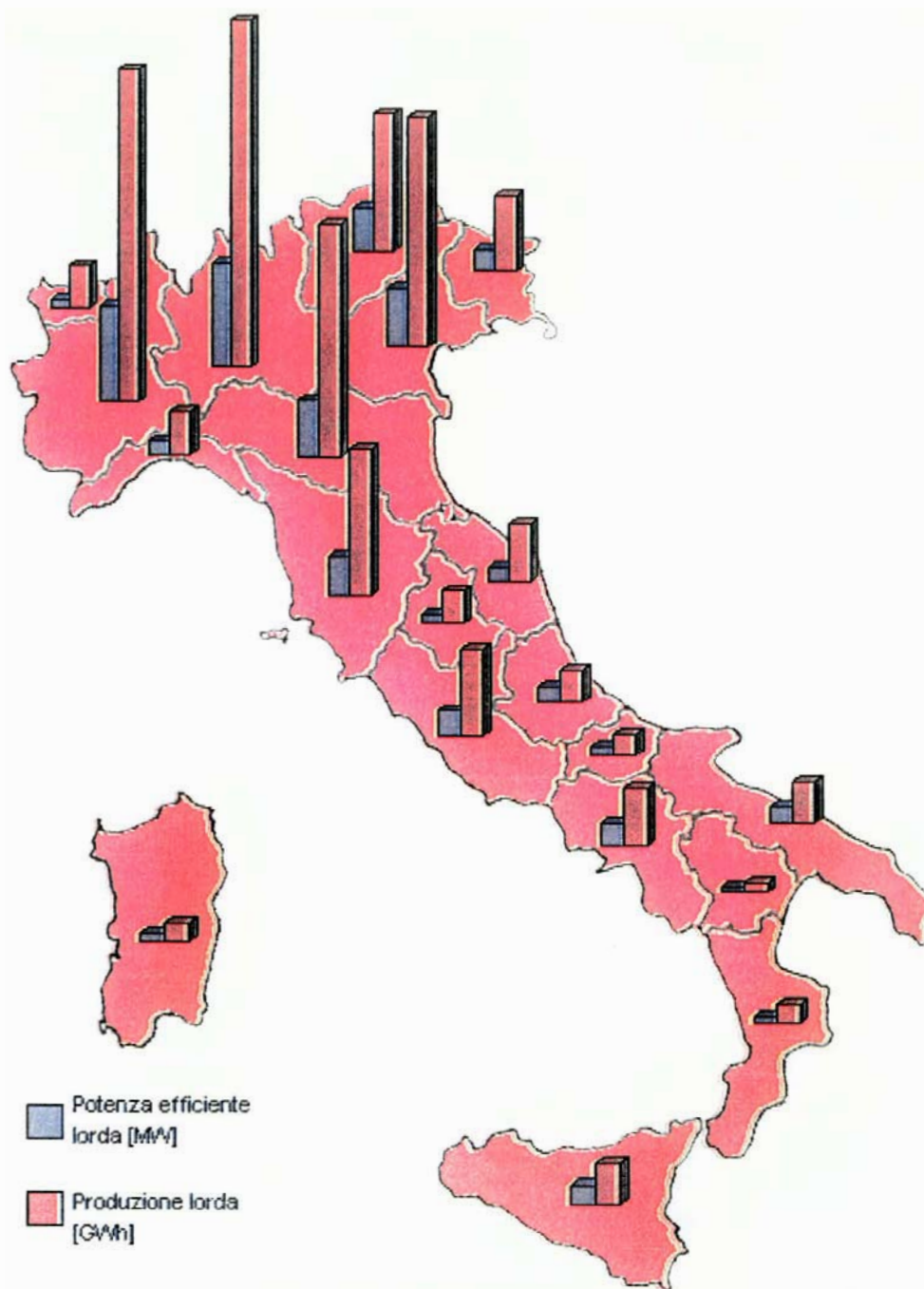


Figura 4.10: Dislocazione regionale degli impianti di GD (Potenza efficiente lorda totale: 3.891 MW; Produzione lorda totale: 13.147 GWh)

In particolare si nota una elevata differenziazione sia in termini di potenza efficiente lorda che in termini di produzione fra le regioni del Nord Italia e le regioni del Centro-Sud. Questa differenza, già evidenziata nel precedente rapporto, sembra essere molto correlata al differente livello di industrializzazione delle varie regioni, per lo più con riferimento allo sviluppo della generazione termoelettrica.

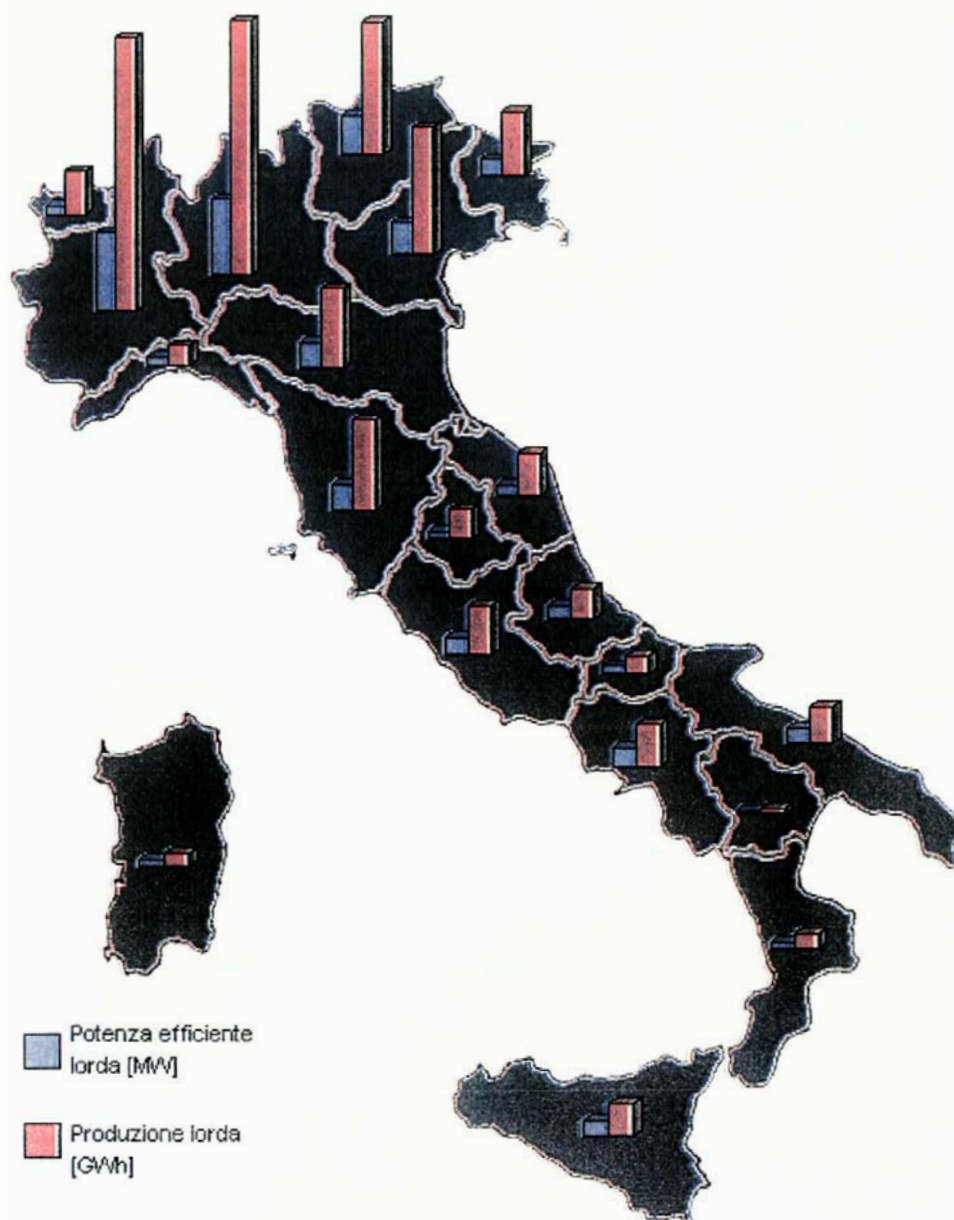


Figura 4.11: Dislocazione regionale degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 2.749 MW; Produzione lorda totale: 8.872 GWh)¹¹.

¹¹ Il dato di energia prodotta da fonti rinnovabili non comprende l'energia elettrica da rinnovabili prodotta negli impianti ibridi.

In ogni caso, poiché le considerazioni che si possono trarre dipendono dalle diverse fonti si ritiene più opportuno metterle in evidenza nei prossimi paragrafi.

Infine la [figura 4.12](#) descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della GD sul totale regionale.

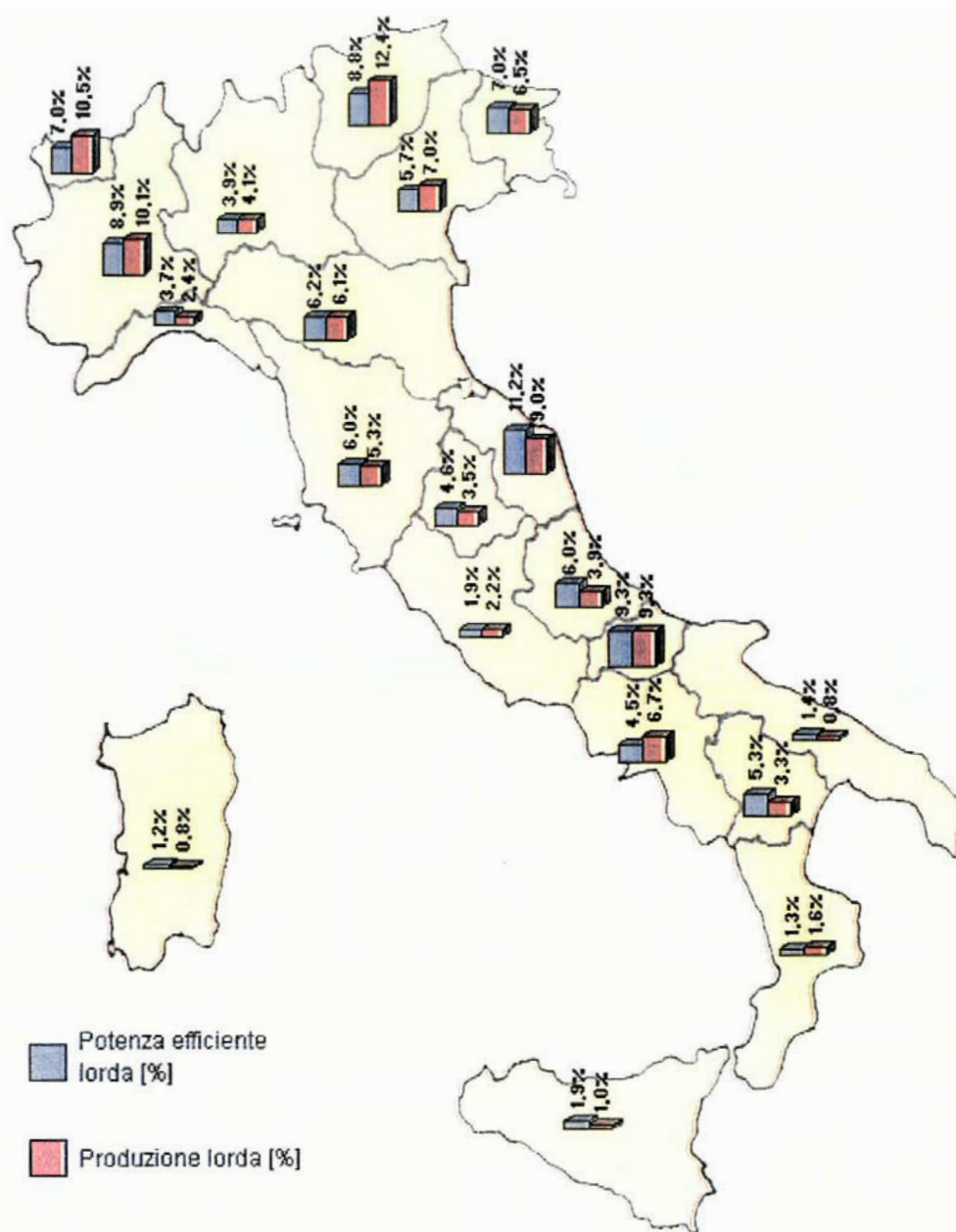


Figura 4.12: Penetrazione della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale.

4.2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della GD

Con i suoi 6,4 TWh di energia elettrica prodotta nel 2005 (circa il 49% dell'intera produzione lorda da impianti di GD ed il 15% dell'intera produzione idroelettrica italiana), la fonte idrica rappresenta la prima fonte di energia primaria per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD. Una produzione derivante per più dell'86% da impianti ad acqua fluente (ben 1.616 impianti per complessivi 1.617 MW di potenza efficiente lorda), mentre la produzione da impianti programmabili si attesta intorno agli 876 GWh ripartiti fra 39 impianti a serbatoio (129 MW per complessivi 226 GWh di produzione lorda), 61 impianti a bacino (259 MW per 648 GWh di produzione lorda) e 1 impianto a pompaggio misto di gronda. Un mix molto diverso da quello che caratterizza l'idroelettrico nella sua totalità e che vede una più equa ripartizione della produzione elettrica fra gli impianti a serbatoio (9,5 TWh), bacino (11,6 TWh) e acqua fluente (15 TWh), con una produzione da pompaggi di 6,7 TWh (figura 4.13).

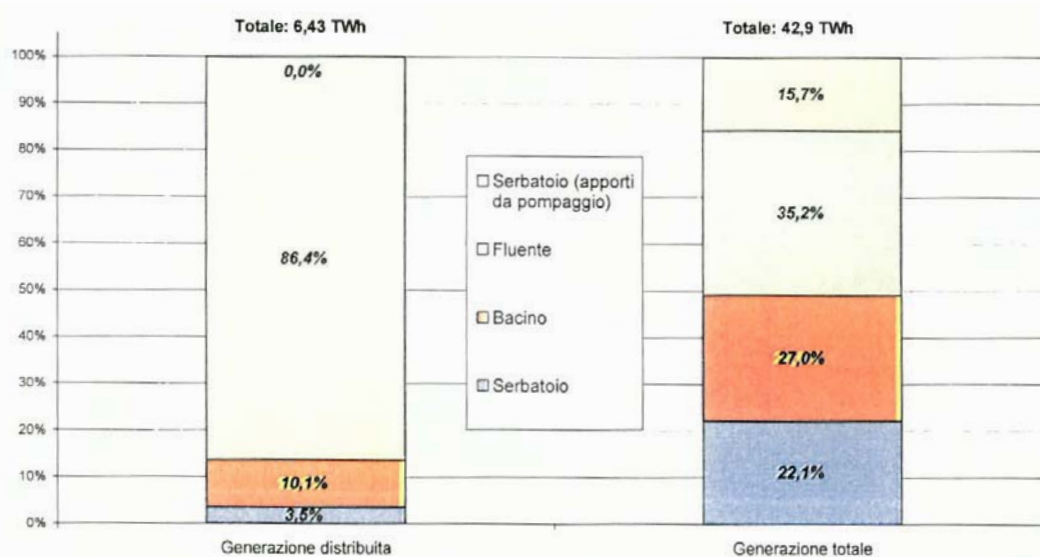


Figura 4.13: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale.

Rispetto alla totalità degli impianti idroelettrici installati in Italia, l'idroelettrico da GD ne rappresenta l'85% in numero e meno del 10% in termini di potenza installata. In particolare la percentuale di impianti ad acqua fluente di taglia sotto i 10 MVA, rispetto al totale è del 93% in numero e del 39% in termini di potenza efficiente lorda, per una produzione che è pari al 37% della produzione di energia elettrica totale da idroelettrico ad acqua fluente. Inoltre, come del resto già evidenziato nel precedente monitoraggio, gran parte degli impianti ad acqua fluente (il 93%) è sotto i 3 MW, con un buon 71% da piccola generazione (figura 4.14) e con fattori di utilizzo che si aggirano, nel 2005, mediamente intorno alle 3.800 ore, contro le 2.400 ore degli impianti a bacino e le 1.800 ore degli impianti a serbatoio. Naturalmente a fronte di un minore utilizzo, la capacità di regolazione degli impianti a bacino e serbatoio garantisce loro la possibilità di un utilizzo programmato e concentrato nelle ore di punta con una maggiore remunerazione del kWh prodotto.

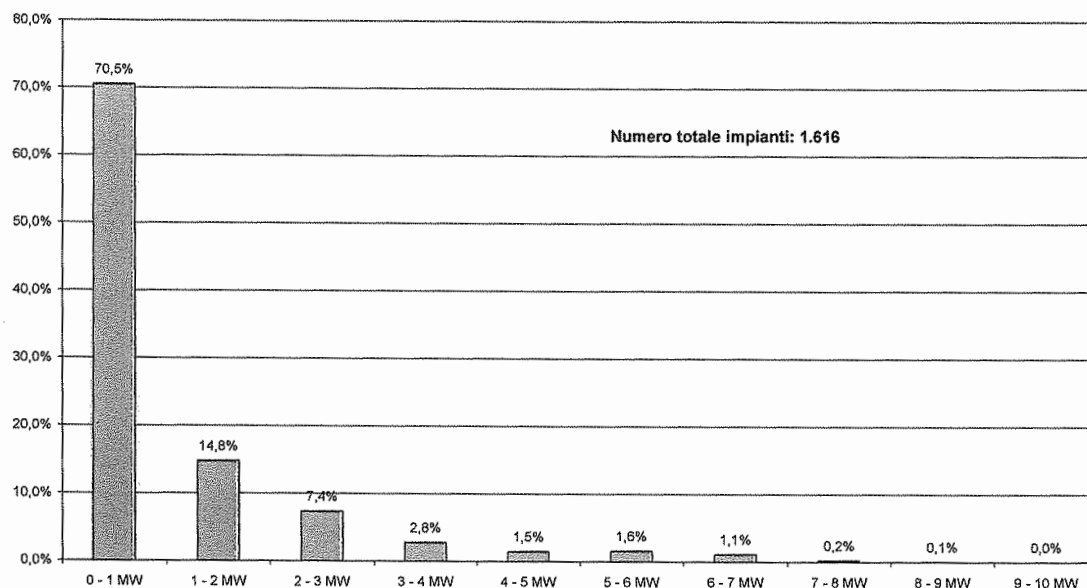


Figura 4.14: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

Passando poi ad analizzare la **distribuzione** di questi impianti **sul territorio nazionale** si nota che nel nord Italia è localizzato circa il 77% della potenza efficiente lorda, ed è prodotto l'81% della produzione nazionale da idroelettrico sotto i 10 MVA. Questa produzione nel nord è essenzialmente dovuta ad impianti ad acqua fluente ed è concentrata soprattutto in Piemonte (25%) ed in Lombardia (19%) che insieme rappresentano circa il 44% dell'energia elettrica prodotta da idroelettrico da GD dislocato in Italia. In particolare osservando le cartine riportanti la distribuzione della potenza efficiente lorda e della produzione lorda da idroelettrico nelle varie province italiane si nota che la produzione è fortemente concentrata lungo l'arco alpino. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione della disponibilità di corsi d'acqua. In particolare si passa a produzioni che al centro si attestano intorno al 16% (totale) per giungere al 3% (totale) nel sud e nelle isole, con valori regionali tra il 2% e il 4% al centro (dove si contraddistinguono Toscana e Lazio) e intorno all'1% al sud e nelle isole (figure 4.15).

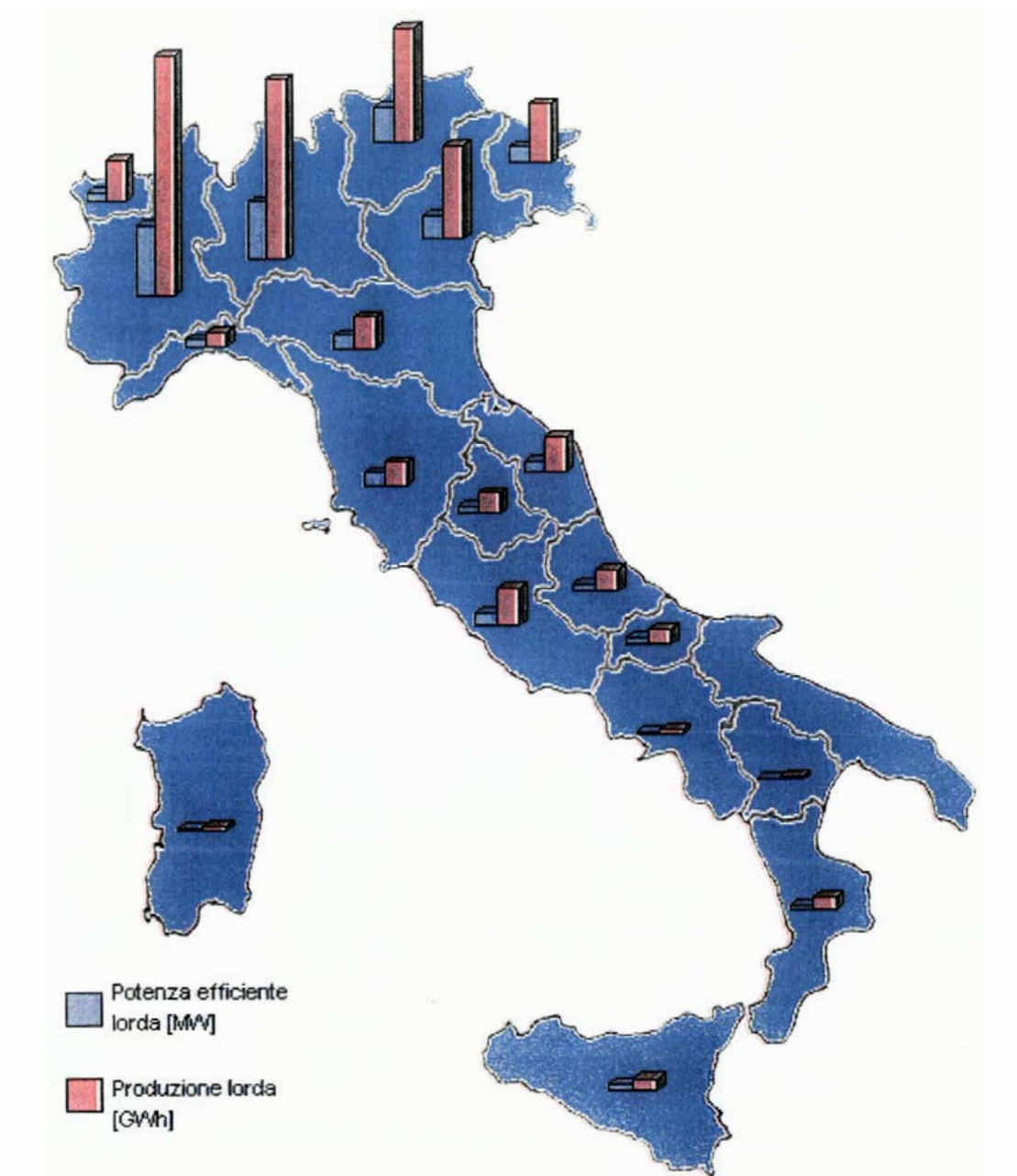


Figura 4.15: Dislocazione regionale degli impianti idroelettrici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 2.008 MW; Produzione lorda totale: 6.428 GWh).

4.2.3 Gli impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici nella GD

Queste tecnologie impiantistiche che sfruttano rispettivamente le fonti eolica, solare e geotermica al 2005 risultano essere poco diffuse. La scarsa diffusione di queste tecnologie è dovuta nel caso

dell'eolico e del geotermoelettrico al fatto che solitamente questi impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD e nel caso del fotovoltaico al fatto che si tratta di una tecnologia con un costo di produzione dell'energia elettrica molto elevato e che necessita di cospicui incentivi per la sua diffusione¹². Nonostante il numero di impianti sia relativamente ridotto dall'analisi delle figure 4.16 e 4.17 si possono fare alcune considerazioni. In particolare con riferimento alla dislocazione degli impianti eolici sul territorio nazionale sebbene, come già sottolineato, il "range" di potenza considerato non permette di fare un'analisi esaustiva, si nota che essa interessa soprattutto la fascia appenninica e le isole, cioè le zone con maggiore ventosità. Analogamente le poche installazioni di impianti fotovoltaici presenti risultano concentrate nel centro-sud Italia dove maggiori sono i livelli di insolazione.

Per quel che riguarda gli impianti geotermoelettrici questi sono presenti solo in Toscana.

¹² Nel 2004 il fotovoltaico era incentivato attraverso un meccanismo di incentivi in conto capitale (il programma "Tetti Fotovoltaici") che riconosceva fino al 70% del costo di impianto, ma che ha avuto scarsi risultati, prova ne è lo scarso numero di impianti installati. Da luglio 2005 con l'introduzione del cosiddetto "conto energia" il sistema di incentivazione del fotovoltaico è stato rivisto adottando un meccanismo di incentivazione in conto energia che sta dando rilevanti risultati in termini di richieste di realizzazione e di installazione di impianti fotovoltaici. Risultati che però saranno analizzabili solo a partire dal 2006, dato che al 2005 gli impianti che hanno ottenuto l'incentivazione non risultavano essere ancora entrati in esercizio.

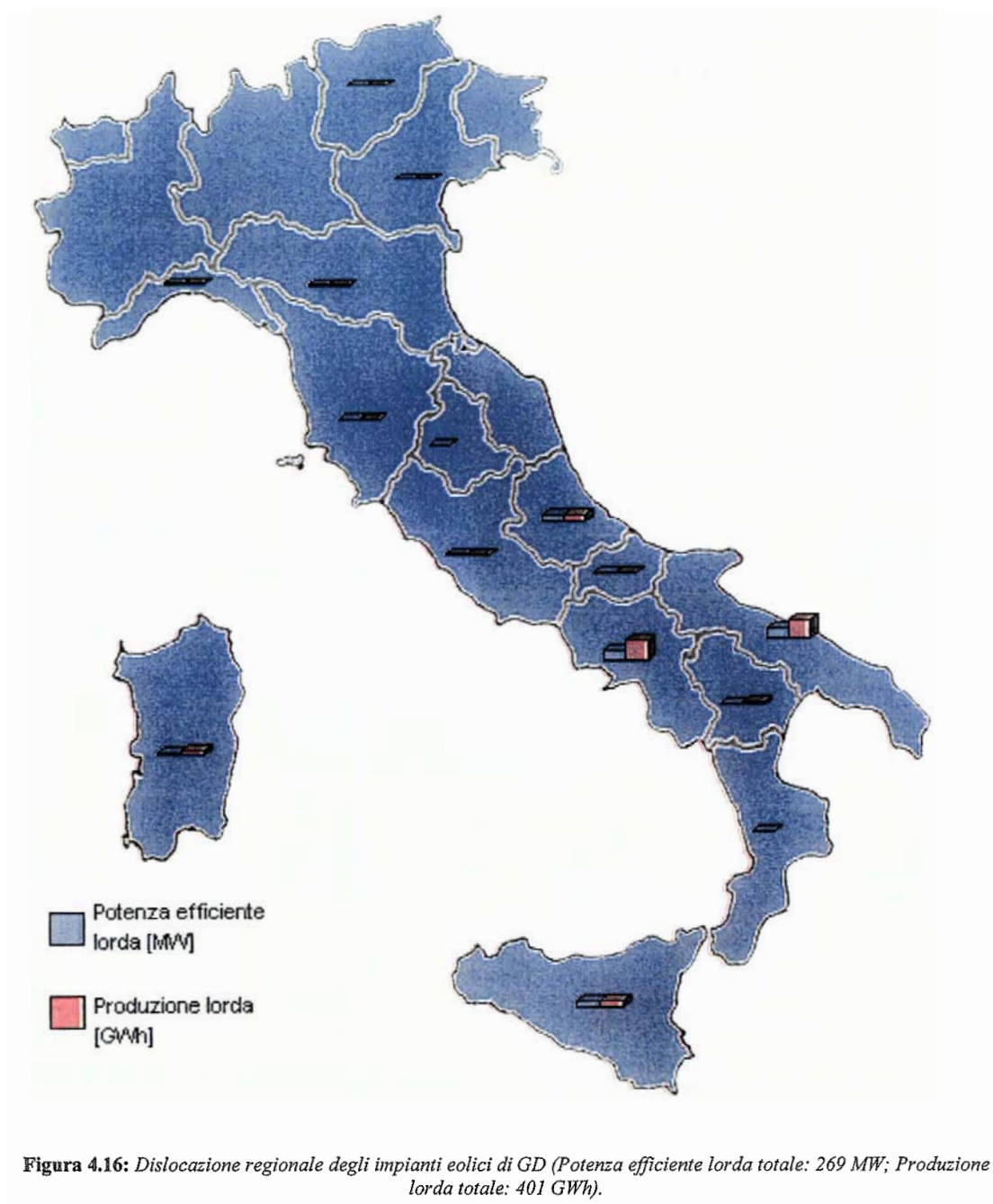




Figura 4.17: Dislocazione regionale degli impianti fotovoltaici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 7 MW; Produzione lorda totale: 4 GWh).

4.2.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Nel 2005 la produzione termoelettrica italiana, nell'ambito della GD, è risultata essere pari a 6 TWh con 725 impianti in esercizio per 1.212 sezioni ed una potenza efficiente lorda totale pari a 1.577 MW, di cui circa 136 MW (165 sezioni) con una produzione nel 2005 nulla.

Come già sottolineato nel paragrafo 4.1, nel caso di impianti termoelettrici risulta più opportuno effettuare l'analisi considerando le singole sezioni dell'impianto, piuttosto che l'impianto medesimo nella sua interezza. Questo perché esistono impianti termoelettrici con più sezioni tra loro diverse sia per tecnologia impiantistica, sia per combustibile di alimentazione utilizzato. Questo è ancor più vero nel caso degli impianti ibridi. Infatti tra i 15 impianti ibridi indicati in tabella 4.A uno non ha sezioni ibride, ma più sezioni di cui alcune alimentate da fonti rinnovabili e altre da fonti non rinnovabili, e due impianti hanno sia sezioni monocombustibile, sia sezioni policombustibile ibride. Proprio in virtù di queste considerazioni nel caso dell'analisi di dettaglio effettuata per il termoelettrico si sono prese in esame le sezioni degli impianti e non i singoli impianti.

Considerando quindi le sezioni, su 1.212 sezioni termoelettriche 416 sezioni sono alimentate da biomasse, rifiuti o biogas per complessivi 441 MW, 778 sezioni sono alimentate da fonti non rinnovabili per complessivi 1.104 MW (di cui 184 MW in grado di essere alimentati con più combustibili, per un totale di 71 sezioni) e 18 sono sezioni ibride per circa 32 MW. Queste ultime sono sezioni alimentate da diversi combustibili sia rinnovabili che non rinnovabili (per lo più gas naturale utilizzato nei periodi in cui la fonte rinnovabile non è disponibile o per sostenere la combustione).

Complessivamente, quindi, in termini di potenza efficiente lorda, circa il 70% del parco termoelettrico nell'ambito della GD è alimentato da fonti non rinnovabili, il 2% può essere alimentato da fonti rinnovabili e non rinnovabili (sezioni ibride) ed il restante 28% da biomasse, rifiuti e biogas. Una situazione che rispecchia fedelmente, sebbene in termini percentuali, la situazione del 2004.

Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici installati in Italia nel 2005 si osserva che, mentre la potenza termoelettrica distribuita non rinnovabile rappresenta meno del 2% del totale termoelettrico non rinnovabile, la potenza termoelettrica distribuita rinnovabile rappresenta il 22% del totale termoelettrico rinnovabile italiano, segno evidente che gran parte degli impianti di generazione elettrica utilizzando biomasse, rifiuti o biogas presentano dimensioni contenute.

Anche sul fronte della distribuzione degli impianti sul territorio nazionale non è cambiato molto, con una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale ([figura 4.18](#)).

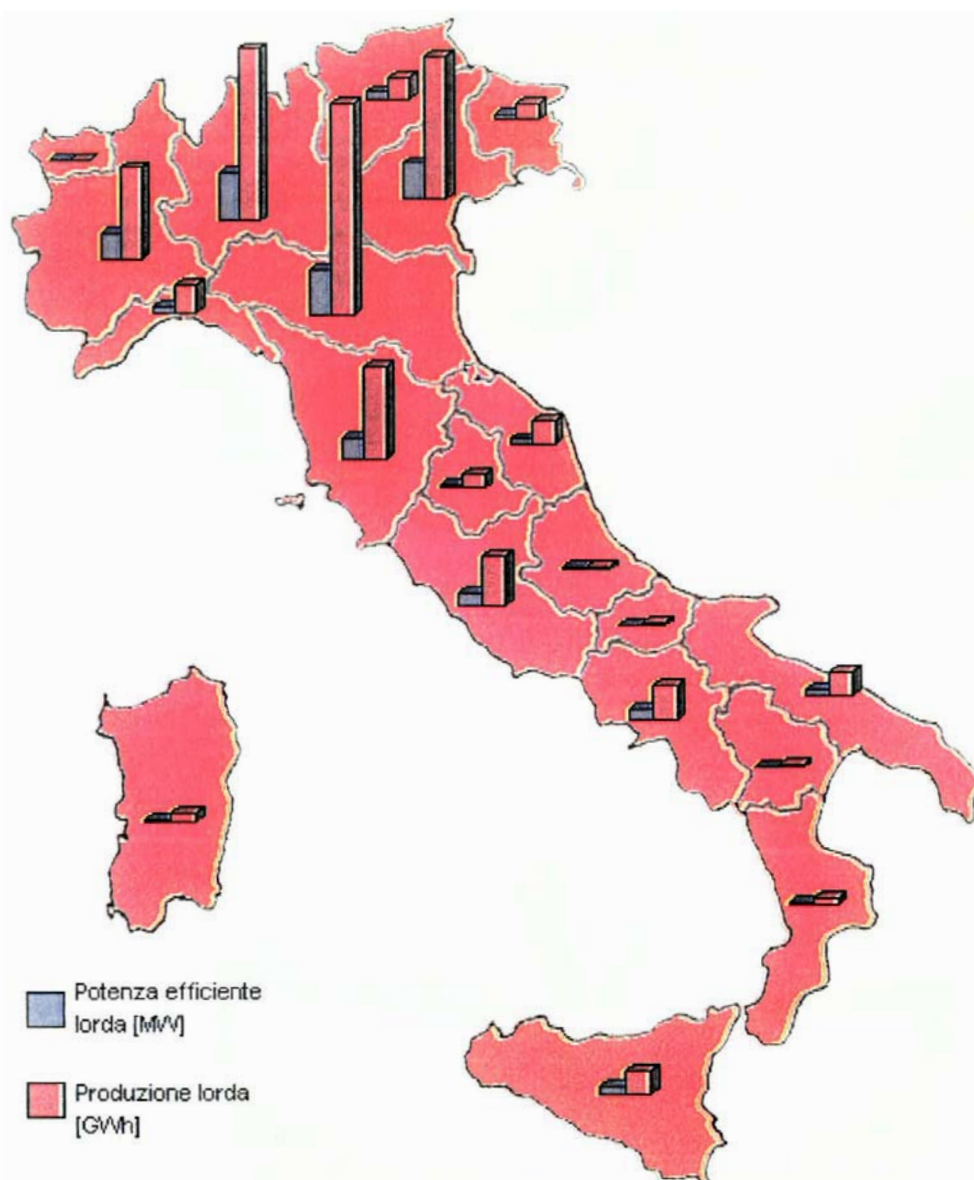


Figura 4.18: Dislocazione regionale degli impianti termoelettrici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 1.577 MW; Produzione lorda totale: 6.094 GWh).

Sul versante della **produzione di energia elettrica** si può osservare che permane la forte dipendenza dall'utilizzo di gas naturale (circa il 61% dei complessivi 6 TWh lordi prodotti dal termoelettrico distribuito), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta, con i suoi 1,9 TWh solo il 31% del totale di energia termoelettrica da GD, figura 4.19. Un mix di fonti primarie, quindi, molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove circa il 59% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 14% utilizzando altri prodotti petroliferi, il 17% utilizzando combustibili solidi (per lo più carbone), il 2% utilizzando fonti

rinnovabili (biomasse, rifiuti e biogas) ed il restante 8% utilizzando altre fonti non rinnovabili (figura 4.20).

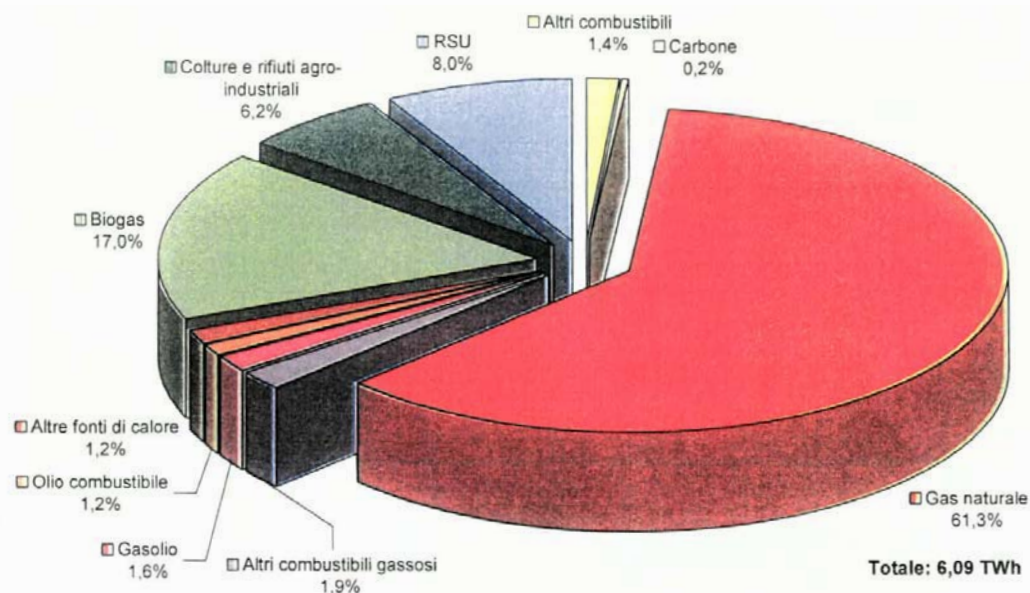


Figura 4.19¹³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita.

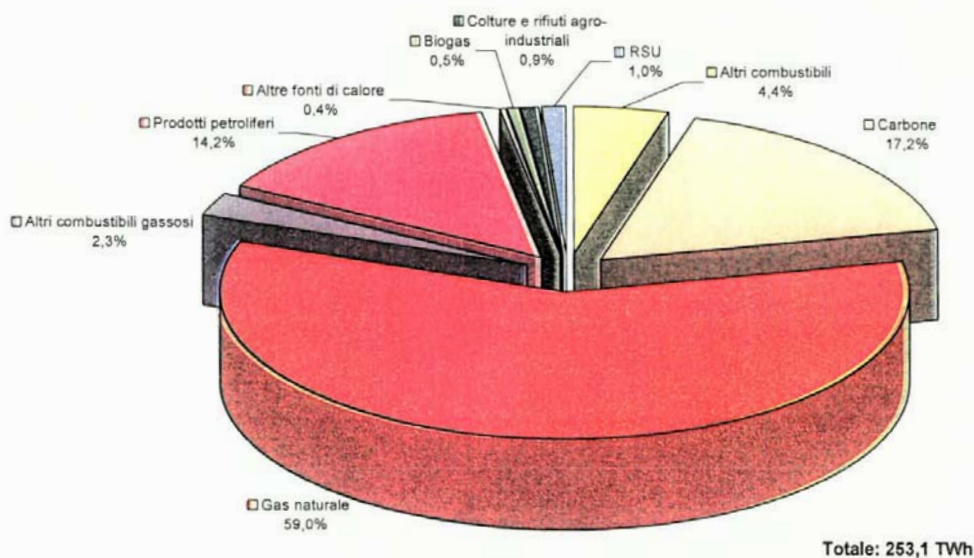


Figura 4.20¹³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale.

¹³ Nelle figure riportate nel presente capitolo con il termine “altri combustibili gassosi” si intendono il gas da estrazione, i gas da cokeria, i gas da petrolio liquefatto, i gas da residui di processi chimici, i gas di raffineria e tutti gli altri combustibili gassosi diversi dal gas naturale. I singoli apporti di tali combustibili gassosi nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

Passando all'analisi delle differenze riscontrabili fra gli impianti di produzione di sola energia elettrica e degli impianti di cogenerazione si confermano ancora le differenze riscontrate nel 2004 relativamente al diverso mix di fonti primarie utilizzato. Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica più dell'84% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più RSU (circa il 70% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato, di cui il 78% sottoforma di biogas), e il restante 16% è prodotto tramite altre fonti di calore (5%) e combustibili fossili (11%), per lo più gasolio (4%) e gas naturale (3%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (più dell'88%), per lo più gas naturale (83%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzati per produrre meno del 12% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 4.21 e 4.22).

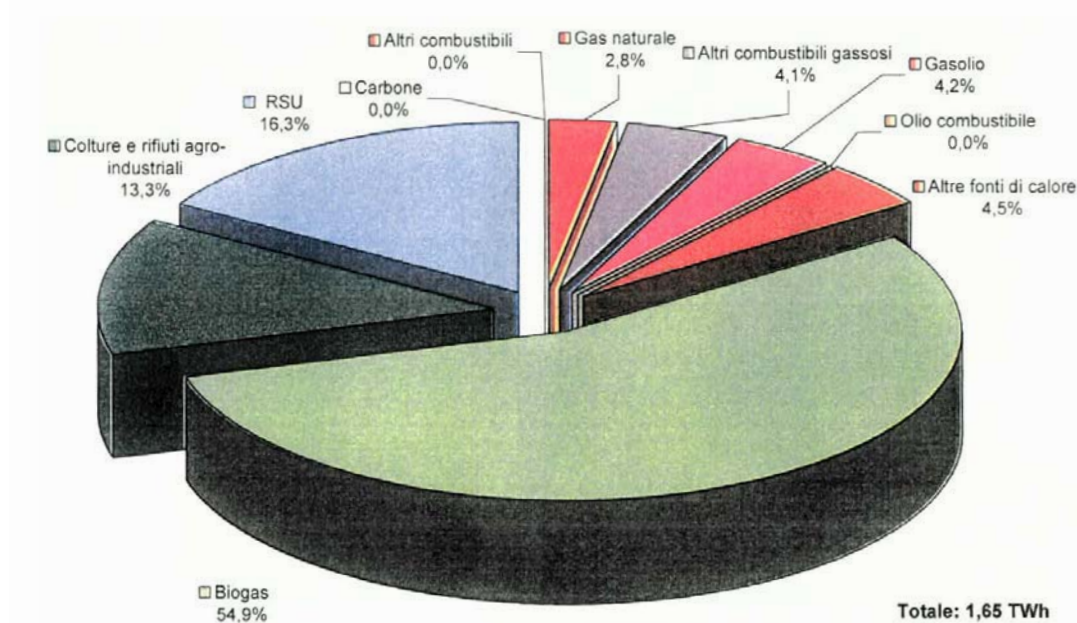


Figura 4.21 ¹³: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica.*

Esaminando il rapporto fra la **produzione consumata in loco** e quella immessa in rete, sostanzialmente la situazione resta simile a quella registrata nel 2004, con un consumo in loco dell'energia prodotta globalmente pari a circa il 52% dell'intera produzione termoelettrica lorda distribuita, e con una forte riduzione di questa quota nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili il consumo in loco di energia autoprodotta raggiunge percentuali del 71% (l'88% nel caso di impianti policombustibile), con punte minime del 34% per il gasolio e del 9% per gli "altri combustibili". Viceversa nel caso di impianti utilizzando fonti rinnovabili le percentuali di energia prodotta e consumata in loco sono sensibilmente inferiori, attestandosi intorno ad un valore medio di circa il 9% della produzione lorda da termoelettrico rinnovabile.

Ancor più evidenti appaiono le differenziazioni se si analizzano separatamente gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è circa l' 11% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 67% circa del totale prodotto. Ciò è giustificato dal fatto che gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica, nell'ambito della GD, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengono realizzati presso siti industriali (figura 4.23).

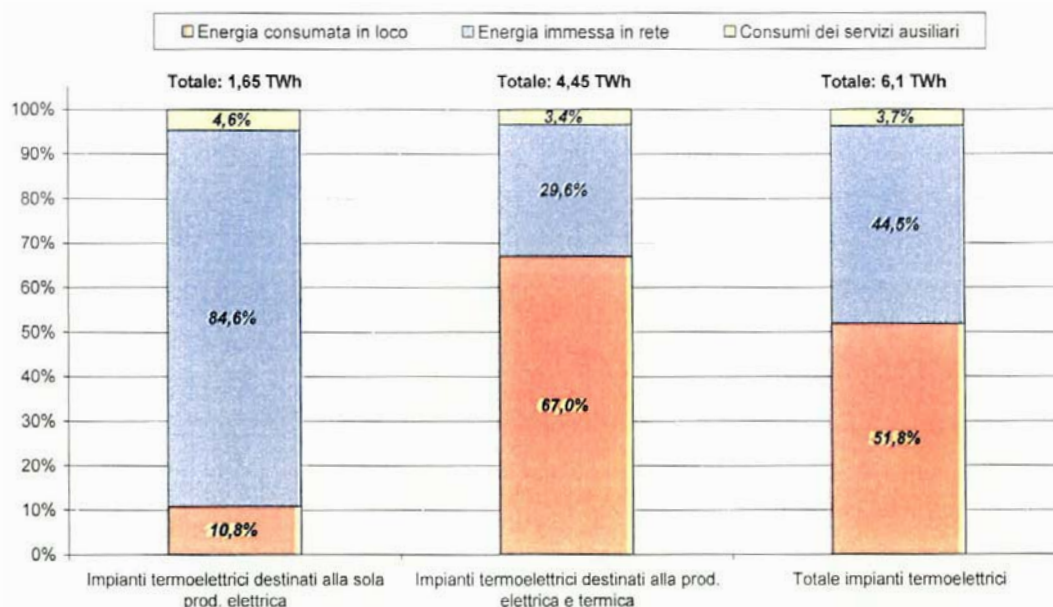


Figura 4.23: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD.

Anche per quanto riguarda i **fattori di utilizzo** le differenziazioni riscontrate nel 2004 continuano a perdurare, così come la diversità di utilizzo dell'impianto in funzione della fonte primaria utilizzata. In particolare si nota che, mentre nel caso del termoelettrico rinnovabile i fattori di utilizzo si attestano tra le 4000 e le 5000 ore annue senza alcuna sensibile differenza tra le fonti e tra l'utilizzo dell'impianto per la sola produzione di energia elettrica o per la produzione combinata di energia elettrica e calore, nel caso di produzione da impianti che utilizzano fonti non rinnovabili esistono

forti differenze a seconda del combustibile utilizzato e del tipo di produzione realizzata. In particolare si osserva che nel caso di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore i fattori di utilizzo risultano molto elevati (dalle 3000 alle 6000 ore annue) e si osserva anche una sostanziale indipendenza dal tipo di fonte primaria utilizzata (unica eccezione sono gli impianti a gasolio che hanno fattori di utilizzo intorno alle 1500 – 2000 ore annue). Viceversa nel caso di impianti con produzione di sola energia elettrica da fonte non rinnovabile i fattori di utilizzo si riducono fortemente attestandosi intorno alle 1000 - 2500 ore, con l'eccezione degli impianti che utilizzano gas residui di processi chimici.

Concentrandosi sui **motori primi** impiegati nella generazione distribuita si nota che circa il 73% delle sezioni degli impianti utilizzano **motori a combustione interna**, per una potenza pari a circa il 44% del totale ed una produzione di circa 2,2 TWh (più del 36% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Ancor più interessante è notare che di queste sezioni circa il 77% è costituita da motori con taglia sotto 1 MW (81% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 72% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, figure 4.24 e 4.25) e che sia la potenza installata che la produzione elettrica da motori a combustione interna sia equamente divisa fra l'impiego per la sola produzione di energia elettrica e l'impiego per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

In riferimento agli altri motori primi si nota che, nel caso di impianti per la sola produzione elettrica, ci sia una percentuale rilevante (8% della produzione lorda da termoelettrico) di energia prodotta da **turbine a vapore** impiegate in impianti a **condensazione** a cui corrispondono 101 MW di potenza efficiente lorda (6% del totale potenza termoelettrica distribuita) e taglie comprese fra 1 e 4 MW, mentre le altre tipologie sono scarsamente utilizzate.

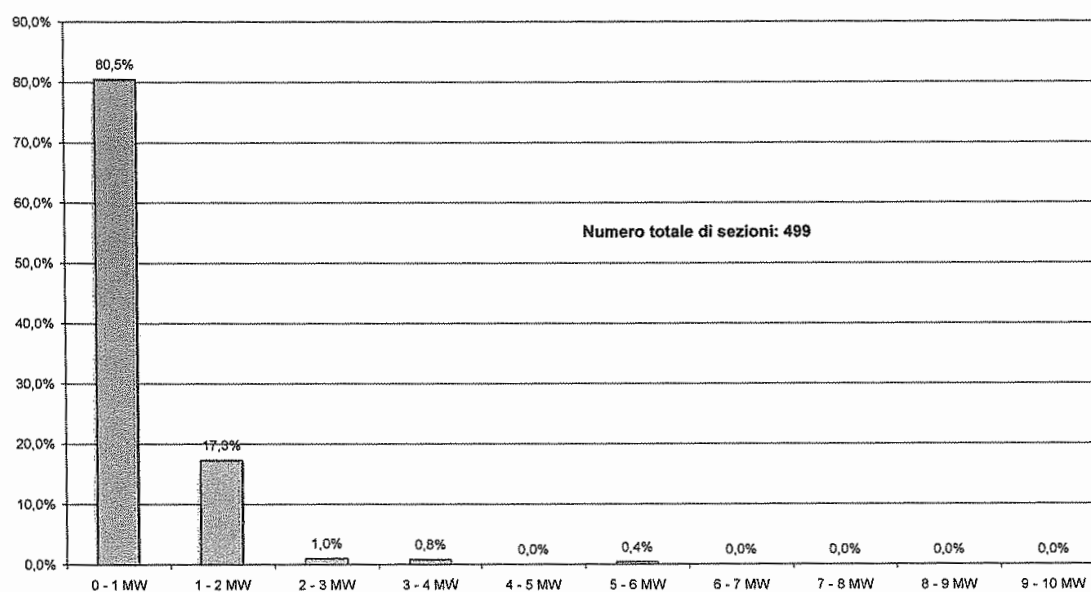


Figura 4.24: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

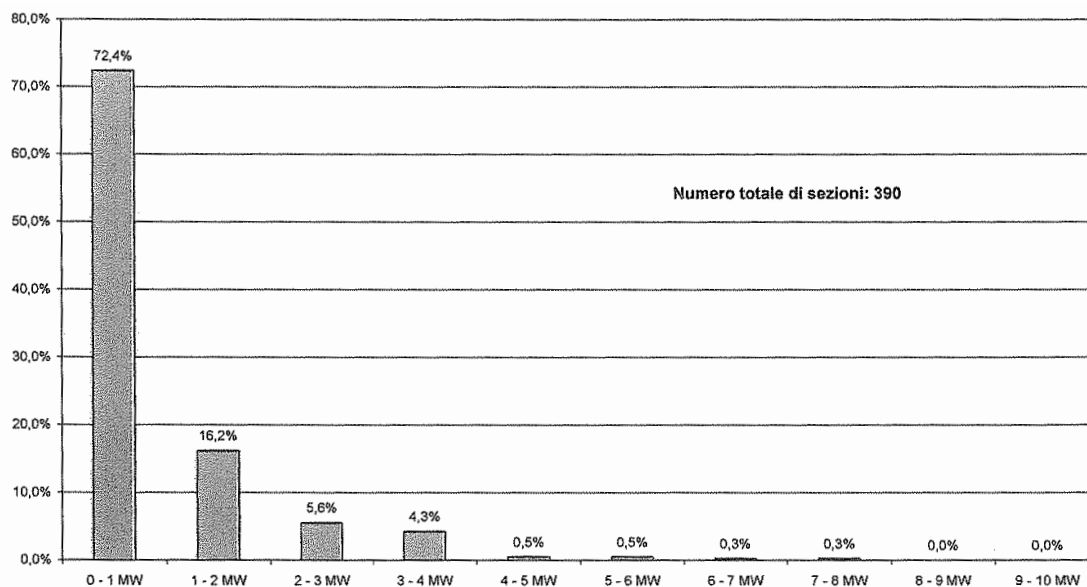


Figura 4.25: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

Nel caso di impianti per la produzione combinata, invece, l'impiego delle turbine risulta molto diffuso, soprattutto nelle configurazioni di **impianti in contropressione** (14% del totale potenza termoelettrica distribuita e 11%, circa 0,7 TWh, della produzione lorda da termoelettrico distribuito) con taglie dei motori primi per lo più sotto i 3 MW ([figura 4.26](#)) e di **impianti turbogas** (20% del totale potenza termoelettrica distribuita e 29%, quasi 1,8 TWh, della produzione lorda) con taglie dei motori primi per lo più intorno ai 2 e ai 5 MW ([figura 4.27](#)).

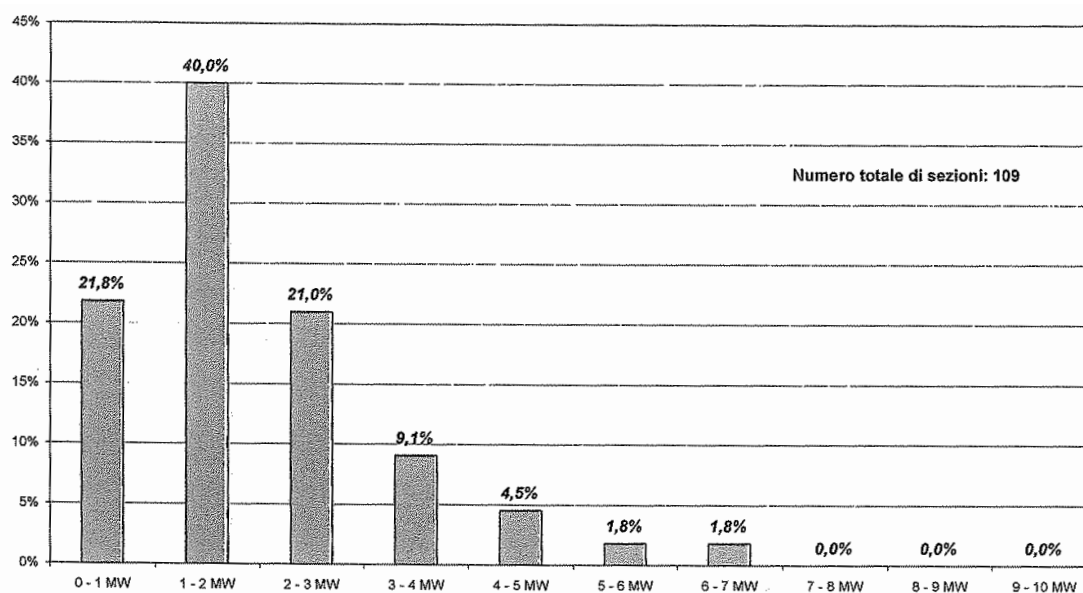


Figura 4.26: Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in contropressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

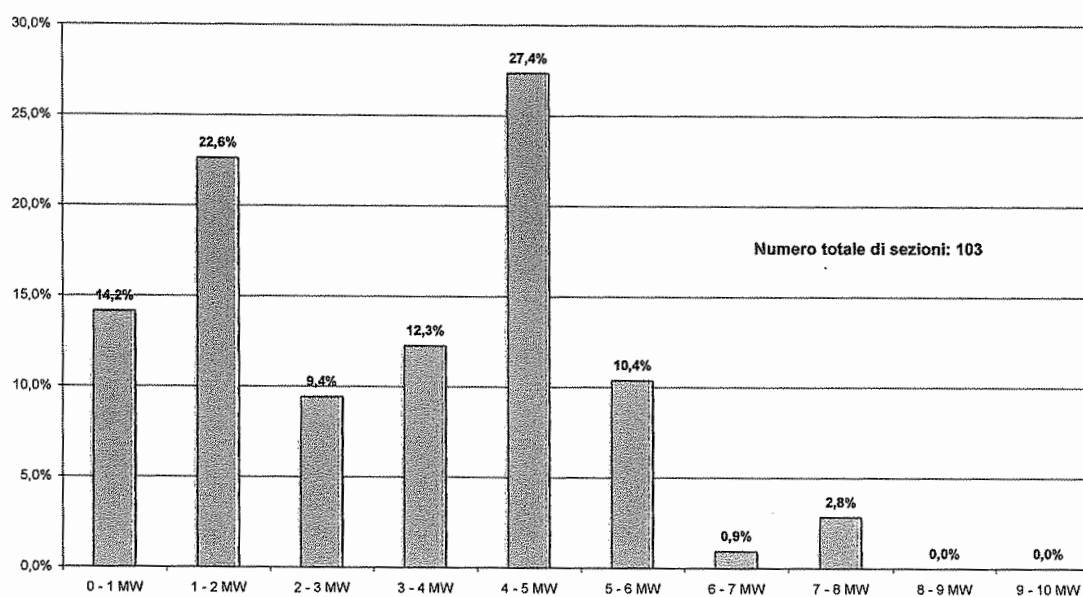


Figura 4.27: Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

Minori sono invece le applicazioni in **impianti a ciclo combinato** o in **impianti a condensazione e spillamento**.

Le seguenti figure 4.28 e 4.29 riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza installata tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione di sola energia elettrica e nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore.

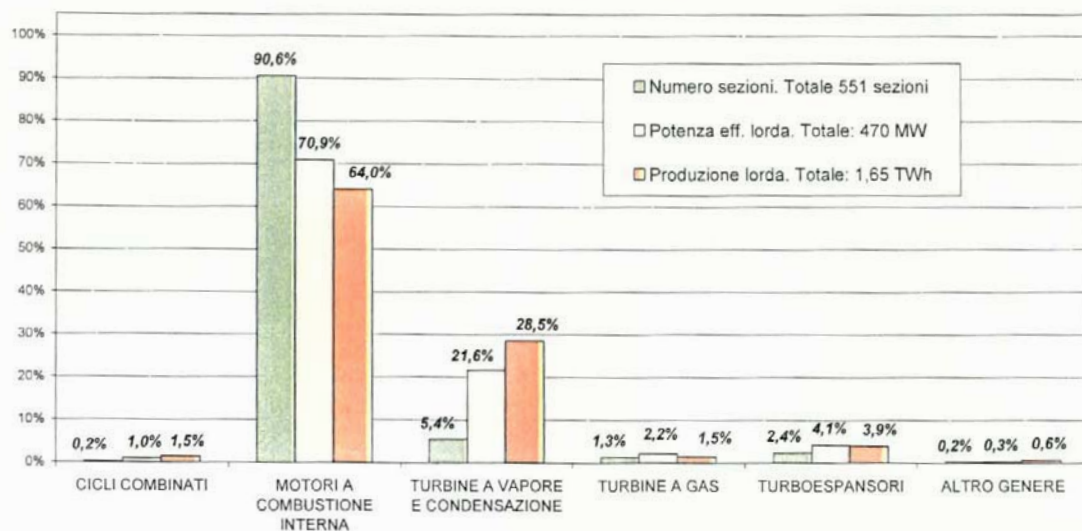


Figura 4.28: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD.

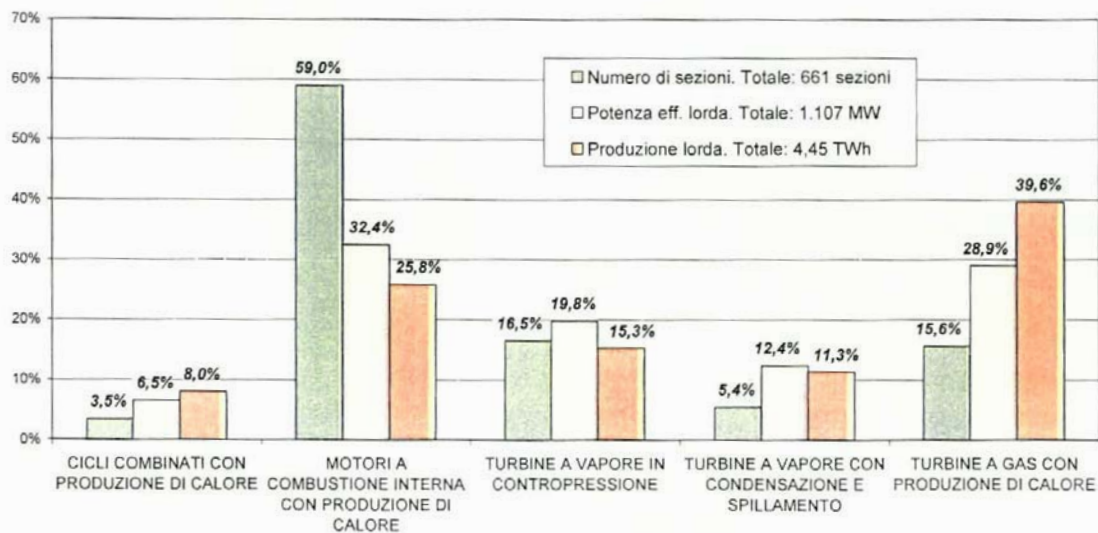


Figura 4.29: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

Ben diversa è la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza efficiente lorda tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore totale a livello nazionale ([figura 4.30](#)) in cui emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

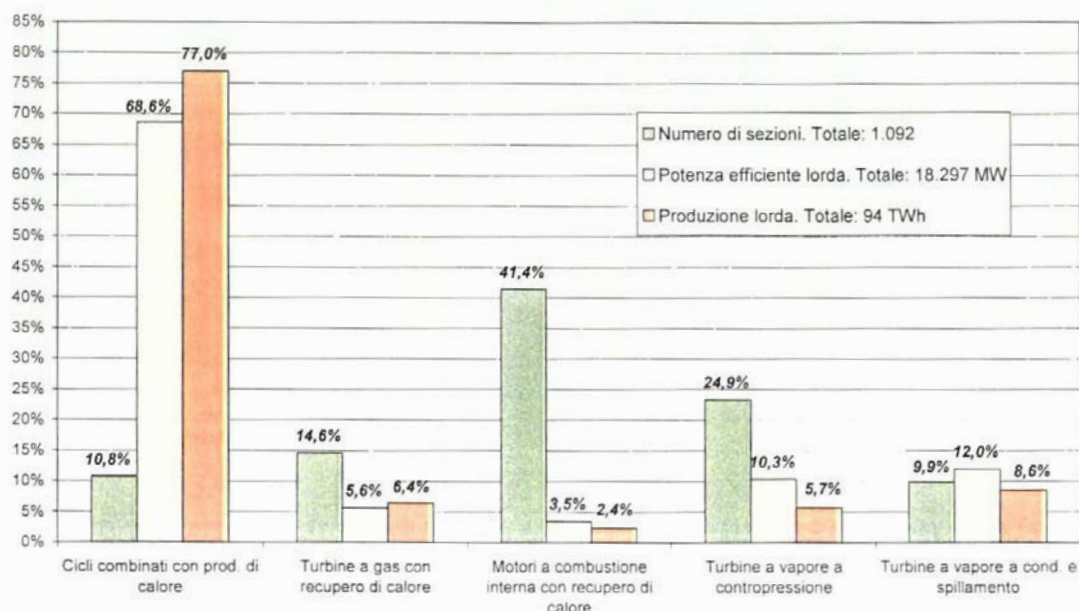


Figura 4.30: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano.

Inoltre gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD nascono con la finalità di produrre calore in modo più efficiente rispetto al caso di utilizzo delle caldaie convenzionali e non con la principale finalità di produrre energia elettrica come invece spesso accade nel caso dei cicli combinati di elevata taglia. Ciò viene messo in evidenza dai valori medi degli indici elettrici (definiti come il rapporto tra la produzione di energia elettrica e la produzione di energia termica utile) per le diverse tipologie impiantistiche nel caso della GD ([figura 4.31](#)) e nel caso globale nazionale ([figura 4.32](#)).

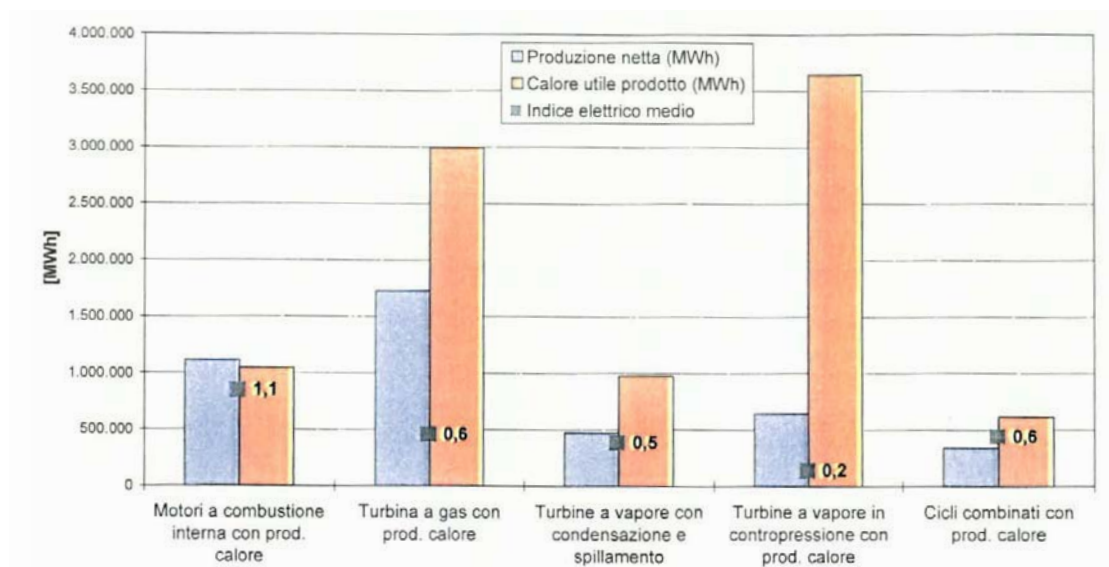


Figura 4.31: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

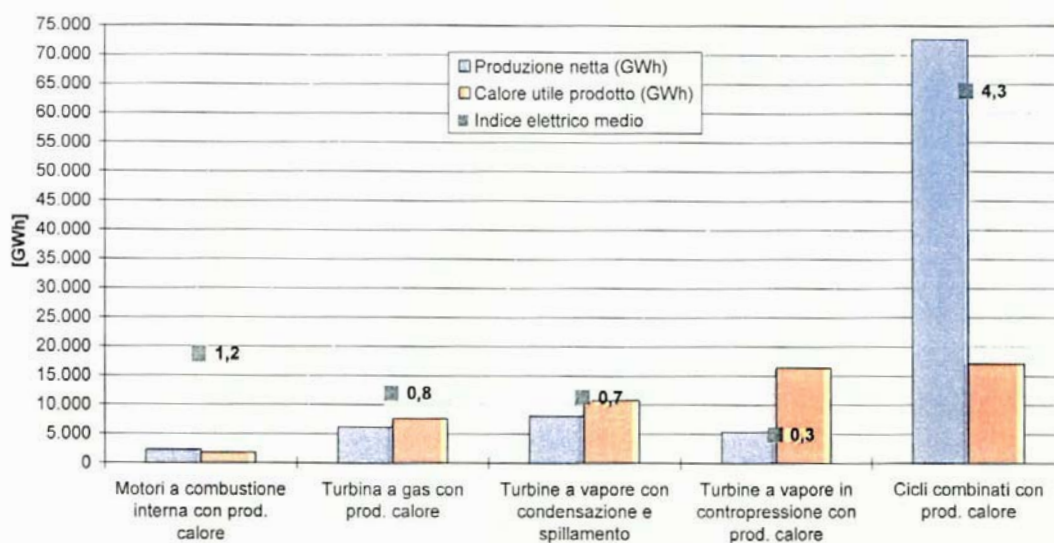


Figura 4.32: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano.

Tuttavia, sulla base dei dati al momento disponibili, non è possibile condurre studi più approfonditi in materia di efficienza degli impianti termoelettrici da GD e PG e in materia di risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore. Non è infatti da escludere a priori la presenza di impianti di produzione combinata di energia

elettrica e calore da GD o PG che comportano un maggior consumo di energia primaria rispetto agli impianti separati a parità di produzione.

4.3 La Piccola generazione

4.3.1 Quadro generale

Nel 2005 risultavano installati in Italia 1.465 impianti di PG per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 586 MW (circa il 15% della potenza efficiente lorda da GD) ed una produzione lorda di 1.871 GWh (circa il 14% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD).

Di questi 1.465 impianti, 1.154 (il 79% del totale) sono idroelettrici, per una potenza efficiente lorda pari a 421 MW (72%) ed una produzione lorda di 1.472 GWh (79%); 278 sono termoelettrici (19%) con potenza efficiente lorda pari a 150 MW (26%) ed una produzione lorda di 393 GWh (21%); i restanti sono 21 impianti eolici (11 MW circa) e 12 impianti fotovoltaici (4 MW circa) che rappresentano in totale poco più del 2% della potenza efficiente lorda e lo 0,3% della produzione lorda da PG (tabella 4.B e figura 4.33).

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.154	421	1.472.457	97.191	1.350.234
Biomasse e rifiuti	93	57	203.441	10.270	186.146
Fonti non rinnovabili ibridi	181	90	179.918	131.745	42.633
4	3	9.702	6.016	2.806	
Totale termoelettrici	278	150	393.061	148.031	231.585
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	21	11	3.667	114	3.524
Fotovoltaici	12	4	2.151	8	2.132
TOTALE	1.465	586	1.871.335	245.344	1.587.475

Tabella 4.B : Impianti di PG.

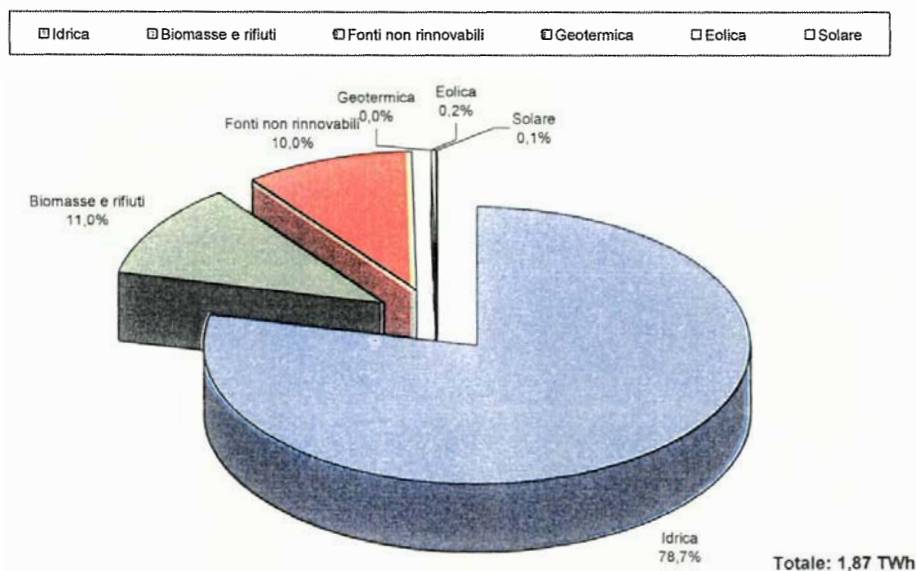


Figura 4.33: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG.

Si osserva un mix molto diverso da quello che caratterizza la GD (figura 4.1) e ancor più spostato verso la produzione da fonte idrica (79%) con una riduzione invece dell'incidenza delle fonti non rinnovabili (10%), mentre il contributo delle biomasse, del biogas e dei rifiuti si riduce, ma non di molto, attestandosi intorno all'11% della produzione da PG (figura 4.33).

Complessivamente quindi circa il 90% della produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili (circa il 68% per la GD), con percentuali di poco inferiori relativamente alla potenza efficiente lorda (84%) e al numero di impianti (87%), a fronte di uno scenario complessivo nazionale in cui la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 16% dell'intera produzione nazionale (figura 4.34).

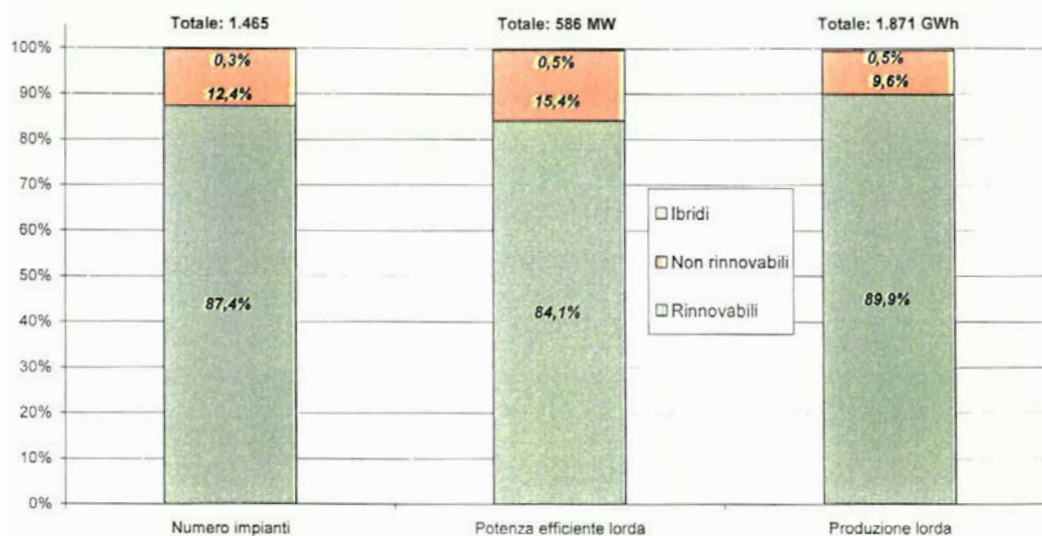


Figura 4.34: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella PG.

Dell'intera **produzione lorda** da PG circa il 13% è **consumata in loco**, mentre l'85% è immessa in rete e il restante 2% è destinata ai servizi ausiliari di produzione; globalmente quindi rispetto alla GD aumenta la quota di energia che viene immessa in rete. Tale considerazione è in linea con l'aumento della produzione da fonti rinnovabili, prevalentemente immessa in rete. Analizzando le singole tipologie impiantistiche utilizzate si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco nel caso di impianti termoelettrici si attesta intorno al 38% medio, fino a raggiungere nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili percentuali del 73%, mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse, se non addirittura nulle per numerosi impianti (tabella 4.B e figura 4.35). Tutto ciò conferma quanto già detto nel paragrafo 4.2 a proposito dei criteri di sviluppo delle diverse tipologie impiantistiche caratteristiche della PG e della GD. Inoltre nell'ambito del termoelettrico si osserva una riduzione, rispetto alla GD, della percentuale di impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore (figura 4.36), sia in termini di potenza che di produzione di energia elettrica.

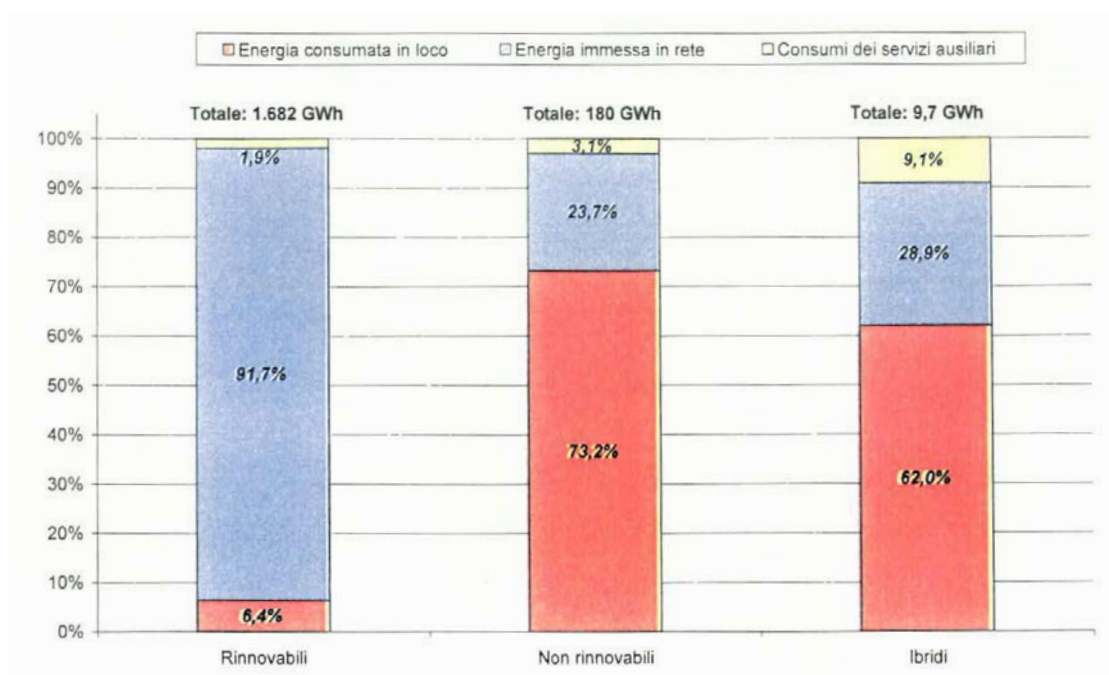


Figura 4.35: Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

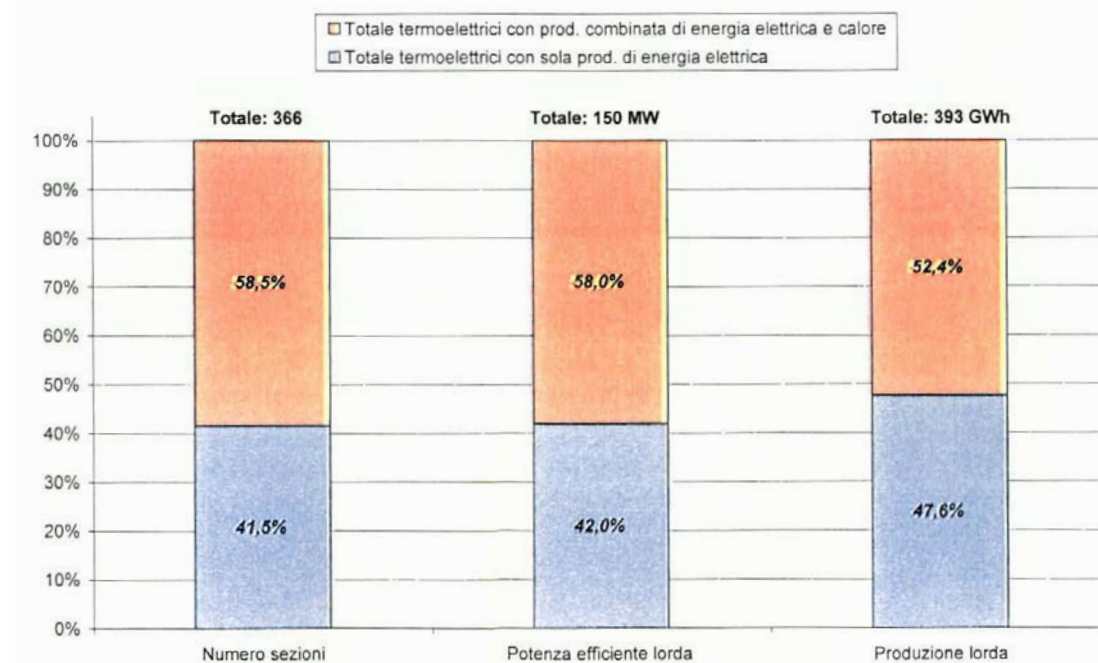


Figura 4.36: Impianti termoelettrici nell'ambito della PG.

Di seguito si riportano i grafici con la distribuzione degli impianti di PG in Italia in termini di potenza e di energia (figura 4.37) e degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figura 4.38).



Figura 4.37: Dislocazione regionale degli impianti di PG (Potenza efficiente lorda totale: 586 MW; Produzione lorda totale: 1.871 GWh).

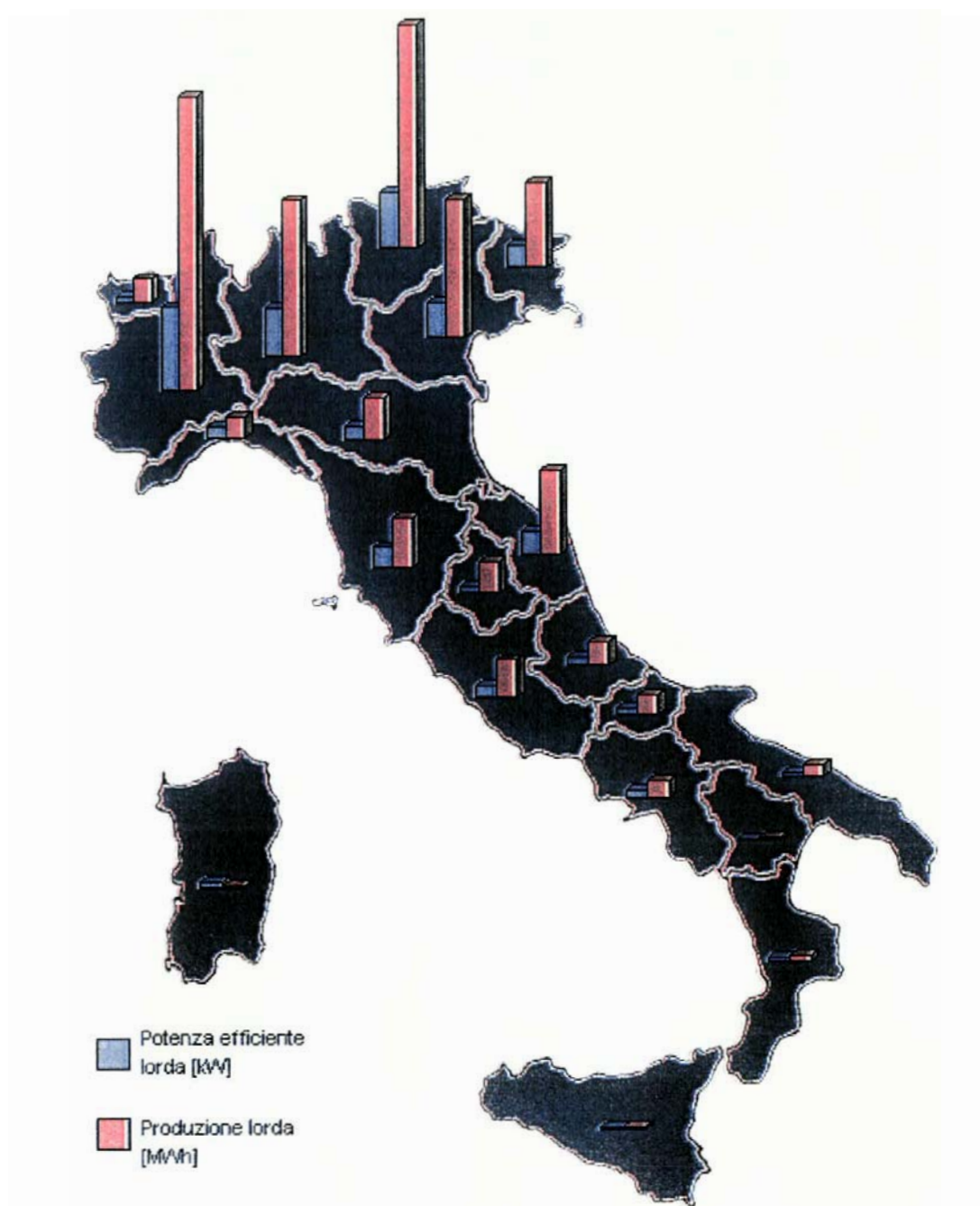


Figura 4.38: Dislocazione regionale degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 493 MW; Produzione lorda totale: 1.682 GWh)¹⁴.

¹⁴ Il dato di energia prodotta da fonti rinnovabili non comprende l'energia elettrica da rinnovabili prodotta negli impianti ibridi.

Infine la figura 4.39 descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della PG in Italia rispetto al totale Italia. Il confronto è effettuato su base regionale.

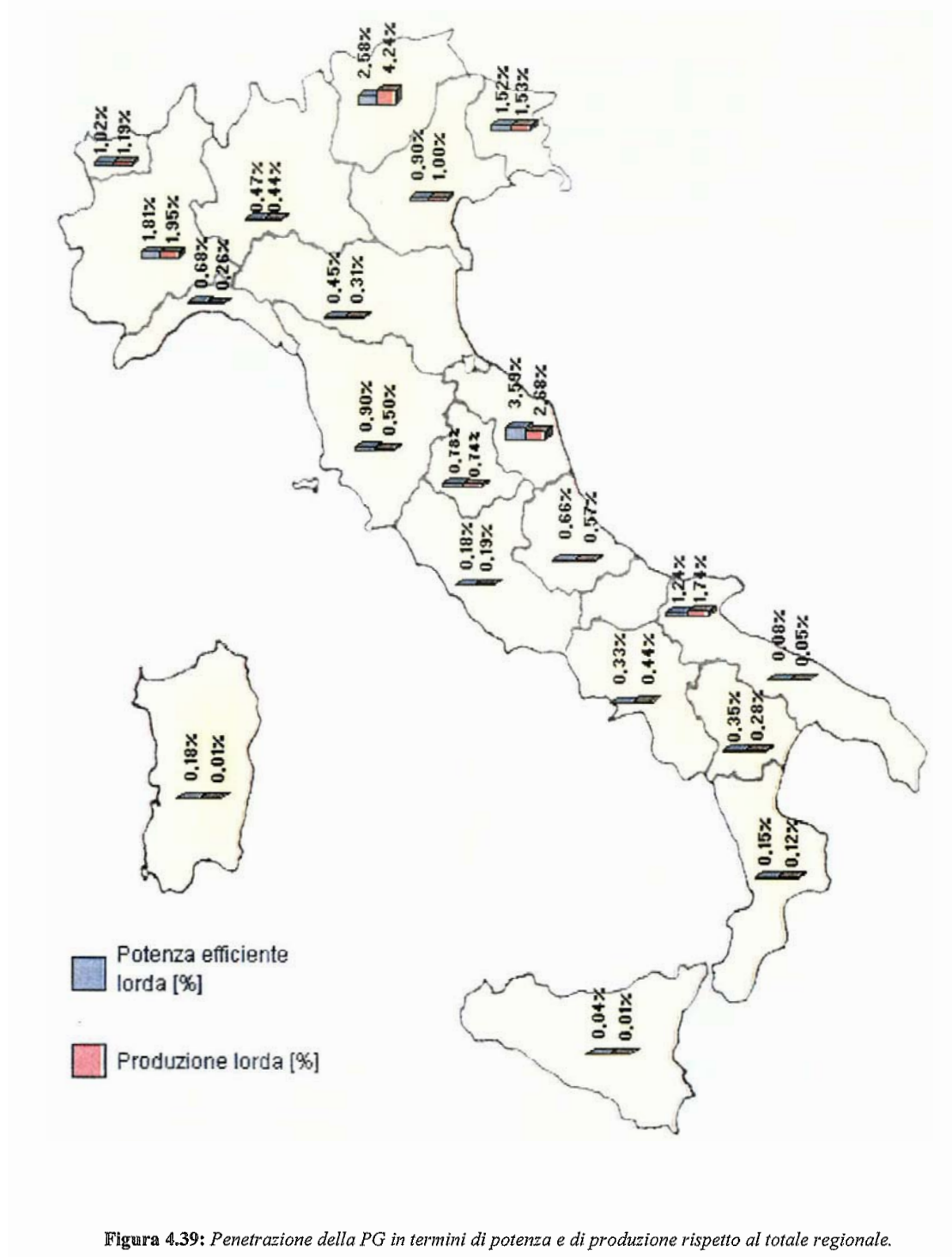


Figura 4.39: Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale.

4.3.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della PG

Così come avviene nella GD, anche nell'ambito della PG la fonte più sfruttata in Italia è quella idrica. Infatti, con riferimento ai dati 2005, circa il 72% della potenza efficiente lorda utilizza questa fonte producendo circa 1.472 GWh di energia elettrica (circa il 79% dell'intera produzione lorda da impianti di PG). Si nota inoltre che, nonostante il numero di impianti idroelettrici da PG rappresenti più del 67% degli impianti idroelettrici da GD installati in Italia, essi costituiscono solo il 21% dell'intera potenza efficiente lorda idroelettrica da GD, con una produzione lorda pari a quasi il 23% della produzione totale italiana da idroelettrico distribuito. Naturalmente l'incidenza degli impianti ad acqua fluente risulta ancor maggiore nell'ambito della PG rispetto a quanto riscontrato nell'analisi dell'idroelettrico sotto i 10 MVA. Infatti quasi il 99% degli impianti sono ad acqua fluente (1.140 impianti), mentre poco più dell'1% rientrano nelle restanti tipologie impiantistiche (5 impianti a bacino e 9 a serbatoio), con percentuali in riferimento alla produzione elettrica pari allo 0,5% e alla potenza efficiente lorda pari all'1,5%. Inoltre, anche con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate come si può notare dalla figura 4.40, la maggior parte degli impianti ad acqua fluente è concentrata sotto i 400 kW.

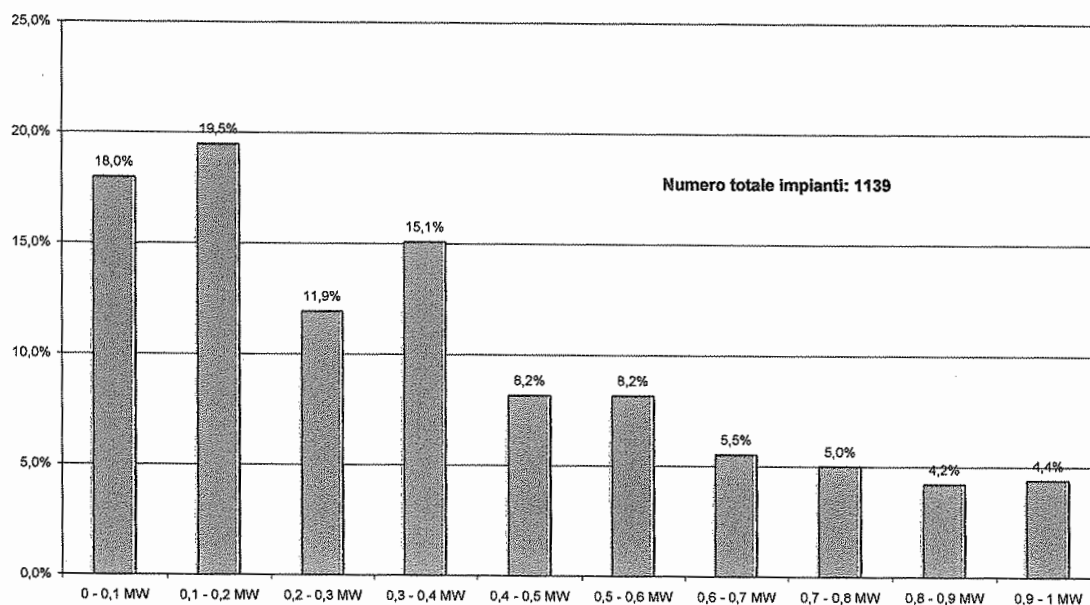


Figura 4.40: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG.

Considerando le potenze efficienti lorde e le relative produzioni lorde di energia elettrica le percentuali tendono a modificarsi, anche se il quadro complessivo che se ne ricava non muta di molto. In particolare si nota che aumenta la percentuale di energia prodotta da impianti ad acqua fluente (99% della produzione da idroelettrico fino ad 1 MW) rispetto alle percentuali relative alla potenza installata e al numero di impianti, segno evidente di un maggiore fattore di utilizzo per questi impianti rispetto alle altre tipologie.

Infine, analizzando la PG all'interno della più ampia categoria della GD si nota che gli **impianti ad acqua fluente** con potenza inferiore ad 1 MW rappresentano circa il 71% degli impianti ad acqua fluente da GD e contribuiscono a produrre circa il 26% dell'intera produzione idroelettrica da acqua

fluente da GD e il 23% dell'intera produzione da idroelettrico distribuito, confermando ancora una volta che la PG e più in generale la GD, permettono lo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili marginali in termini di entità e di dislocazione, risorse che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Passando poi ad analizzare la **distribuzione** di questi impianti **sul territorio nazionale** si nota che nel nord Italia è concentrato circa il 79% della potenza efficiente lorda, che fornisce l'82% della produzione nazionale da piccolo idroelettrico. Questa produzione, dovuta essenzialmente ad impianti ad acqua fluente, è concentrata soprattutto in Piemonte (25%), in Trentino Alto Adige (20%) ed in Lombardia (13%) che insieme forniscono circa il 58% dell'energia elettrica prodotta da piccolo idroelettrico dislocato in Italia. In particolare, osservando le cartine riportanti la distribuzione della potenza efficiente lorda e della produzione lorda da idroelettrico nelle varie province italiane, si nota che la produzione è fortemente concentrata lungo l'arco alpino e quindi nelle province italiane più ricche di risorse idriche: Torino, Cuneo, Aosta, Verbania, Bergamo, Brescia, Trento, Bolzano e Udine. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste, come d'altronde nel caso della GD, ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione nella disponibilità di corsi d'acqua. In particolare si registra una produzione superiore al 16% nel centro Italia e di poco inferiore al 2% nel sud e nelle isole (figure 4.41).

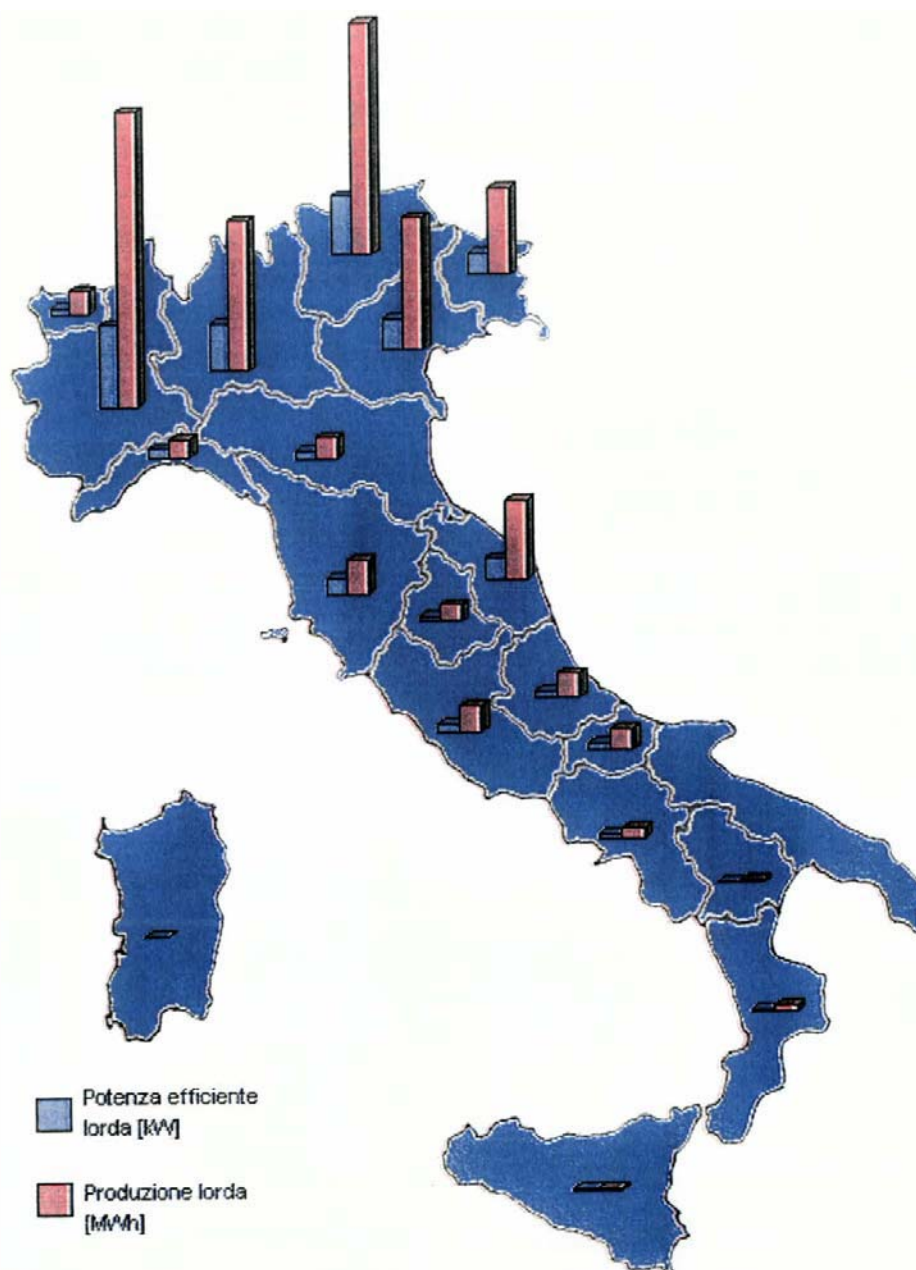


Figura 4.41: Dislocazione regionale degli impianti idroelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 421 MW; Produzione lorda totale: 1.472 GWh).

4.3.3 Gli impianti eolici e fotovoltaici nella PG

Per queste tecnologie vale quanto già detto nel paragrafo 4.2.3 relativo alla GD. In particolare si nota che gli impianti eolici fino a 1 MW sono circa il 25% del totale eolico da GD, sebbene

producano meno dell'1% della produzione lorda da eolico sotto i 10 MVA. Gli impianti fotovoltaici fino a 1 MW costituiscono il 92% degli impianti fotovoltaici da GD, con una produzione di 2,1 GWh pari al 54% della produzione da fotovoltaico nell'ambito della GD. Inoltre in virtù del nuovo meccanismo di incentivazione del fotovoltaico introdotto in Italia nel luglio 2005 e riguardante proprio gli impianti fino a 1 MW si prevede nel prossimo futuro una grossa diffusione di impianti fotovoltaici di piccola taglia. Infine, analizzando le [figure 4.42 e 4.43](#) si possono fare considerazioni analoghe a quelle fatte in merito alle medesime tecnologie nell'ambito della GD.

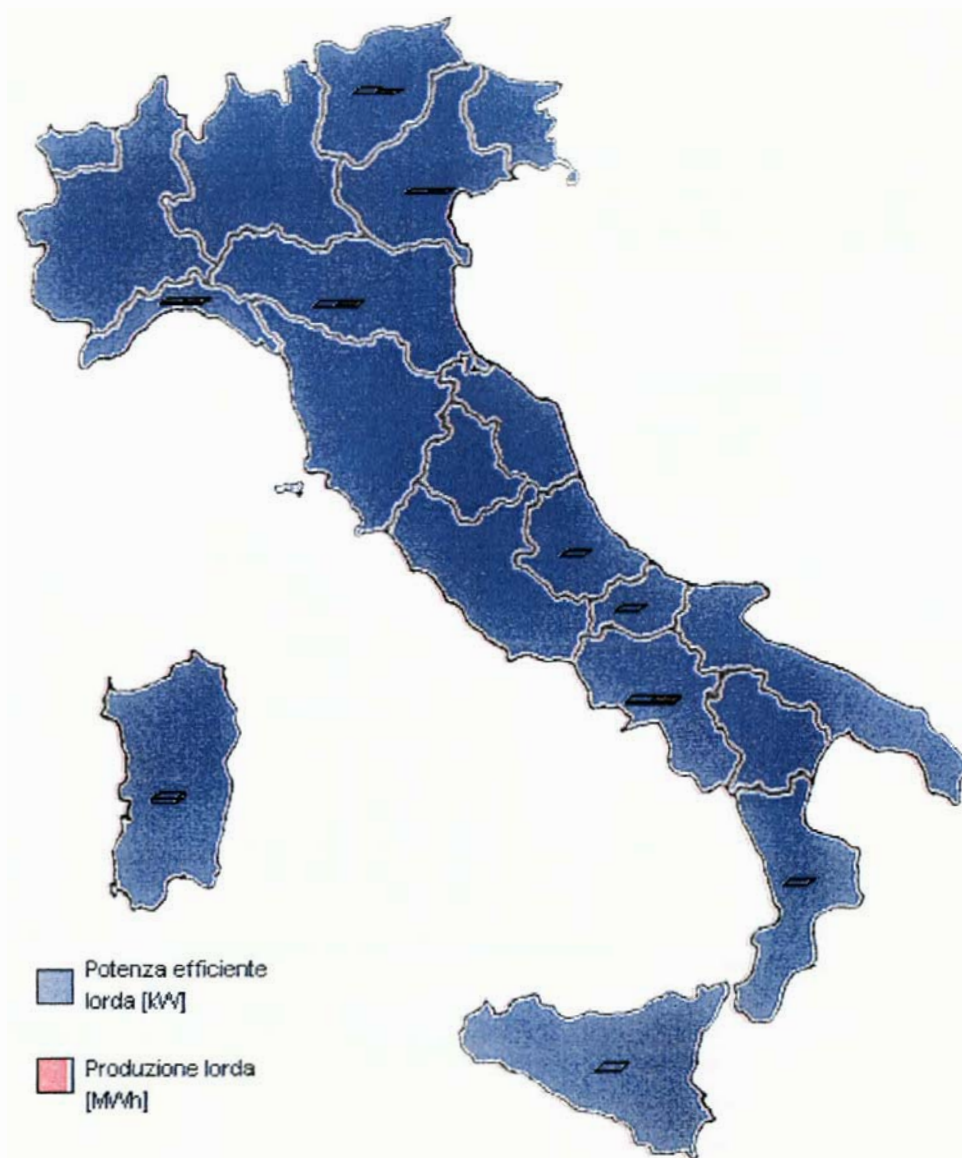


Figura 4.42: Dislocazione regionale degli impianti eolici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 11 MW; Produzione lorda totale: 3,7 GWh).

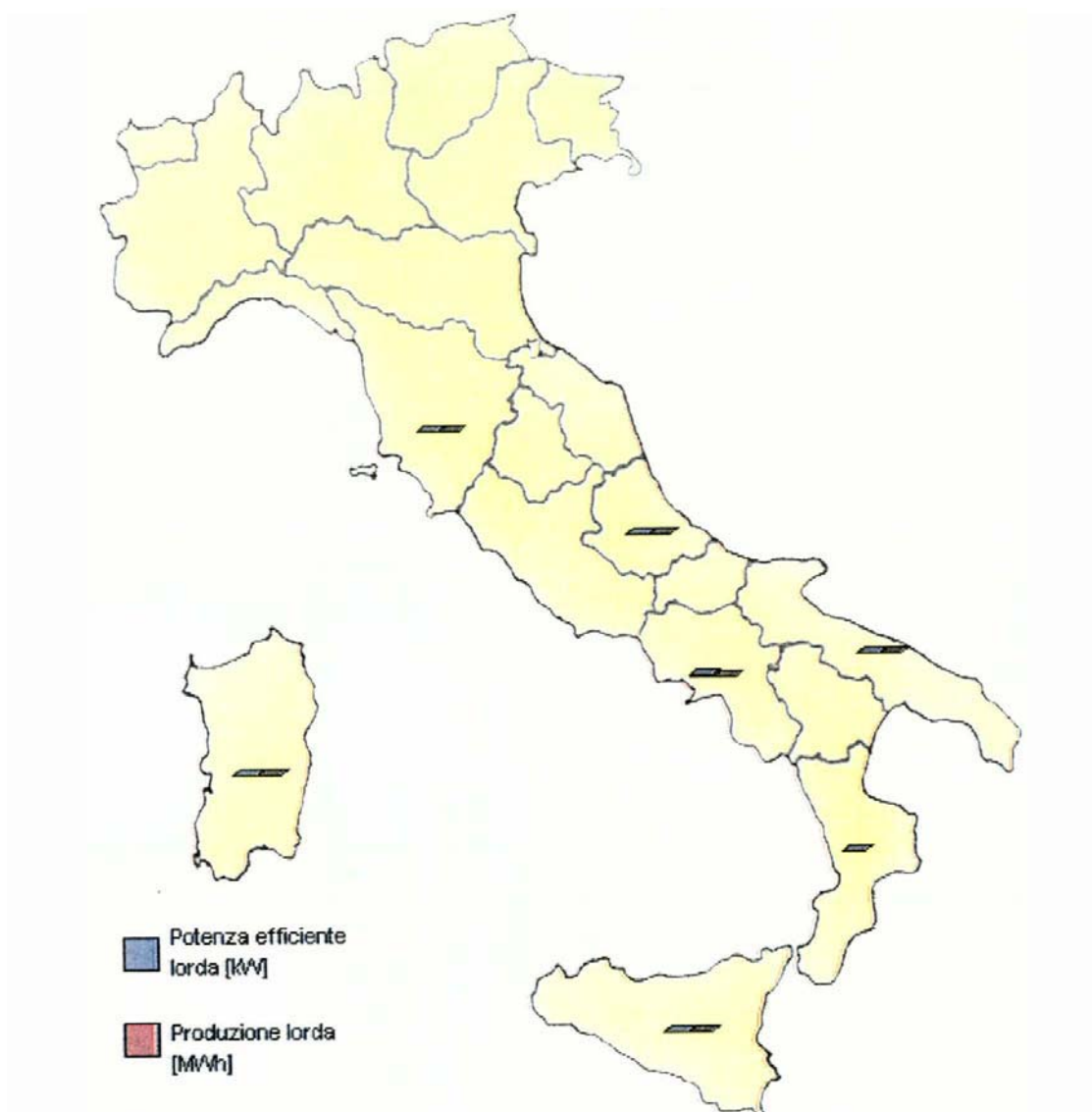


Figura 4.43: Dislocazione regionale degli impianti fotovoltaici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 4 MW; Produzione lorda totale: 2,1 GWh)

4.3.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della PG

Analizzando il settore termoelettrico, emerge che in Italia, con riferimento al 2005, sono in esercizio 278 impianti di potenza fino a 1 MW (nel complesso 366 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 150 MW.

Considerando le sezioni, su 366 sezioni termoelettriche, 126 sono alimentate da biomasse, biogas e rifiuti per complessivi 57 MW circa, 235 sezioni sono alimentate da fonti non rinnovabili per

complessivi 90 MW circa (di cui 2 MW in grado di essere alimentati con più combustibili, per un totale di 3 sezioni) e 5 sono sezioni ibride per circa 2,3 MW.

Complessivamente, quindi, in termini di potenza efficiente lorda, il 60% del parco termoelettrico nell'ambito della PG è alimentato da fonti non rinnovabili, il 38% è alimentato da biomasse, biogas o rifiuti ed il resto può essere alimentato da fonti rinnovabili e non rinnovabili (impianti ibridi).

Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici di GD installati in Italia nel 2005 si osserva che, mentre la potenza termoelettrica da PG non rinnovabile rappresenta poco più dell'8% del totale termoelettrico distribuito non rinnovabile, la potenza da piccolo termoelettrico rinnovabile rappresenta il 13% del totale termoelettrico rinnovabile da GD presente in Italia.

In particolare si nota la presenza di moltissimi impianti alimentati da gas naturale, gasolio e biogas da rifiuti solidi urbani costituiti per lo più da sezioni di piccola taglia con motori a combustione interna.

Circa il 70% della potenza termoelettrica e il 66% della produzione da PG presente nel nostro Paese è concentrata nel nord Italia, ed in particolare in Piemonte (18%), Lombardia (16%), Veneto (14%) ed Emilia Romagna (11%), con produzioni rispettivamente del 15%, 14%, 14% e 14% rispetto alla produzione di energia elettrica nazionale da piccolo termoelettrico (circa 393 GWh). Inoltre osservando le cartine relative alla potenza e alla produzione da piccolo termoelettrico spiccano le province di Torino, Brescia, Bolzano e Treviso.

Nel centro Italia è, invece, installato il 22% della potenza nazionale e si produce circa il 27% della produzione termoelettrica da PG. In particolare si evidenziano forti produzioni in Toscana (12% del totale nazionale da piccolo termoelettrico) e Umbria (7%), concentrata nella sola provincia di Perugia. Il restante 7% della produzione nazionale (l'8% in potenza), invece, è prodotto nel sud e nelle isole ed in particolare si concentra in Puglia (4% della produzione nazionale) e in Campania (3%) (figura 4.44).

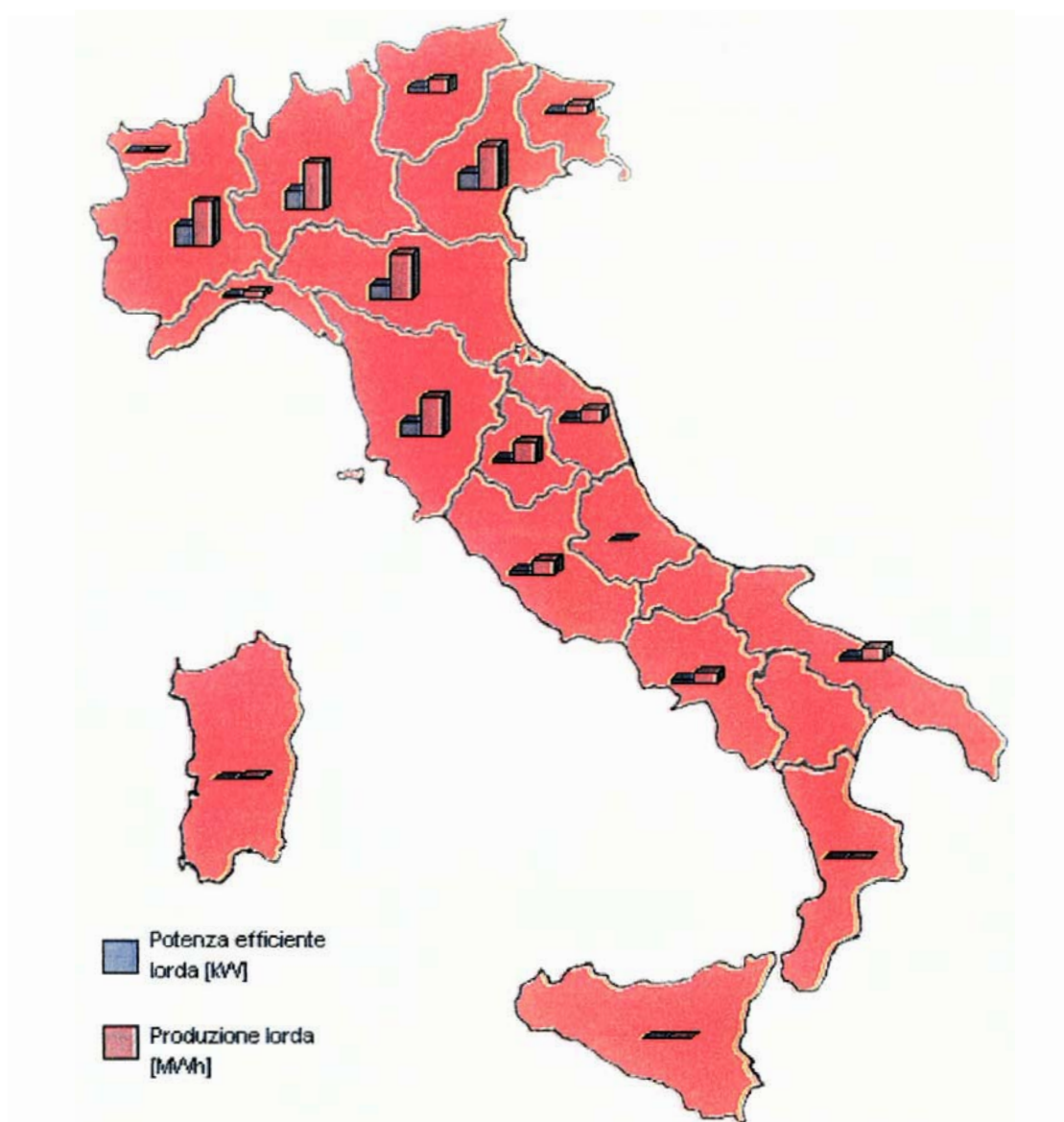


Figura 4.44: Dislocazione regionale degli impianti termoelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 150 MW; Produzione lorda totale: 393 GWh).

Considerando poi le fonti di energia primaria utilizzate per la **produzione di energia elettrica** si può osservare che, dei complessivi 393 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da PG, circa il 40% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, quasi il 7% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, quasi l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 52% utilizzando biomasse, biogas e rifiuti (riassumendo il 48% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 52% tramite fonti rinnovabili), [figura 4.45](#). Un mix di fonti primarie, quindi, abbastanza diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD in Italia ([figura 4.20](#)).

Complessivamente, quindi, più di 187 GWh di energia elettrica sono prodotti tramite impianti di PG alimentati da fonti non rinnovabili, di cui più del 2% (pari a circa 4 GWh) sono ottenuti con sezioni policombustibile. La produzione termoelettrica da fonti rinnovabili è ottenuta, invece, per l'85% (circa 176 GWh) dallo sfruttamento dei rifiuti solidi urbani sia in forma gassosa (96%), che in forma solida (4%).

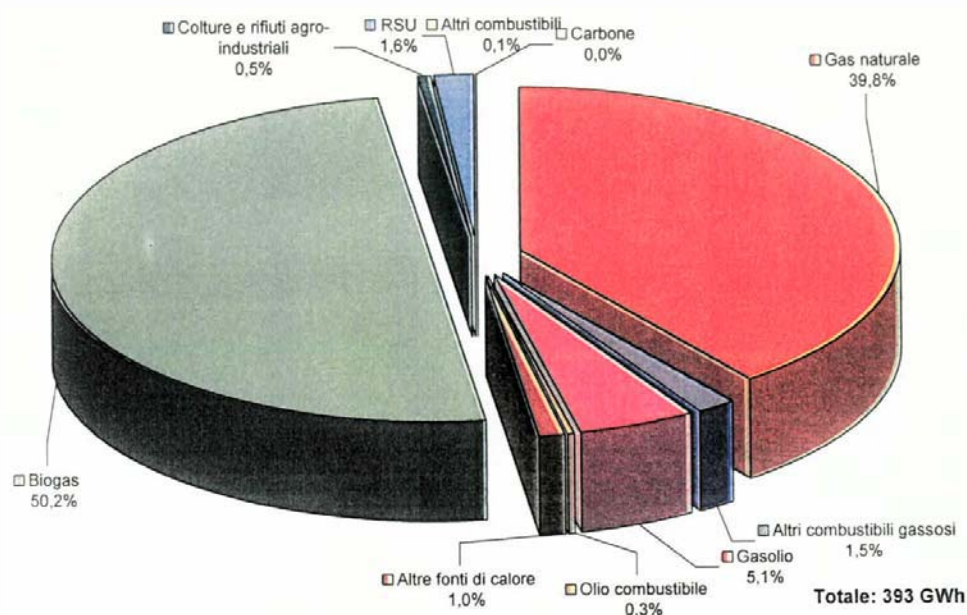


Figura 4.45 ¹³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica.

Si osservano differenze sostanziali anche analizzando il mix di fonti primarie utilizzato nell'ambito della GD nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica e di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica il 92% circa della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuta tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili, per lo più RSU (circa l'87% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato, di cui l'86% sottoforma di biogas), e il restante 8% è prodotto tramite altre fonti di calore (2%) e prodotti petroliferi (6%), per lo più gasolio (2,5%) e gas naturale (3,5%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (84%), per lo più gas naturale (69%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzati per produrre il restante 16% della produzione elettrica da termoelettrico combinato ([figure 4.46 e 4.47](#)).

Si possono quindi fare considerazioni analoghe a quelle fatte in riferimento al diverso mix tra sola produzione di energia elettrica e produzione combinata nell'ambito della GD. Inoltre confrontando le [figure 4.46 e 4.47](#) con le [figure 4.21 e 4.22](#) si nota, sia nel caso di sola produzione di energia elettrica, sia nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, un consistente utilizzo dei combustibili rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica.

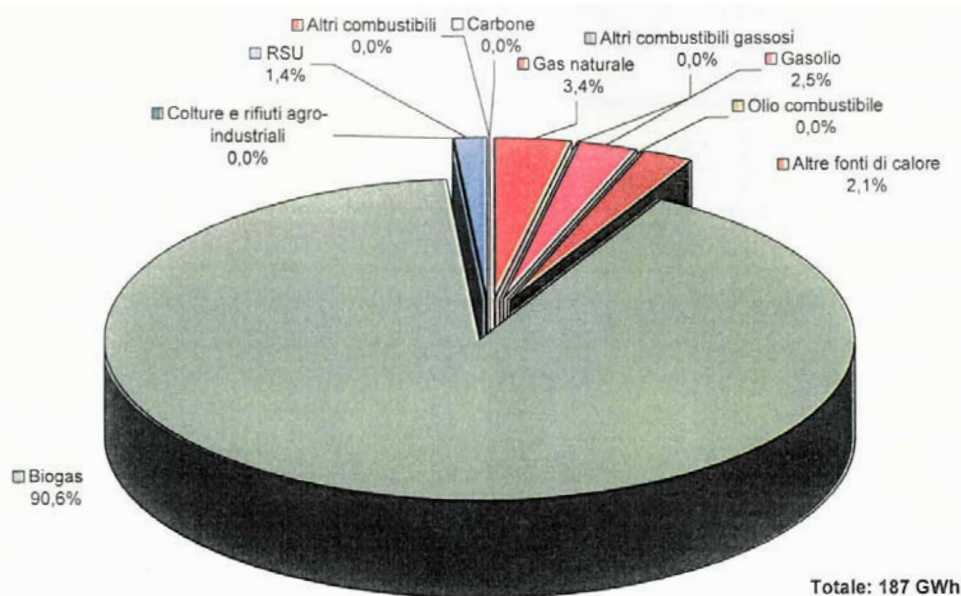


Figura 4.46¹³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica.

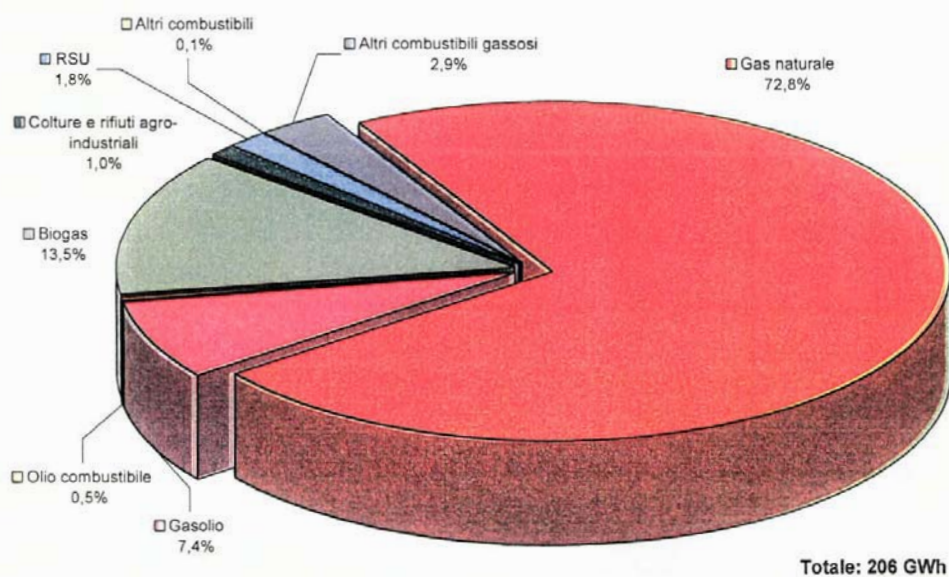


Figura 4.47¹³: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Sul piano regionale le percentuali relative alla produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili si attestano intorno ai valori medi nazionali (48% della produzione totale da piccolo

termoelettrico) con le uniche eccezioni di alcune tra le regioni più industrializzate del nord, cioè Piemonte, Veneto, Lombardia e Trentino Alto Adige, dove la produzione da fonti non rinnovabili raggiunge valori molto più elevati (dal 60% del Piemonte fino al 65% della Lombardia). Nel nord viene infatti prodotto il 73% dell'energia elettrica da piccolo termoelettrico non rinnovabile (circa 137 GWh), mentre la produzione da fonti rinnovabili è di circa 111 GWh e rappresenta il 54% della produzione da piccolo termoelettrico rinnovabile nazionale. Nel resto d'Italia la produzione di energia elettrica è invece quasi esclusivamente dovuta all'utilizzo di biomasse, biogas e rifiuti con percentuali intorno all'80-90%. Uniche eccezioni la Toscana che produce circa 48 GWh utilizzando equamente fonti non rinnovabili e rinnovabili, la Campania che produce circa 12 GWh utilizzando per il 64% biogas da RSU e per il restante 36% gas naturale e gasolio, la Calabria che produce circa 1 GWh utilizzando per il 27% RSU e per il restante 73% gasolio e la Sicilia che produce per il 100% con gasolio.

Altro aspetto molto interessante è il rapporto fra la **produzione consumata in loco** e quella immessa in rete. Se, infatti, globalmente nel termoelettrico da PG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari a circa il 38% dell'intera produzione termoelettrica lorda, andando ad analizzare i consumi in funzione delle fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione elettrica si registrano forti differenze fra termoelettrico non rinnovabile e rinnovabile. In particolare nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili il consumo in loco di energia autoprodotta raggiunge percentuali del 73% (il 97% nel caso di impianti policombustibile). Viceversa nel caso di impianti utilizzando fonti rinnovabili le percentuali di energia prodotta e consumata in loco sono sensibilmente inferiori, attestandosi intorno ad un valore medio di circa il 5% della produzione lorda da termoelettrico rinnovabile.

Emergono differenze anche tra impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è circa l'6% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 66% circa del totale prodotto (figura 4.48).

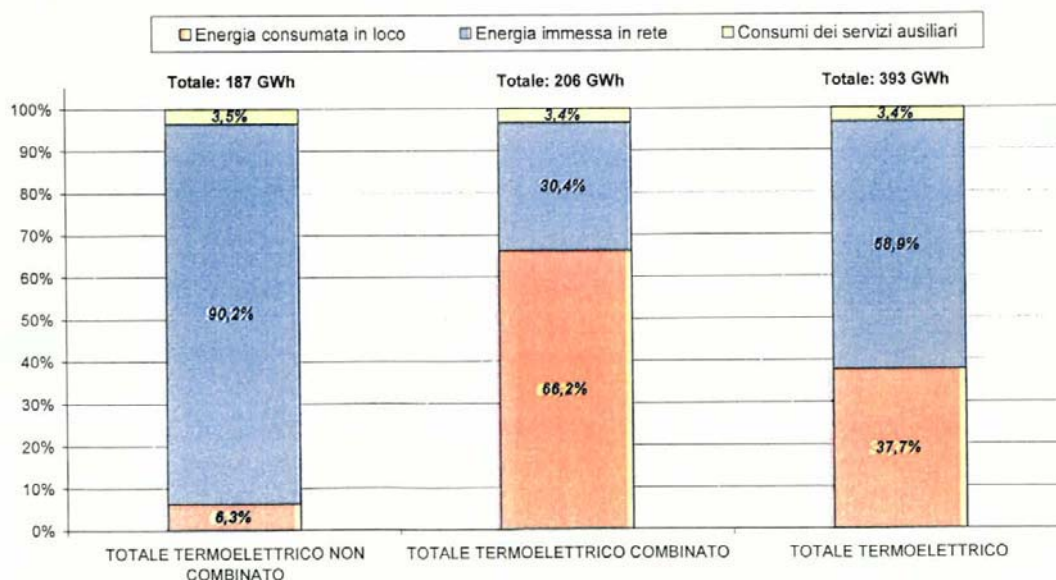


Figura 4.48: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG.

Complessivamente, quindi, la percentuale di consumo in loco scende rispetto a quella registrata nell'ambito della GD poiché nella PG termoelettrica è molto più cospicua la produzione da fonti rinnovabili. Viceversa se si restringe l'analisi al solo termoelettrico non rinnovabile le percentuali non si discostano di molto tra GD e PG.

Anche per quanto riguarda i **fattori di utilizzo** si possono mettere in evidenza elementi che riflettono le caratteristiche operative dei vari impianti e delle fonti primarie da essi utilizzate. In particolare si nota che, mentre nel caso del termoelettrico rinnovabile i fattori di utilizzo si attestano tra le 3500 e le 5000 ore annue, nel caso di produzione da impianti che utilizzano fonti non rinnovabili variano tra le 3000 e le 1500 ore.

Si osserva che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili i fattori di utilizzo sono confrontabili ed in alcuni casi superiori a quelli registrati per il termoelettrico rinnovabile da GD. Inoltre anche nel piccolo termoelettrico rinnovabile si nota una certa differenza tra produzione combinata e produzione non combinata, con gli impianti appartenenti alla prima categoria (produzione combinata di energia elettrica e calore) che presentano fattori di utilizzo superiori anche del 20% rispetto a quelli appartenenti alla seconda categoria (produzione di sola energia elettrica). Questa disparità si accentua ancor di più nel piccolo termoelettrico alimentato da fonti non rinnovabili dove i fattori di utilizzo degli impianti con produzione combinata (intorno alle 3000 ore) risultano addirittura essere quasi il doppio di quelli caratteristici degli impianti con sola produzione di energia elettrica (intorno alle 1500 ore).

I fattori di utilizzo risultano anche molto correlati al tipo di **motore primo** utilizzato per la produzione di energia elettrica. Nel caso in cui si utilizzino motori a combustione interna il fattore di utilizzo si attesta intorno alle 3000 ore, valore simile a quelli registrati per i motori a combustione interna utilizzati nell'ambito della GD; anche i fattori di utilizzo degli impianti in contropressione e a condensazione e spillamento sono simili a quelli riscontrabili nella GD. Invece si riscontrano forti riduzioni, rispetto alla GD, nei fattori di utilizzo degli impianti con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore, dove si passa dalle 5000 ore della GD alle 2500 ore della PG.

Concentrandosi sui **motori primi** impiegati nella PG si nota che più del 91% delle sezioni degli impianti utilizzano **motori a combustione interna**, per una potenza pari a circa l'88% del totale ed una produzione di circa 347 GWh (cioè l'88% dell'intera produzione termoelettrica da PG). Viceversa gli altri tipi di motore primo hanno una diffusione molto limitata.

Le seguenti figure 4.49 e 4.50 riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza installata tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione di sola energia elettrica e nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore.

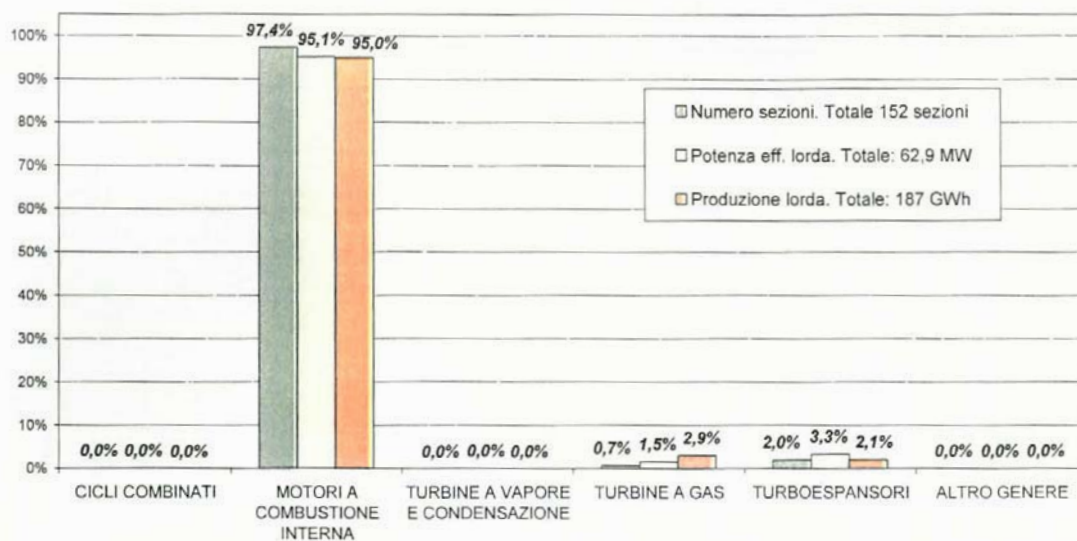


Figura 4.49: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG.

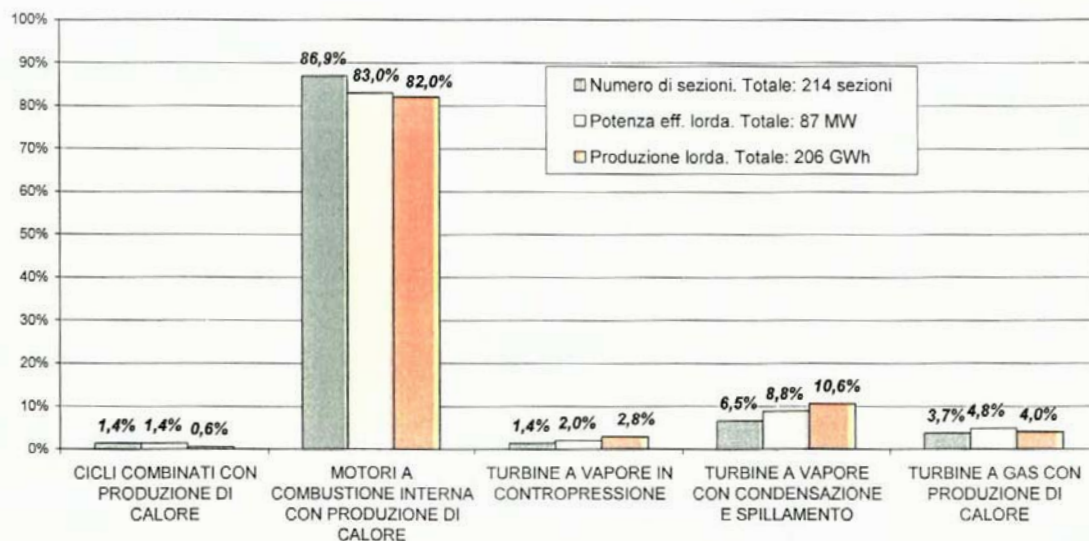


Figura 4.50: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG.

Come si nota c'è una ragguardevole differenza fra quella che è la diffusione delle varie tipologie impiantistiche nell'ambito della PG e quella riscontrabile nell'ambito più generale della GD (figura 4.30).

Inoltre, passando dalla GD alla PG, si nota una generale riduzione degli indici elettrici (rapporto tra la produzione di energia elettrica e di calore), indipendentemente dalla tecnologia impiantistica considerata; ciò conferma il fatto che questi impianti nascono per lo più per soddisfare le richieste delle utenze termiche piuttosto che di quelle elettriche ([figura 4.51](#) e [figura 4.31](#)).

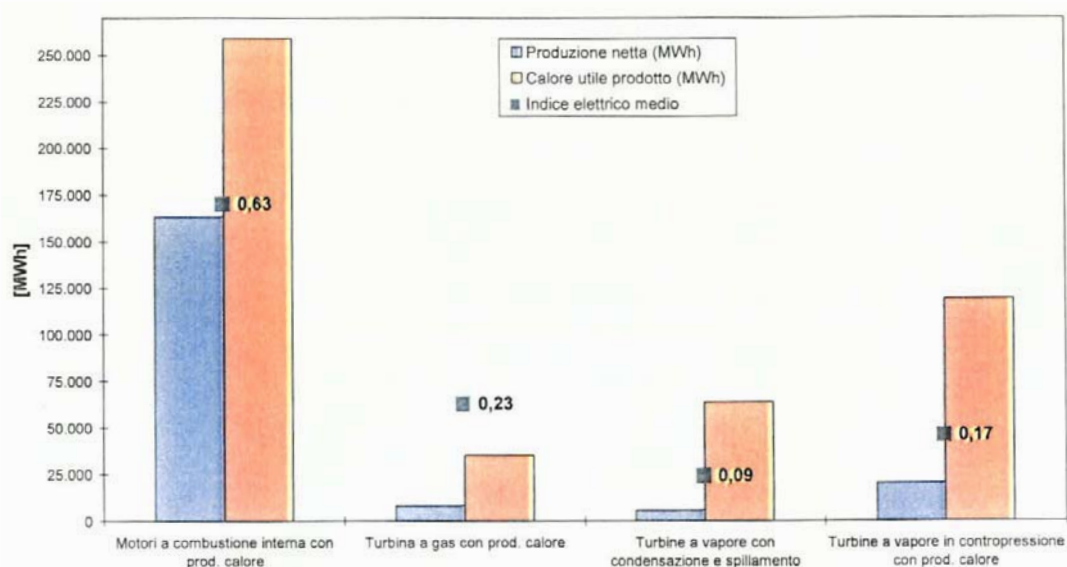


Figura 4.51: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG.

CAPITOLO 5**EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO APPLICABILE ALLA GD****5.1 Aspetti generali**

Come già evidenziato nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06¹⁵, non esistono condizioni normative e regolatorie particolari applicate per la GD in sé: esiste, invece, una regolazione, applicabile anche alla GD, che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.

Nel seguito¹⁶ vengono descritti, a titolo informativo, i principali elementi di carattere normativo/regolatorio di interesse per la GD, distinguendo tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (con particolare riferimento alla connessione alle reti elettriche e al trasporto dell'energia elettrica), il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete ed il terzo relativo ai regimi di incentivazione esistenti per alcune tipologie di fonti o di impianti.

Come già rimarcato nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06, sebbene i predetti tre livelli costituiscano, in linea di principio, tre piani separati, talune pratiche regolatorie effettuano la traduzione di misure incentivanti (previste per legge) in esenzioni o sconti ai corrispettivi per l'accesso alle reti, comportando un accoppiamento tra l'accesso alla rete, che deve essere attuato secondo principi di trasparenza e non discriminazione, e il piano incentivante, che implica l'adozione di misure asimmetriche tra i diversi soggetti interessati. Tale pratica (utilizzata, ad esempio anche in Italia) è suscettibile di revisione alla luce del predetto principio di separazione. Ciò consentirebbe la rimozione delle potenziali distorsioni che il predetto accoppiamento comporta, l'esplicitazione delle misure incentivanti poste in essere, nonché la possibilità di misurare e valutare l'efficacia delle diverse misure incentivanti.

5.2 Regolazione dell'accesso ai servizi di sistema**5.2.1 Servizio di connessione alle reti elettriche**Introduzione

Il servizio di connessione alle reti elettriche è erogato dal gestore di rete (imprese distributrici e Terna). L'attuale regolazione del servizio, in particolare le condizioni procedurali, economiche e tecniche per la sua erogazione, è distinta tra connessioni alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV e connessioni alle reti elettriche con tensione nominale fino a 1 kV. La seguente tabella 5.1 evidenzia le delibere dell'Autorità che regolano il servizio di connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione di energia elettrica:

	Livello di tensione	Condizioni procedurali ed economiche	Regole tecniche di connessione
Trasmissione	AAT/AT	Delibera n. 281/05	Delibera n. 250/04 Codice di rete - Terna
Distribuzione	AT		Procedimento delibera n. 136/04
	MT		
	BT	Delibera n. 89/07	

- tabella 5.1 -

¹⁵ Deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2006, n. 160/06.

¹⁶ Nel presente capitolo non vengono riportate considerazioni in materia autorizzativa, di competenza degli enti locali.

Le connessioni in media e alta tensione

Nel caso di connessioni in alta e media tensione, l'Autorità ha definito i principi sulla base dei quali ciascun gestore di rete (imprese distributrici e Terna) ha predisposto le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. In particolare, per quanto riguarda le condizioni economiche, la deliberazione n. 281/05¹⁷ ha definito:

- un corrispettivo a copertura delle attività di studio e di definizione della soluzione generale per la connessione;
- un corrispettivo a copertura delle attività di definizione della soluzione di dettaglio per la connessione;
- un corrispettivo di connessione, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio. Nel computo di tale corrispettivo sono inclusi gli oneri associati alle modifiche infrastrutturali della rete elettrica esistente che si dovessero rendere necessarie per l'erogazione del servizio di connessione, ad eccezione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale che continuano ad essere remunerati sulla base degli attuali meccanismi tariffari. Le condizioni economiche sono aderenti ai costi effettivi.

Inoltre l'Autorità, tenendo conto del decreto legislativo n. 387/03¹⁸, ha previsto, nel caso di fonti rinnovabili:

- la priorità nella gestione delle richieste;
- il diritto di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione (tale diritto è in realtà valido per tutti i tipi di connessioni);
- uno sconto per i due corrispettivi di definizione della soluzione per la connessione (con un massimale al 50% rispetto al caso di fonti convenzionali);
- uno sconto-distanza sull'eventuale linea elettrica realizzata per la connessione;
- un corrispettivo nullo nel caso di interventi su rete esistente derivanti dalla richiesta di connessione;
- la riduzione delle garanzie finanziarie (50%).

Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, Terna applica il proprio Codice di rete definito sulla base dei principi di cui alla deliberazione n. 250/04¹⁹ e sottoposto all'approvazione dell'Autorità per le parti di propria competenza, mentre, per quanto riguarda le imprese distributrici, l'Autorità ha in corso un procedimento, avviato con la deliberazione n. 136/04, finalizzato a definire regole tecniche di riferimento uniche a livello nazionale a cui le medesime imprese devono riferirsi²⁰.

Le connessioni in bassa tensione

Nel caso di connessioni in bassa tensione²¹, l'Autorità, con la deliberazione n. 89/07²², ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche a forfait al fine di introdurre elementi di

¹⁷ Deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05.

¹⁸ Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili.

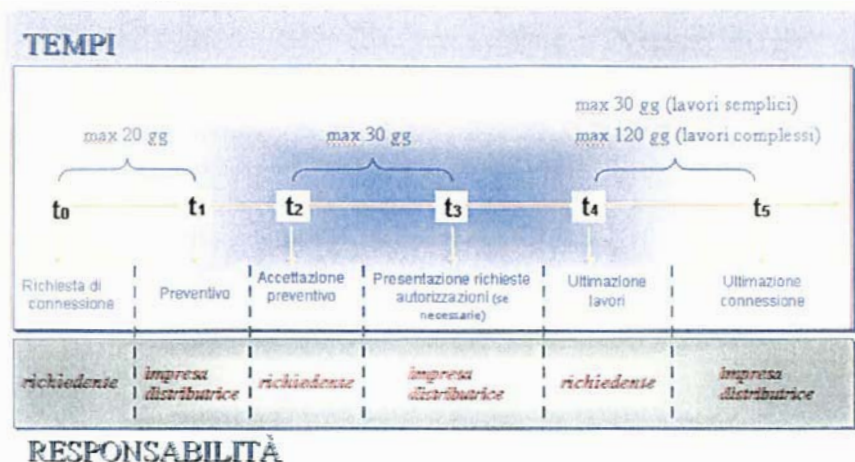
¹⁹ Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04.

²⁰ Si veda, oltre che la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04, anche il documento per la consultazione 22 novembre 2007, n. 45/07.

²¹ Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica con potenze complessive fino a 50 kW il servizio di connessione è obbligatoriamente erogato in bassa tensione, mentre viene lasciata discrezionalità alle imprese distributrici per potenze complessive di connessione superiori a tale soglia.

maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

La seguente tabella 5.2 riassume le modalità procedurali standard che ogni impresa distributrice è tenuta ad applicare per le connessioni in bassa tensione:



- tabella 5.2 -

I corrispettivi applicati nell'anno 2007 per le connessioni in bassa tensione sono riportati nella seguente tabella 5.3:

Diritto fisso [Euro]	46,53	
Quota-potenza [Euro/kW]	69,7981	
Quota-distanza [Euro] *	parte fissa	importo aggiuntivo
entro 200 metri	185,65	
oltre 200 e fino a 700 metri per i primi 200 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	185,65	93,06
oltre 700 e fino a 1.200 metri per i primi 700 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	650,03	185,65
oltre 1.200 metri per i primi 1.200 metri per ulteriore distanza (ogni 100 metri o frazioni superiori a 50 metri)	1.578,29	371,30

- tabella 5.3 -

* Distanza che separa l'utenza dalla più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione in servizio da almeno cinque anni (cabina di riferimento)

Per quanto riguarda le connessioni in bassa tensione nel caso di fonti rinnovabili, l'Autorità ha previsto che i produttori paghino solo il 50% dei corrispettivi definiti a forfait e riportati nella tabella 5.3. Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili (sia nel caso della bassa tensione che nel caso della media e alta tensione) non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del Conto per

²² Deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07.

nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Nel caso di connessioni in bassa tensione, l'Autorità ha definito degli indennizzi automatici che le imprese distributrici erogano al produttore nel caso in cui non vengano rispettati i tempi massimi, indicati nella tabella 5.2, per la definizione del preventivo e per la realizzazione della connessione. Nel primo caso l'indennizzo automatico è pari a 60 euro, nel secondo caso è pari al maggior valore tra l'1% del corrispettivo per la connessione e 5 euro per ogni giorno di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 180 giorni.

Infine, per quanto riguarda le condizioni tecniche, al momento si applicano le condizioni definite da ciascuna impresa distributtrice. L'Autorità sta analizzando tali condizioni al fine di evitare comportamenti che ostacolano l'accesso alla rete.

Future revisioni delle condizioni per la connessione

Si evidenzia che l'Autorità sta rivedendo²³ le condizioni per la connessione, al fine di:

- armonizzare, in un testo unico, le condizioni procedurali ed economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica, qualunque sia il livello di tensione;
- estendere le procedure per la connessione in bassa tensione anche alle connessioni in media tensione, inclusi gli indennizzi automatici, con riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento;
- rivedere gli indennizzi automatici e i tempi massimi per la connessione al fine di rimuovere le criticità emerse;
- estendere i corrispettivi a forfait anche ai casi di connessioni in media tensione, precisando le situazioni in cui verrebbero comunque applicati corrispettivi "a costo".

Infine, verranno introdotte semplificazioni²⁴ per le connessioni di impianti di cogenerazione ad alto rendimento simili a quelle già vigenti per le fonti rinnovabili, tenendo conto di quanto previsto dal decreto legislativo n. 20/07²⁵.

5.2.2 Servizio di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete

Il servizio di trasporto

Attualmente tutti i produttori, indipendentemente dal livello di tensione cui l'impianto è collegato, contribuiscono alla copertura dei costi riconosciuti a Terna per il servizio di trasmissione, versando a Terna il corrispettivo di trasmissione, applicato all'energia elettrica immessa in rete, secondo quanto previsto dall'articolo 19 del Testo integrato²⁶. Il corrispettivo di trasmissione è pari, per l'anno 2007, a 0,0267 c€/kWh per ogni kWh immesso.

Tuttavia, nel caso di impianti connessi in media tensione (MT) o bassa tensione (BT), ai produttori viene riconosciuto dalle imprese distributrici la componente CTR (corrispettivo utilizzato per la regolazione economica dell'erogazione del servizio di trasmissione alle imprese distributtrici), applicata all'energia elettrica immessa in rete. La componente CTR, corrisposta ai sensi dell'articolo 17 del Testo integrato, tiene conto dei minori costi di trasporto associati all'immissione di energia elettrica direttamente su reti MT e BT, rispetto a quelli associati all'energia elettrica

²³ Si veda al riguardo il documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32/07.

²⁴ Si veda al riguardo il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 30/07.

²⁵ Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di recepimento della direttiva 2004/8/CE in materia di cogenerazione.

²⁶ Deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi" e successive modificazioni."

immessa in alta tensione (AT): quest'ultima, infatti, per raggiungere i clienti finali deve scontare in più anche i costi di trasmissione, quantificati, appunto, dalla componente CTR. Tale componente, per l'anno 2007, è pari a 0,33 c€/kWh per ogni kWh immesso aumentato di un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, pari a 4,2% per la media tensione e 9,9% per la bassa tensione.

Si noti che, per un impianto collegato in media o bassa tensione, come è tipico per la GD, il trasporto dell'energia elettrica rappresenta complessivamente un ricavo, anziché un costo, che incide mediamente per circa il 4% sul ricavo netto di cessione dell'energia.

Il servizio di dispacciamento in immissione

Il servizio di dispacciamento in immissione è erogato da Terna sulla base di quanto definito dall'Autorità con la deliberazione n. 111/06²⁷. La stipula con Terna del contratto di dispacciamento in immissione è condizione necessaria per poter immettere l'energia elettrica in rete. Tale contratto include, tra l'altro, la regolazione degli sbilanciamenti e delle aggregazioni delle misure.

5.2.3 Perdite evitate

Analogamente a quanto illustrato con riferimento ai costi di trasporto sulla rete di trasmissione, l'energia elettrica immessa in reti MT e BT contribuisce, in linea teorica, a ridurre le perdite di energia associate al trasporto dall'AT. Infatti, secondo l'ipotesi convenzionalmente utilizzata anche con riferimento ai prelievi, si presume che l'energia elettrica fluisca mediamente secondo la sequenza AT → MT → BT, dovendo sopportare perdite crescenti associate a ciascun livello di tensione. In tale ipotesi, pertanto, l'energia elettrica immessa in MT consente di risparmiare le perdite relative al trasporto in AT e alla trasformazione AT/MT, mentre l'energia elettrica immessa direttamente in BT, consente di risparmiare le perdite relative al trasporto in AT e MT e alla trasformazione AT/MT e MT/BT.

In forza del suddetto assunto, il Testo Integrato e la deliberazione n. 111/06 prevedono che, ai fini delle regolazioni economiche (ad eccezione della componente CTR):

- l'energia elettrica immessa in MT sia convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 5,1%;
- l'energia elettrica immessa in BT sia convenzionalmente aumentata di un fattore percentuale pari al 10,8%.

5.3 Regime di cessione dell'energia elettrica alla rete

5.3.1 Il ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete

Introduzione

In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. In più, il legislatore²⁸ ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato), secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità facendo riferimento al mercato. Ciò considerando che occorre definire un quadro normativo che sia, per quanto possibile, di semplice applicazione anche per soggetti interessati alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica di piccola

²⁷ Deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e sue successive modifiche e integrazioni.

²⁸ Si vedano l'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04.

taglia che utilizzano risorse rinnovabili marginali oppure conseguono risparmi energetici tramite produzione combinata di energia elettrica e calore o tramite recupero di cascami termici.

Il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- a) all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- b) all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- c) alle eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore.

Il ritiro dedicato è quindi la cessione dell'energia elettrica immessa in rete da tali impianti, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa. Pertanto i ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica, anche attraverso il ritiro dedicato, in generale si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti, ad eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi omnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

La prima regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 34/05²⁹

Il ritiro dedicato si applica già da alcuni anni. La sua prima regolazione risale al 2005 ed è contenuta nella deliberazione n. 34/05, vigente dall'1 luglio 2005 al 31 dicembre 2007. In particolare tale deliberazione prevedeva che:

- a) il soggetto che effettuava commercialmente il ritiro dedicato fosse il gestore di rete cui l'impianto è connesso³⁰;
- b) le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica fossero differenziate tra fonti rinnovabili, cogenerazione ed altro e che fossero riferite al prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata all'allora esistente mercato vincolato, ad eccezione dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW;
- c) il servizio di dispacciamento in immissione e il servizio di trasporto per l'energia elettrica immessa fosse erogato direttamente al soggetto produttore (o al soggetto che effettuava il ritiro nel caso in cui il produttore avesse scelto di avvalersi di tale soggetto anche per l'accesso ai servizi di sistema³¹);
- d) l'operatore di mercato cedente, cioè il soggetto che colloca l'energia elettrica sul mercato, fosse sempre il gestore di rete.

L'Acquirente unico aveva il ruolo di interfaccia unica e finale per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità definite dalla medesima deliberazione n. 34/05. Infatti, l'energia elettrica commercialmente ritirata dai gestori di rete veniva commercialmente ceduta da questi ultimi all'Acquirente unico che la valorizzava al medesimo prezzo con il quale l'energia elettrica era ritirata, fatta eccezione per la quota di energia elettrica rientrante nel regime di prezzi minimi garantiti.

²⁹ Deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata e integrata.

³⁰ Il ritiro commerciale avveniva a titolo oneroso e pari a 120 Euro l'anno più lo 0,5% del valore dell'energia ritirata.

³¹ Tale avvalimento era a titolo oneroso secondo le medesime condizioni economiche indicate nella nota 16. Tale onere era in aggiunta a quello sostenuto per il ritiro commerciale dell'energia elettrica.

Le variazioni intervenute nel quadro normativo e la conseguente esigenza di revisione della deliberazione n. 34/05

Il regime di ritiro dedicato regolato dalla deliberazione n. 34/05 ha trovato fondamento in una serie di elementi che, a partire dall'1 luglio 2007, hanno subito mutamenti tali da determinare la necessità di pervenire alla definizione di nuove condizioni per il funzionamento di tale regime. In particolare, in attuazione della Direttiva 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti hanno acquisito indistintamente la qualifica di cliente idoneo, il ruolo delle imprese distributrici è focalizzato sull'attività di distribuzione e, nel contempo, si è assistito al venir meno del mercato vincolato e dei meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti.

Pertanto è emersa la necessità di rivedere il ruolo di interfaccia commerciale nei confronti dei produttori ai fini del ritiro dedicato, prevedendo l'introduzione di una disciplina compatibile con l'attuale ruolo delle imprese distributrici, una valorizzazione dell'energia elettrica in linea con la valorizzazione del mercato elettrico e una efficiente allocazione degli oneri conseguenti all'accesso al mercato elettrico dell'energia elettrica ritirata. In particolare, poiché le imprese distributrici non svolgono più attività di commercializzazione dell'energia elettrica quali quelli precedentemente previste nell'ambito del mercato vincolato, è opportuno che il gestore di rete cui l'impianto è connesso (che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributtrice) si limiti a svolgere le funzioni di ritiro "fisico" dell'energia elettrica oltre che di rilevazione e registrazione delle misure.

L'attuale regolazione del ritiro dedicato: la deliberazione n. 280/07³²

Tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico, l'Autorità, con la deliberazione n. 280/07, ha individuato il Gestore dei servizi elettrici (nel seguito GSE) come nuovo soggetto indicato a svolgere il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico. Ciò principalmente perché il GSE, a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo in ambito nazionale prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, inclusa la cessione della medesima energia al mercato.

Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, l'Autorità ha previsto che il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico riguardi sia la compravendita dell'energia elettrica sia la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione).

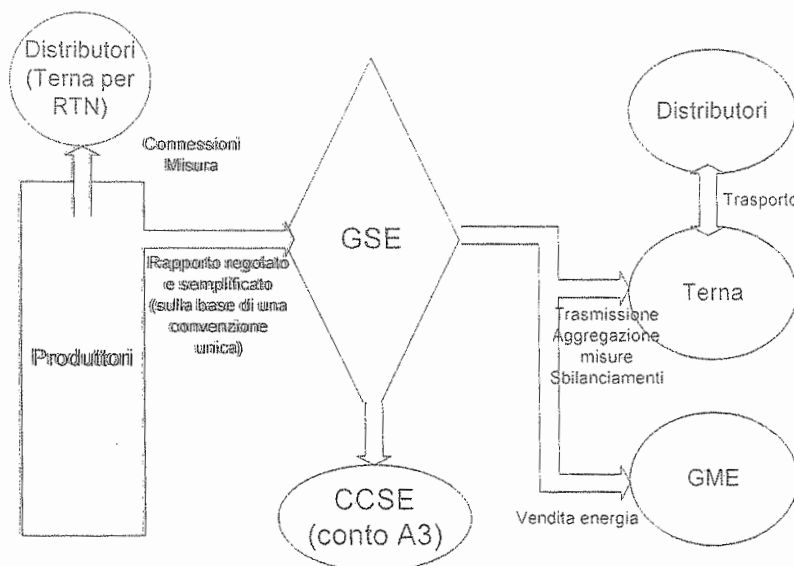
Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- a) soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico. Il GSE colloca sul mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze, positive o negative, ove presenti, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato vengono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa Conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente tariffaria A₃. Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce sul sistema elettrico;

³² Deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07.

- b) utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori³³.

Nella tabella 4.4 è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel nuovo schema di ritiro dedicato, operativo dall'1 gennaio 2008.



- tabella 4.4 -

Accesso al ritiro dedicato

Per quanto riguarda le modalità di accesso al regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha previsto che:

- il produttore avente titolo possa avvalersi del ritiro dedicato presentando opportuna istanza al GSE;
- il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE;
- sia stipulata tra il produttore e il GSE una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) per regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica³⁴ sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica e all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto³⁵. Tale convenzione è quindi una semplificazione per il produttore perché al suo interno vengono gestiti, con un'unica controparte contrattuale, tutti i corrispettivi e gli adempimenti normalmente riferiti alle immissioni di energia elettrica, come nel seguito viene messo in evidenza.

Regolazione economica del ritiro dedicato

Tenendo conto della completa apertura del mercato elettrico, non è più possibile assumere come riferimento il prezzo definito dall'Acquirente unico per l'energia elettrica destinata al mercato vincolato. L'Autorità ha quindi definito un nuovo riferimento di prezzo che sia coerente con le condizioni economiche di mercato. In particolare, il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito

³³ Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua ad essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.

³⁴ Il ritiro commerciale è a titolo oneroso e pari allo 0,5% del valore dell'energia ritirata.

³⁵ Lo schema di istanza per l'accesso al ritiro dedicato, lo schema di convenzione e i manuali per l'utilizzo del portale informatico sono disponibili sul sito internet del GSE (www.gsell.it).

del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Ciò consente di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia sul mercato che, ove presenti, verrebbero compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Comunque l'Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità di impianti di particolari ridotte dimensioni caratterizzate da elevati costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh)³⁶. A tale scopo si continuano ad applicare i previgenti prezzi minimi garantiti per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano³⁷. I prezzi minimi garantiti non sono incentivi, non sono finalizzati al recupero dei costi di investimento e, come tali, si sommano ad incentivi eventualmente riconosciuti ai singoli impianti.

Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione

L'Autorità, al riguardo, ha ritenuto opportuno introdurre degli strumenti che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia. Ciò al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento. Tali strumenti devono essere il più possibile di semplice applicazione per i produttori pur tenendo conto dell'esigenza di effettuare le necessarie attività di previsione della produzione ai fini del dispacciamento. A tale fine:

- a) per quanto riguarda i programmi di immissione:
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili (che, nell'ambito del ritiro dedicato sono tutti di potenza inferiore a 10 MVA) sono tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE. Tale adempimento è una facoltà (e non un obbligo) per i responsabili di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW. Per questi impianti sono definiti opportuni corrispettivi di sbilanciamento (vds. la successiva lettera b));
 - i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza maggiore o uguale di 10 MVA e possono presentare al GSE i programmi, o previsioni, di immissione nel caso di impianti con potenza inferiore a 10 MVA;
 - per gli impianti per i quali non vi è l'obbligo di invio dei programmi di immissione al GSE, il medesimo effettua una stima sulla base dell'andamento storico delle immissioni ove disponibile;
- b) per quanto riguarda gli sbilanciamenti:
 - la quota pari al prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima dei corrispettivi di sbilanciamento non viene applicata dal GSE ai produttori perché l'energia

³⁶ Impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili con altri mezzi.

³⁷ Per l'anno 2007, i prezzi minimi garantiti, già vigenti ai sensi della deliberazione n. 34/05, erano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 96,4 €/MWh;

- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 81,2 €/MWh;

- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 71,0 €/MWh.

Tali prezzi, oltre che gli estremi degli scaglioni, sono attualmente in corso di revisione e di differenziazione per fonte.

elettrica nell'ambito del ritiro dedicato viene valorizzata a consuntivo e non sulla base dei programmi di immissione, come normalmente avviene sul mercato;

- la quota "residua"³⁸ dei corrispettivi di sbilanciamento è applicata mensilmente ai soli impianti alimentati da fonti programmabili, proporzionalmente all'energia elettrica immessa nel caso di impianti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali il produttore ha scelto di non trasmettere il programma e proporzionalmente allo sbilanciamento effettivo³⁹ nel caso degli altri impianti alimentati da fonti programmabili.

Poiché i programmi relativi ai singoli impianti vengono aggregati dal GSE per zona, ci si attende che, proprio per effetto dell'aggregazione, lo sbilanciamento associato al programma cumulato presentato dal GSE, e quindi anche i costi conseguentemente sostenuti dal medesimo, sia inferiore alla somma degli sbilanciamenti dei singoli impianti.

- c) per quanto riguarda i corrispettivi di aggregazione delle misure:
 - sono interamente regolati dal GSE con il produttore, nel caso in cui si applichino ai sensi della normativa vigente⁴⁰, per gli impianti di potenza superiore a 50 kW;
 - non sono applicati dal GSE ai produttori nel caso di impianti di microgenerazione (cioè di potenza fino a 50 kW), ponendoli quindi a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A₃.

Regolazione economica del servizio di trasporto

Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell'energia elettrica immessa, il GSE ribalta sui produttori le risultanze (positive o negative) della regolazione economica del servizio di trasporto erogato al medesimo GSE da Terna e dalle imprese distributrici⁴¹.

Applicazione del ritiro dedicato

Nell'ambito della convenzione tra produttore e GSE ai fini del ritiro dedicato, il GSE, nel mese successivo a quello di competenza, propone al produttore uno schema di fattura dando separata evidenza di tutte le voci che la compongono. Il produttore è tenuto a verificare tale schema dando la sua approvazione o contattando il GSE per eventuali problemi. Ciò per garantire ulteriori semplificazioni per i produttori che, quindi, non devono necessariamente seguire ogni giorno l'andamento del mercato dell'energia elettrica.

5.3.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW

In recepimento di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, con la deliberazione n. 28/06⁴², l'Autorità ha disciplinato il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

³⁸ Tale quota, ai sensi della normativa ad oggi vigente, è applicata alle sole unità di produzione programmabili (cioè alimentate da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili). In generale, può essere un costo o un ricavo per il produttore.

³⁹ Con il termine "sbilanciamento effettivo" nell'ambito del ritiro dedicato si intende, su base mensile, la somma dei valori assoluti delle differenze orarie tra immissioni reali e programmi di immissione.

⁴⁰ I corrispettivi di aggregazione delle misure sono attualmente previsti per le sole unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza fino a 10 MVA) e sono pari, nel 2007, a 11 Euro/mese.

⁴¹ Si veda al riguardo il paragrafo 5.2.2.

⁴² Deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06, e sue successive modifiche e integrazioni.

Il servizio di scambio sul posto è la modalità, operata dall'impresa distributrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato, che consente, in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo, di operare un saldo netto tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta e i prelievi di energia elettrica dalla rete nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. Tale saldo viene attualmente operato integrando le quantità di energia elettrica prelevata ed immessa su periodi di tempo cumulati e comunque superiori all'ora che è il minimo intervallo di tempo per la valorizzazione dell'energia elettrica (modalità del *net metering*⁴³). In pratica, è come se venisse utilizzata la rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, "ri-prelevandola" dalla rete medesima quando serve.

Lo scambio sul posto si traduce un vero e proprio incentivo perché comporta semplificazioni e minori costi per i soggetti che aderiscono a tale regime. Infatti a tali soggetti, nella modalità *net metering*, non vengono applicati i corrispettivi relativi all'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata (energia "scambiata"). E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete. Ciò significa che i costi non allocati ai soggetti che richiedono lo scambio sul posto (in particolare i costi di trasporto e di dispacciamento) rimangono in capo al sistema elettrico e devono quindi essere scaricati sugli altri clienti. Fino ad ora l'Autorità non ha mai introdotto uno schema che consenta di esplicitare i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico. Ciò perché tali costi sono, al momento, trascurabili in quanto il servizio di scambio sul posto si applica solo per impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Nel momento in cui tale servizio dovesse essere esteso anche a impianti di taglia maggiore, i costi attribuibili ai soggetti che applicano lo scambio sul posto e trasferiti ad altri soggetti operanti nel sistema elettrico potrebbero assumere carattere rilevante. Si pone quindi l'esigenza, da un lato, di prevedere semplificazioni per quanto possibile e, dall'altro, di monitorare il predetto trasferimento dei costi.

Nell'ambito di tale disciplina il soggetto che richiede l'applicazione del servizio di scambio sul posto, dal punto di vista del sistema elettrico, è stato finora considerato come cliente finale, libero o in maggior tutela, e non come un produttore. Pertanto tale soggetto non è tenuto alla stipula dei contratti necessari per immettere energia nella rete, né a pagare/ricevere i corrispettivi normalmente previsti per i produttori.

Infatti, nell'attuale definizione dello scambio sul posto per la produzione da fonti rinnovabili, il servizio di scambio sul posto è alternativo alla vendita di energia elettrica: pertanto le immissioni di energia in rete non possono comportare ricavi economici. L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia e non in termini economici, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni successivi, l'eventuale credito residuo in energia è annullato.

Pertanto lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione.

Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano al beneficio del mancato acquisto di energia elettrica derivante dall'applicazione della deliberazione n. 28/06.

⁴³ La modalità del *net metering* è una delle possibili modalità di realizzazione dello scambio sul posto. Un'altra modalità potrebbe essere quella che prevede una compensazione economica effettuata con riferimento al diverso valore dell'energia elettrica (dovuto al fatto che l'energia elettrica immessa e prelevata possono avere valori diversi in quanto si riferiscono a periodi diversi) e con riferimento al costo sostenuto per il trasporto dell'energia elettrica prelevata per la quota pari all'energia elettrica immessa (in sintesi ci si ridurrebbe a non sostenere il costo del trasporto per l'energia elettrica oggetto di compensazione, vale a dire quell'energia elettrica immessa e poi ri-prelevata).

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW

In recepimento dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07, l'Autorità dovrà disciplinare le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento⁴⁴ con potenza nominale non superiore a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. A differenza delle disposizioni relative alle fonti rinnovabili, quelle relative alla cogenerazione non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi e prevedono che si tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale oltre che degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. L'Autorità ha già pubblicato due documenti per la consultazione⁴⁵ su questo tema, ai quali si rimanda.

5.4 Incentivi previsti dalla normativa vigente

Sia in Italia che all'estero, le recenti e spesso significative realizzazioni di impianti che sfruttano, ad esempio, fonti rinnovabili sono state possibili soltanto grazie a politiche d'incentivazione adottate dai vari governi. Tali politiche non sono esplicitamente riferite alla generazione distribuita, ma ad alcune tipologie impiantistiche o ad alcune fonti.

Attualmente gli strumenti di incentivazione sono in fase di ridefinizione. Pertanto nel seguito vengono elencati tali strumenti distinti per tipologia di impianto o di fonte utilizzata, evidenziando anche i principali riferimenti normativi. Si evidenzia che gli incentivi nel seguito richiamati sono esclusivamente riferiti agli impianti di produzione di energia elettrica e non contemplano il piano fiscale.

5.4.1 Incentivi previsti per le fonti rinnovabili

Introduzione

La legislazione vigente prevede semplificazioni ed incentivi per le fonti rinnovabili, ed in particolare⁴⁶:

- i certificati verdi correlati all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (vds. l'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 e il decreto ministeriale 24 ottobre 2005), in fase di revisione da parte del legislatore;
- il conto energia per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (vds. l'articolo 7 del decreto legislativo n. 387/03 e i decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e 19 febbraio 2007);
- il conto energia per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad eccezione degli impianti fotovoltaici) di potenza fino a 1 MW (in fase di definizione da parte del legislatore);

⁴⁴ Maggiori considerazioni sulla cogenerazione ad alto rendimento sono riportate nel paragrafo 5.4.2.

⁴⁵ Si vedano il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 30/07, e il documento per la consultazione 8 novembre 2007, n. 42/07.

⁴⁶ Si noti che, a seguito della liberalizzazione, le fonti rinnovabili sono inizialmente state definite dal decreto legislativo n. 79/99 e successivamente dal decreto legislativo n. 387/03 che ha recepito la definizione data dalla direttiva europea 2001/77/CE. In Italia, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili, pur non essendo questi ultimi parte delle fonti rinnovabili, è stata comunque ammessa agli stessi incentivi previsti per le fonti rinnovabili. I rifiuti non biodegradabili non sono più ammessi al medesimo trattamento previsto per le fonti rinnovabili dall'1 gennaio 2007, fatti salvi i diritti acquisiti, per effetto della legge n. 296/06 (cd. Legge finanziaria 2007).

- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella prodotta da cogenerazione e da fonti convenzionali (vds. l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- semplificazioni per le connessioni (vds. l'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03), in fase di revisione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.2.1);
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 20 kW (vds. l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03), definito dall'Autorità (vds. il paragrafo 5.3.2).

I certificati verdi

L'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva all'1 aprile 1999⁴⁷. L'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'articolo 28, comma 11, della legge 23 dicembre 2000, n. 388, prevede che l'obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale.

Per adempiere all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili possono:

- avvalersi di propri certificati verdi (di seguito: CV) associati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, o riattivazione, in data successiva all'1 aprile 1999 che hanno ottenuto la qualifica di "Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili" (di seguito: impianti IAFR);
- acquistare i CV da soggetti titolari di impianti IAFR, negoziandoli direttamente o tramite il Gestore del mercato Spa;
- acquistare i CV dal GSE al prezzo massimo di riferimento.

Il meccanismo dei certificati verdi comporta quindi costi aggiuntivi per i produttori e gli importatori da fonti non rinnovabili soggetti al sopra richiamato obbligo e ricavi aggiuntivi a quelli derivanti dalla vendita di energia elettrica per i produttori da fonti rinnovabili. Tale meccanismo è attualmente regolato dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005 ⁴⁸ recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed è in fase di revisione.

I certificati verdi vengono emessi dal GSE, previo ottenimento della qualifica IAFR e, inizialmente previsti per otto anni, vengono ora riconosciuti per un periodo di dodici anni, al netto del periodo di collaudo e avviamento, per effetto del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (articolo 267). Anche il periodo di riconoscimento dei certificati verdi è tuttora in revisione.

Ogni certificato verde è attualmente riferito a 0,05 GWh di energia elettrica prodotta su base annuale, con arrotondamento commerciale (anche la quantità di energia elettrica associata a un certificato verde è in revisione); il valore effettivo del certificato verde dipende dalla libera contrattazione tra i produttori da fonti rinnovabili che lo vendono e i produttori da fonti non

⁴⁷ Tale quota era stata inizialmente prevista pari al 2% delle importazioni e produzioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, nonché al netto dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale. Nel 2004 è stata pari al 2,35%; nel 2005 al 2,70% e nel 2006 al 3,05%. Per gli anni successivi tale quota è in fase di revisione da parte del legislatore.

⁴⁸ Il decreto del Ministro della Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, 24 ottobre 2005 ha abrogato e sostituito il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro dell'Ambiente 11 novembre 1999.

rinnovabili che devono soddisfare l'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Ogni anno il GSE, ai sensi del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, calcola il prezzo massimo di riferimento che è risultato pari a 84,18 €/MWh per l'anno 2002, 82,4 €/MWh per l'anno 2003, 97,39 €/MWh per l'anno 2004, 108,92 €/MWh per l'anno 2005, 125,28 €/MWh per l'anno 2006 e 137,49 €/MWh per l'anno 2007 (quest'ultimo valore potrebbe essere rivisto in esito ad un ricorso attualmente pendente).

In materia di certificati verdi, l'Autorità, previa segnalazione da parte del GSE, eroga sanzioni ai soggetti inadempienti all'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Il conto energia per gli impianti fotovoltaici

Al fine di dare nuovo impulso al settore fotovoltaico, il legislatore italiano ha previsto, con l'approvazione del decreto legislativo n. 387/03, l'introduzione in Italia di un sistema di incentivazione in conto energia per gli impianti fotovoltaici. Tale criterio di incentivazione è poi stato definito con i decreti ministeriali 28 luglio 2005⁴⁹, 6 febbraio 2006⁵⁰ e 19 febbraio 2007⁵¹.

In particolare, i decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 hanno introdotto un incentivo per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale compresa tra 1 kW_p e 1.000 kW_p, collegati alla rete ed entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento⁵², in data successiva al 30 settembre 2005. Tali decreti prevedevano l'ammissione al diritto all'incentivo sulla base dei dati di progetto degli impianti e prevedevano incentivi in conto energia, erogati per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, con valori correlati alla taglia dell'impianto, alla modalità scelta per la cessione dell'energia elettrica in rete e all'anno di presentazione della domanda per l'ottenimento dell'incentivo, come evidenziato nella tabella 5.5:

INCENTIVI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO		
Classe impianto	Potenza (kW)	Incentivo (€/kWh)
Classe 1	1 ≤ P ≤ 20	0,445 (con scambio sul posto)
		0,460 (senza scambio sul posto)
Classe 2	20 < P ≤ 50	0,460
Classe 3	50 < P ≤ 1000	0,490 (valore massimo)

- tabella 5.5 -

Per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale compresa tra 1 kW_p e 50 kW_p, il valore dell'incentivo è predefinito e pari al valore riportato in tabella 5.5. Per gli impianti di taglia maggiore di 50 kW_p, il valore riportato in tabella 5.5 rappresenta l'incentivo massimo percepibile. Infatti, per gli impianti ricadenti in tale categoria, la normativa prevedeva l'ammissione all'incentivo sulla base di una gara al ribasso a partire dal valore predefinito, e quindi gli impianti ammessi percepiscono il valore dell'incentivo offerto in fase di presentazione della domanda. Per ciascun impianto, il corrispettivo calcolato all'atto dell'approvazione della domanda presentata

⁴⁹ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005.

⁵⁰ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006.

⁵¹ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007.

⁵² Nel caso di potenziamento, l'incentivo viene riconosciuto limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

rimane fisso per tutti i 20 anni. Infine, il decreto 6 febbraio 2006 prevedeva un aumento del 10% dell'incentivo qualora i moduli fotovoltaici siano integrati su un edificio di nuova costruzione o su edifici esistenti oggetto di ristrutturazione.

L'Autorità, con la deliberazione n. 188/05⁵³, così come modificata e integrata dalla deliberazione n. 40/06⁵⁴, in applicazione di quanto previsto dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, ha individuato nel GSE il "soggetto attuatore", vale a dire il soggetto che eroga gli incentivi, ed esegue le verifiche sui progetti di impianto e sugli impianti in esercizio e ha definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi.

Successivamente il decreto ministeriale 19 febbraio 2007 ha rivisto i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici prevedendo l'ammissione all'incentivo non più sulla base dei dati di progetto, ma sulla base dei dati effettivi di esercizio dell'impianto, evitando quindi di assegnare diritti all'incentivo ad impianti che non sarebbero mai stati realizzati. Il medesimo decreto ha previsto di erogare l'incentivo per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 kW_p (senza più indicazione della potenza massima), collegati alla rete ed entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento⁵⁵, a decorrere dal 13 aprile 2007. Con tale decreto sono stati rivisti anche i valori dell'incentivo, da erogare per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, differenziati per potenza e per ubicazione, come evidenziato dalla tabella 5.6 (i valori riportati sono applicabili per impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2008):

		Tipologia di impianto fotovoltaico		
Potenza nominale dell'impianto		1 Non integrato	2 Parzialmente integrato	3 Integrato
[kW]		[euro/kWh]	[euro/kWh]	[euro/kWh]
A)	$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
B)	$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
C)	$P > 20$	0,36	0,40	0,44

- tabella 5.6 -

Per ciascun impianto, il corrispettivo calcolato all'atto dell'ammissione all'incentivo rimane fisso per tutti i 20 anni. Infine, il decreto ministeriale 19 febbraio 2007 ha previsto un ulteriore premio per impianti fotovoltaici in regime di scambio sul posto associato a interventi di risparmio energetico attestati dalle opportune certificazioni.

L'Autorità, con la deliberazione n. 90/07⁵⁶, in applicazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ha definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi.

La misura dell'energia prodotta

Nei casi in cui sia necessaria la misura dell'energia elettrica prodotta, ad esempio qualora l'incentivo è riferito a tale dato come nel caso del conto energia per il fotovoltaico e nel caso dei

⁵³ Deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 e sue successive modifiche e integrazioni.

⁵⁴ Deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06 e sue successive modifiche e integrazioni.

⁵⁵ Nel caso di potenziamento, l'incentivo viene riconosciuto limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

⁵⁶ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 aprile 2007, n. 90/07.

certificati verdi, le responsabilità e i corrispettivi del servizio sono definiti dalla deliberazione n. 88/07⁵⁷, e in particolare:

- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale fino a 20 kW è il gestore di rete. Il corrispettivo a copertura di tale attività è definito dall'Autorità e, nell'anno 2007, era pari a 28,19 € all'anno;
- il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio. Il corrispettivo a copertura di tale eventuale attività offerta dal gestore di rete è definito dal medesimo che pubblica e rende note le metodologie di calcolo e le voci di costo di detto corrispettivo.

Il posizionamento delle apparecchiature di misura, qualora effettuato dal gestore di rete, è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e nel rispetto di alcuni requisiti minimi correlati a requisiti antifrode e a questioni di sicurezza.

Infine, tutte le apparecchiature di misura devono essere in grado di rilevare la misura di energia prodotta su base oraria e devono essere dotate di dispositivi per l'interrogazione ed acquisizione per via telematica delle misure da parte dei gestori di rete.

5.4.2 Gli incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento

Introduzione

La legislazione vigente (articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99) definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione n. 42/02⁵⁸, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere definita "cogenerazione". In particolare, per cogenerazione si intende un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica E_e e di energia termica con diversa finalità (civile o industriale) $E_t = E_{t,civ} + E_{t,ind}$, entrambe considerate energie utili, che a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia E_c e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le seguenti condizioni:

- la prima basata sull'indice di risparmio energetico IRE e finalizzata a garantire un significativo risparmio di energia primaria:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IRE_{min}$$

- la seconda basata sul limite termico LT e finalizzata a garantire un recupero significativo di calore utile:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{min}$$

I valori dei parametri η_{es} , $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$ e p , oltre che i valori dei termini IRE_{min} e LT_{min} sono stati definiti dalla deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla deliberazione n. 296/05. In particolare, i valori dei parametri η_{es} , $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} introdotti dalla deliberazione n. 42/02 sono in vigore per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2005, mentre i valori

⁵⁷ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 aprile 2007, n. 88/07.

⁵⁸ Deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata e integrata.

dei medesimi parametri introdotti dalla deliberazione n. 296/05 ⁵⁹, poi confermati con la deliberazione n. 307/07 ⁶⁰, sono in vigore per gli impianti che entrano in esercizio tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2009.

In un contesto estremamente differenziato tra i Paesi membri dell'Unione europea si è collocata la direttiva 2004/8/CE ⁶¹, il cui obiettivo è quello di accrescere l'efficienza energetica e la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. La direttiva 2004/8/CE intende armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione.

In Italia tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo n. 20/07 ⁶², il quale prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la sopra richiamata deliberazione n. 42/02. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo n. 20/07.

Inoltre, il decreto legislativo n. 20/07 ha precisato che gli incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento siano:

- esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (già previsto dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (già previsto dall'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- i titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi) correlati al risparmio di energia primaria (già previsti dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 e dall'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00), i cui criteri applicativi dovranno essere ridefiniti dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, appositamente per la cogenerazione ad alto rendimento;
- semplificazioni per le connessioni, in fase di definizione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.2.1);
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW, in fase di definizione da parte dell'Autorità (vds. il paragrafo 5.3.2).

I titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)

I decreti 20 luglio 2004 ⁶³ hanno introdotto un sistema innovativo nel panorama internazionale finalizzato alla promozione del risparmio energetico negli usi finali. Tali decreti assegnano un obiettivo complessivo nazionale, in termini di risparmio di energia primaria, crescente di anno in anno, da 0,2 Mtep nel 2005 a 2,9 Mtep nel 2009.

⁵⁹ Deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 296/05.

⁶⁰ Deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2007, n. 307/07.

⁶¹ Direttiva del Parlamento e del Consiglio europei n. 2004/8/CE.

⁶² Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia.

⁶³ Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004. Tali decreti hanno abrogato e sostituito i decreti ministeriali 24 aprile 2001.

L'Autorità, in base ai sopra richiamati decreti 20 luglio 2004, ha definito le regole tecniche di funzionamento del meccanismo da essi delineato (si veda al riguardo la deliberazione n. 103/03 ⁶⁴) ed ha la responsabilità della sua gestione.

Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 raggiungano annualmente determinati obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria nel quinquennio 2005/2009. Per adempiere a questi obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i distributori soggetti agli obblighi possono:

- attuare progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo;
- acquistare da terzi (distributori non soggetti agli obblighi, società controllate da distributori, o società operanti nei settori dei servizi energetici ovvero le cosiddette ESCOs, *Energy Services Companies*) "titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi" attestanti il conseguimento di risparmi energetici ed emessi dal Gestore del mercato elettrico.

L'emissione dei titoli viene effettuata sulla base di una comunicazione dell'Autorità che verifica e controlla che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole attuative definite dall'Autorità stessa e certifica i risparmi conseguiti.

Ogni titolo di efficienza energetica è riferito a un risparmio energetico pari a 1 tep. Tali titoli sono associati ad interventi di vario tipo che comportano un risparmio di energia primaria negli usi finali; pertanto, in generale non sono direttamente riferiti alla generazione di energia elettrica, né alla GD.

La compravendita dei titoli avviene tramite contratti bilaterali o un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico e regolato da disposizioni stabilite dal Gestore stesso d'intesa con l'Autorità. La possibilità di scambiare titoli di efficienza energetica consente ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio energetico relativamente inferiori e che pertanto hanno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato.

⁶⁴ Deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03, e sue successive modifiche e integrazioni.

CAPITOLO 6

ULTERIORI CONSIDERAZIONI

6.1 Flussi informativi per la generazione distribuita

Per quanto riguarda le modalità di elaborazione dei dati ai fini del monitoraggio, è da rilevare che tale attività presenta ancora elementi di criticità riguardanti la disponibilità dei dati, nonché la forma dei medesimi che impone ingenti e dispendiose attività di elaborazione manuale.

Il punto 2 della deliberazione n. 160/06 stabiliva l'istituzione presso Terna di un sistema informativo dei dati e delle informazioni relative alla generazione distribuita e alla microgenerazione finalizzato a consentire all'Autorità di espletare gli adempimenti relativi al monitoraggio. A tal riguardo, nel corso del 2007, l'Autorità si è attivata ai fini della costituzione di tali archivi coinvolgendo anche il GSE in quanto soggetto presso il quale risiedono numerose informazioni relative alla gestione commerciale dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione distribuita.

Con la deliberazione n. 89/07, che stabilisce le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di generazione alle reti elettriche di bassa tensione, l'Autorità ha stabilito disposizioni per la trasmissione a Terna delle informazioni sulla generazione distribuita (articolo 8, comma 8.1, dell'Allegato A alla predetta deliberazione) che stanno contribuendo ad un'ordinata evoluzione dei sistemi informativi sulla generazione distribuita. Tuttavia tali disposizioni riguardano unicamente le connessioni alle reti elettriche in bassa tensione e per le richieste di connessione effettuate a partire dal 13 aprile 2007. Restano esclusi da tali disposizioni tutti gli impianti di produzione di generazione distribuita connessi alle reti elettriche in media tensione e quelli connessi alle reti elettriche in bassa tensione precedentemente al 13 aprile 2007. Si rileva, quindi, la necessità che le disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07, eventualmente adattate, siano estese anche a tutti gli altri impianti di generazione distribuita attualmente esclusi dall'ambito di applicazione delle predette disposizioni.

Una corretta definizione dei flussi informativi gioca un ruolo essenziale anche per quanto concerne l'integrazione nel mercato della produzione di energia elettrica da generazione distribuita. Infatti, la generazione distribuita è molto spesso direttamente connessa ad impianti di consumo di clienti finali. Poiché, in seguito alla completa liberalizzazione della vendita di energia elettrica intervenuta l'1 luglio 2007, l'approvvigionamento di ciascun cliente finale può avvenire nel libero mercato, la normale dinamica di gestione dei rapporti⁶⁵ tecnici e commerciali negli ambiti dei servizi regolati (connessione, trasporto e dispacciamento), di gestione della misura dell'energia elettrica, nonché di gestione dell'attività di vendita dell'energia elettrica al cliente finale, non possono prescindere dal fatto che il cliente finale può trovarsi anche nella condizione di avere disponibilità di energia elettrica da poter cedere al sistema elettrico. Pertanto, l'Autorità ritiene importante analizzare in futuro dette problematiche.

Infine è da rilevare che le recenti disposizioni normative riguardanti la definizione di piccola e microgenerazione rendono necessario caratterizzare in maniera adeguata gli obblighi informativi al fine di ordinare secondo tali definizioni la raccolta delle informazioni.

6.2 Le problematiche relative alla connessione alla rete della generazione distribuita

Nel corso del 2007, con l'incremento della generazione distribuita, dovuta specialmente ai programmi di incentivazione dello sfruttamento della fonte fotovoltaica e dell'incremento di

⁶⁵ I cosiddetti processi di "switching".

iniziative di cogenerazione, si è assistito a rilevanti criticità nei processi per la connessione della predetta generazione alle reti elettriche in bassa e media tensione.

Tali problematiche hanno riguardato sia le modalità tecnico-economiche di erogazione del servizio, ivi inclusa la definizione delle soluzioni per la connessione, sia le modalità procedurali con particolare riferimento alle tempistiche di connessione.

Sulla base di tali rilievi, l'Autorità ha pubblicato, in data 1 agosto, un documento per la consultazione (atto n. 32/07) al fine di armonizzare e semplificare alcuni aspetti della disciplina vigente⁶⁶, intraprendendo un percorso di consultazione con gli operatori al fine di produrre un testo unico integrato che inquadrasse in modo univoco il trattamento delle richieste di connessione.

In particolare i possibili interventi integrativi indicati in tale documento si possono riassumere nei seguenti punti:

- l'estensione delle procedure previste per le connessioni in bassa tensione (delibera 89/07) anche all'iter procedurale delle connessioni in media tensione; prevedendo che i gestori di rete gestiscano prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione da fonti rinnovabili rispetto a quelli da fonte tradizionale;
- le tempistiche di connessione possono essere ulteriormente differenziate sulla base della potenza richiesta e della distanza dell'impianto da connettere alla rete elettrica;
- al fine di favorire la realizzazione della connessione nei tempi utili per l'utente richiedente si è proposto di individuare un limite di tempo massimo entro il quale, dalla data di accettazione del preventivo da parte dell'utente, l'impresa di distribuzione debba terminare i lavori; si prevede altresì un onere a carico del richiedente la realizzazione qualora l'impianto di generazione non venga effettivamente realizzato;
- le delibere n. 281/05 e n. 89/07 prevedono un limite temporale di 20 giorni entro il quale l'impresa distributrice deve inviare il preventivo richiesto dall'utente, pena il pagamento di un indennizzo a tantum di 60 euro. Per evitare che le imprese distributrici ritardino ulteriormente l'invio del preventivo si prevede un indennizzo automatico crescente, pari a 2 euro per ogni giorno di ritardo oltre il termine previsto dalle delibere vigenti;
- si prevede infine che il richiedente, dietro compenso, possa mettere a disposizione i locali o le porzioni di terreno necessarie per l'esecuzione della connessione qualora l'impresa distributrice non sia in grado di individuare idonei spazi per il medesimo fine; l'impresa distributrice si impegna inoltre a restituire i locali usati, ripristinandoli alle condizioni originali, in caso di cessazione della fornitura.

Infine, a fronte del crescente numero di segnalazioni trasmesse dall'Autorità da parte di numerosi soggetti interessati, l'Autorità, con la deliberazione 22 novembre 2007, n. 290/07, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle modalità e sui tempi di erogazione del servizio di connessione alle reti degli impianti di generazione di energia elettrica, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, da parte delle imprese distributrici, finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili alla predisposizione degli interventi di competenza. Il termine dell'istruttoria è stato posto pari a 50 giorni al suo avvio, salvo tempi più lunghi che si rendano necessari per le analisi e valutazioni tecniche.

6.3 Modelli energetici per la generazione distribuita

Negli ultimi anni si sta assistendo al sorgere di una serie di iniziative, anche di tipo legislativo, volte ad incentivare lo sviluppo della cogenerazione (anche di piccola taglia) e del teleriscaldamento, animate dalla convinzione che tali tipologie di impianto siano sempre e comunque le più convenienti ed efficienti. Inoltre, l'introduzione di varie forme di incentivazione e di agevolazione fiscale ha contribuito ad indirizzare lo sviluppo della produzione di energia elettrica e calore verso

⁶⁶ Derivante dalle deliberazioni n. 136/04, n. 281/05 e n. 89/07.

le predette tipologie impiantistiche a volte anche a scapito di quelle che sono effettivamente le tecnologie a più alta efficienza energetica.

6.3.1 Il contesto industriale

Già con la deliberazione n. 160/06 (monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione in Italia ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale), l'Autorità ha rilevato una sensibile diffusione degli impianti di cogenerazione in ambito industriale osservando che, sulla base dei dati disponibili per il predetto monitoraggio, non è stato possibile condurre studi più approfonditi in materia di efficienza degli impianti termoelettrici da generazione distribuita (GD) e microgenerazione (MG⁶⁷) e in materia di risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore. È stato osservato, inoltre, che gli impianti termoelettrici da GD e da MG, con particolare riferimento a quelli alimentati da combustibili fossili, trovano la loro giustificazione nel contemporaneo recupero di energia termica utile. Comunque non è da escludere a priori la presenza di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore da GD o MG che comportano un maggior consumo di energia primaria rispetto agli impianti separati a parità di produzione. In tale contesto, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere un proseguimento delle analisi condotte anche mediante l'effettuazione di studi che consentano di sviluppare considerazioni più approfondite in materia di efficienza degli impianti da GD e MG.

6.3.2 Il contesto urbano

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 20/07 di recepimento della direttiva europea 2004/8/CE, nonché l'estensione del mercato elettrico *retail* a tutti i clienti finali, potrebbero accelerare ulteriormente la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione e di microcogenerazione soprattutto nei condomini e più in generale nelle aree urbane. Si rende pertanto necessario, anche e soprattutto alla luce dei notevoli progressi che negli ultimi anni si sono verificati nel campo della produzione di energia termica e dell'impiego del teleriscaldamento, avviare un'analisi finalizzata a valutare dal punto di vista energetico, economico ed ambientale i modelli di sviluppo energetico nel contesto urbano che ad oggi appaiono tra loro concorrenti al fine di orientare lo sviluppo della produzione energetica e del suo uso finale nel contesto urbano verso un'ottica di efficienza.

Nel contesto urbano si stanno diffondendo, infatti, tre diversi e concorrenti modelli energetici che mirano a rendere disponibili alle utenze energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera. In particolare si riconoscono:

1. un modello basato su una produzione di energia elettrica, energia termica ed eventualmente frigorifera di tipo centralizzato tramite centrali di cogenerazione/trigenerazione (di taglia medio/grande) e con reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento per la distribuzione alle utenze dei fluidi termici;
2. un modello basato sulla generazione distribuita di energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera localizzata in corrispondenza dei siti di consumo attraverso la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione/trigenerazione;
3. un modello misto con una produzione centralizzata di energia elettrica tramite centrali elettriche di grossa taglia (per lo più cicli combinati) ed una produzione distribuita di energia termica e frigorifera tramite l'utilizzo di impianti a pompa di calore elettrica o a gas naturale; sottovariante potrebbe essere quella di utilizzare pompe di calore laddove ci sia richiesta di energia termica e di energia frigorifera e caldaie a condensazione laddove ci sia richiesta di sola energia termica.

⁶⁷ Ricordando che nel monitoraggio relativo all'anno 2004 con il termine MG (microgenerazione) si identifica l'insieme ora ricompreso nella piccola generazione (MG).

Del resto il teleriscaldamento e la cogenerazione possono essere caratterizzati da diverse tipologie impiantistiche (cicli combinati, impianti a vapore, motori alternativi a combustione interna) che presentano comunque rendimenti elettrici inferiori rispetto ad un impianto moderno a ciclo combinato per la sola produzione elettrica. Inoltre con riferimento alla produzione di energia termica occorre sottolineare che nelle centrali di teleriscaldamento, proprio a causa delle caratteristiche dell'utenza termica servita (tipicamente riscaldamento ambientale residenziale e del terziario), la curva di carico è fortemente variabile nel tempo, pertanto è indispensabile prevedere caldaie di integrazione per coprire le punte dei fabbisogni, con un conseguente abbassamento dell'efficienza globale della centrale di teleriscaldamento (e una ancor maggiore diminuzione dell'efficienza energetica)⁶⁸.

Da quanto detto emerge che non è affatto scontato che da un punto di vista energetico il teleriscaldamento sia più efficiente rispetto agli altri modelli. Anzi, al contrario, dal confronto tra varie analisi⁶⁹ si riscontra che l'unica tecnologia cogenerativa che può entrare in concorrenza con il modello di cui al punto 3, basato sull'utilizzo di pompe di calore per la produzione di energia termica, è il teleriscaldamento con impianti a ciclo combinato con un rendimento elettrico attorno al 45%, mentre nel caso di teleriscaldamento tradizionale (turbine a vapore, turbogas e motori termici a combustione interna) anche l'uso di caldaie a condensazione per la produzione termica e di cicli combinati per la sola produzione elettrica risulta in molti casi essere più conveniente ed efficiente⁷⁰.

⁶⁸ Infatti, queste caldaie presentano un rendimento stagionale intorno a 0,8 contro un coefficiente di prestazione stagionale (SPF, Seasonal Performance Factor, pari al rapporto fra l'energia termica complessivamente fornita all'impianto di climatizzazione e la totale energia consumata dal sistema, sotto forma di elettricità, gas o entrambi) intorno a 3 per le pompe di calore elettriche e compresa tra 1,27 e 1,56 per le pompe di calore a gas.

Il rendimento stagionale di una caldaia è un indice che meglio esprime l'efficienza nel tempo rispetto al rendimento utile in quanto tiene conto non solo delle perdite a bruciatore acceso (perdite per irraggiamento del mantello della caldaia, perdite sensibili e latenti ai fumi), ma anche delle perdite a vuoto ed è pari al prodotto fra il rendimento utile e quello di regolazione, definito come rapporto tra le ore in cui il bruciatore è acceso per fornire calore utile e le ore totali di accensione.

In generale l'efficienza delle pompe di calore viene valutata tramite il Coefficiente di effetto utile (COP, Coefficient Of Performance) pari al rapporto fra la totale potenza termica utile e la totale potenza (elettrica o del combustibile) consumata. Questo è però un indice di efficienza istantanea relativo a stati di funzionamento a regime che non tiene conto dei consumi di energia nei periodi di stand-by o delle inefficienze dei transitori e che dipende anche dalle condizioni operative in cui le macchine si trovano a funzionare. Per tali motivi è utile prendere in considerazione il Coefficiente di prestazione stagionale (SPF, Seasonal Performance Factor). In realtà però l'indice che effettivamente rende conto dell'efficienza stagionale di riscaldamento delle pompe di calore è il PER (Primary Energy Ratio, energia termica utile prodotta con l'unità di energia del combustibile) che per le macchine elettriche è pari al prodotto tra SPF e i rendimenti di generazione e distribuzione dell'energia elettrica (rispettivamente 55% e 95,5%), mentre per le macchine a gas si calcola tenendo conto di tali rendimenti nel convertire l'energia elettrica consumata dagli ausiliari in energia del combustibile. Generalmente i valori di PER si aggirano intorno a 1,58 per le pompe di calore elettriche e tra 1,24 e 1,52 per le pompe di calore a gas [3], [4].

⁶⁹ [1] Macchi E., Consonni S., "Libro bianco sulla cogenerazione", 1995 ATIG; [2] Sacchi E., Magnelli T., "Sviluppo, opportunità e vincoli delle iniziative di teleriscaldamento", Convegno AICARR "Qualità ambientale e soluzioni sostenibili", Milano 2002; [3] Lazzarin R., Noro M., "Riscaldamento locale o teleriscaldamento", Condizionamento dell'aria, marzo 2004, pagg. 75-82; [4] Lazzarin R., Noro M., "Teleriscaldamento o pompa di calore a gas?", Condizionamento dell'aria, luglio 2004, pagg. 50-55; [5] Redondi G., "Comportamento di una caldaia a condensazione", Costruire Impianti, settembre 2004; [6] Briganti A., "Nuova generazione di pompe di calore", Costruire Impianti, novembre 2005; [7] Bisco F., De Carli M., "Ottimizzare le pompe di calore", Condizionamento dell'aria, novembre 2005.

⁷⁰ Rispetto alle caldaie a condensazione sono necessari rendimenti elettrici almeno pari al 24% per le turbine a vapore, al 32% per i motori a combustione interna e al 39% per i turbogas; rispetto, invece, alle pompe di calore queste dovrebbero avere COP inferiori a 2,5 per rendere più conveniente l'uso di motori termici (ad oggi il COP è intorno a 3). Per inciso vale la pena sottolineare che rendimenti elettrici del 24% per impianti cogenerativi con turbine a vapore sono rendimenti molto elevati. Infatti anche se le centrali termoelettriche a vapore hanno rendimenti superiori al 40%, nel

Anche sul piano ambientale il bassissimo impatto delle caldaie a condensazione appare difficilmente raggiungibile dalle altre tecnologie. Inoltre, la rilocalizzazione della produzione elettrica (seppur in cogenerazione) nei centri urbani o nelle immediate adiacenze può determinare degli impatti sul microclima che è importante tener presente viste le già pessime condizioni ambientali delle nostre città.

Infine, ultimo aspetto da considerare è l'incidenza che le varie forme di incentivazione, anche di natura fiscale, possono avere nell'analisi economica delle varie tecnologie. Caso esemplare sono le agevolazioni fiscali cui è soggetto il gas naturale utilizzato per la cogenerazione (rispetto a quello ad uso civile) che possono da un punto di vista meramente monetario rendere più conveniente un impianto di piccola cogenerazione a gas rispetto all'uso di caldaie a condensazione o pompe di calore, nonostante energeticamente non ci sia convenienza.

6.3.3 Considerazioni conclusive

Appare sempre più evidente come oggi non si possa più affermare che la produzione combinata di energia elettrica e calore, almeno per quanto riguarda l'uso di fonti convenzionali, sia sempre e comunque preferibile⁷¹ rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto necessario promuovere un'attività che, per quanto riguarda il contesto industriale, miri ad analizzare l'efficienza dei diversi assetti impiantistici di produzione di energia elettrica e termica da GD e MG, e che per quanto riguarda il contesto urbano partendo dall'analisi energetica, ambientale ed economica dei tre modelli succitati, si prefigga come obiettivi di:

1. determinare quale modello potrebbe essere più efficiente in un determinato contesto attraverso l'identificazione e la quantificazione di una serie di parametri oggettivi (es. densità demografica, condizioni climatiche, ambientali, ecc);
2. identificare uno schema regolatorio in grado di indirizzare le scelte di sistema verso il modello più efficiente.

I risultati di tale analisi saranno disponibili nei primi mesi del 2008.

momento in cui viene recuperato il calore di condensazione a pressione superiore a quella atmosferica, il rendimento generalmente scende sotto il 25% e si colloca quasi sempre sotto il 20% [3].

⁷¹ Discorso diverso andrebbe fatto nel caso di impianti di produzione combinata alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti non biodegradabili.

PAGINA BIANCA

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2005

Executive Summary

18 dicembre 2007

PAGINA BIANCA

EXECUTIVE SUMMARY

1. Introduzione

La generazione distribuita è da tempo oggetto di analisi e studi soprattutto in relazione agli effetti sul sistema elettrico conseguenti alla sua diffusione. Tuttavia ad oggi, in Europa e in Italia, non esiste ancora una definizione condivisa di generazione distribuita (GD) e non è facile poter disporre di dati omogenei relativi all'attuale livello di diffusione e penetrazione di questi impianti.

In questo contesto l'Autorità, già dallo scorso anno, effettua annualmente un'analisi della diffusione di questi impianti in Italia (monitoraggio) con particolare riferimento alle implicazioni che il loro sviluppo ha in termini di diversificazione del mix energetico, di sviluppo sostenibile, di utilizzo delle fonti marginali e di impatto sulla rete elettrica e del gas.

L'Autorità, al fine del monitoraggio, ha anche utilizzato una definizione di GD intendendola come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA. Sottoinsieme della GD è la piccola generazione (PG) definita, sulla base delle normative vigenti, come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW¹.

Rientrano pertanto nella GD e nella PG numerosi impianti per la produzione di energia elettrica accomunati dall'essere composti da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica (anche in via indiretta) in quanto installate al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia, e caratterizzate da una elevata differenziazione in termini di caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali.

Si sottolinea il fatto che i dati oggetto del presente rapporto contemplano la quasi totalità degli impianti da generazione distribuita installati in Italia e connessi alla rete elettrica. In particolare, rimangono ancora esclusi dalla presente analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia all'ufficio tecnico di finanza dell'officina elettrica). Al fine di garantire che negli anni futuri siano ricompresi nel monitoraggio anche i suddetti impianti l'Autorità ha avviato nel corso del 2007 alcune iniziative (cfr. capitolo 6 del rapporto del monitoraggio). Dal 2006, inoltre, sarà sicuramente possibile tenere conto dei dati relativi agli impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del decreto ministeriale 28 luglio 2005.

¹ Si noti che nel primo rapporto sulla GD, allegato alla delibera n. 160/06, l'insieme degli impianti di potenza fino a 1 MW era stato individuato con il termine microgenerazione. Tuttavia, il decreto legislativo n. 20/07 ha definito la piccola generazione come l'insieme degli impianti di potenza fino a 1 MW e la microgenerazione come l'insieme degli impianti di potenza fino a 50 kW. A causa delle recenti modifiche introdotte dal decreto legislativo n. 20/07 circa la definizione di microgenerazione, non è stato possibile effettuare il monitoraggio relativo a tale tipologia di generazione.

2. Quadro generale della generazione distribuita in Italia

Dai dati disponibili emerge che nel 2005 risultavano installati in Italia 2.544 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 3.891 MW (circa il 4,4% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 13 TWh (circa il 4,3% della produzione nazionale lorda di energia elettrica, pari a circa 304 TWh), come si nota dalla tabella A. Inoltre, all'interno della GD, circa il 14,3% della produzione lorda (1,87 TWh) è stata prodotta tramite impianti di PG (1.465 impianti per circa 586 MW installati).

Da un'analisi complessiva emerge che, dal 2004 al 2005, il settore della generazione distribuita non ha subito delle rilevanti trasformazioni. La motivazione di ciò è probabilmente da ricondurre al fatto che, nell'anno 2005, i meccanismi per la promozione degli interventi per l'incremento dell'efficienza energetica tramite cogenerazione diffusa non erano ancora a regime e non erano ancora stati avviati i meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti di piccola taglia alimentati da fonti rinnovabili (ad esempio, i sistemi di conto energia). Per questo motivo è prevedibile che i monitoraggi relativi agli anni successivi al 2005 cominceranno ad evidenziare un consistente incremento del volume di generazione distribuita.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.717	2.008	6.428.258	286.830	6.038.068
Biomasse e rifiuti	230	438	1.821.262	149.515	1.597.511
Fonti non rinnovabili	480	1.104	4.124.193	2.926.066	1.064.790
Ibridi	15	35	148.705	81.982	50.192
Totale termoelettrici	725	1.577	6.094.160	3.157.563	2.712.492
Geotermoelettrici	4	30	219.272	0	206.587
Eolici	85	269	401.476	2.880	396.322
Fotovoltaici	13	7	3.988	8	3.916
TOTALE	2.544	3.891	13.147.154	3.447.282	9.357.385

Tabella A : Dati relativi agli impianti di GD nell'anno 2005

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare si nota che circa il 68% della produzione di energia elettrica da impianti sotto i 10 MVA è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui il 72% da fonte idrica (figura 1), a fronte di uno scenario complessivo nazionale in cui la produzione lorda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 16,4% del totale nazionale (circa 49,9 TWh, figura 2). Nell'ambito della PG, invece, la produzione da fonti rinnovabili è circa il 90% della produzione lorda totale.

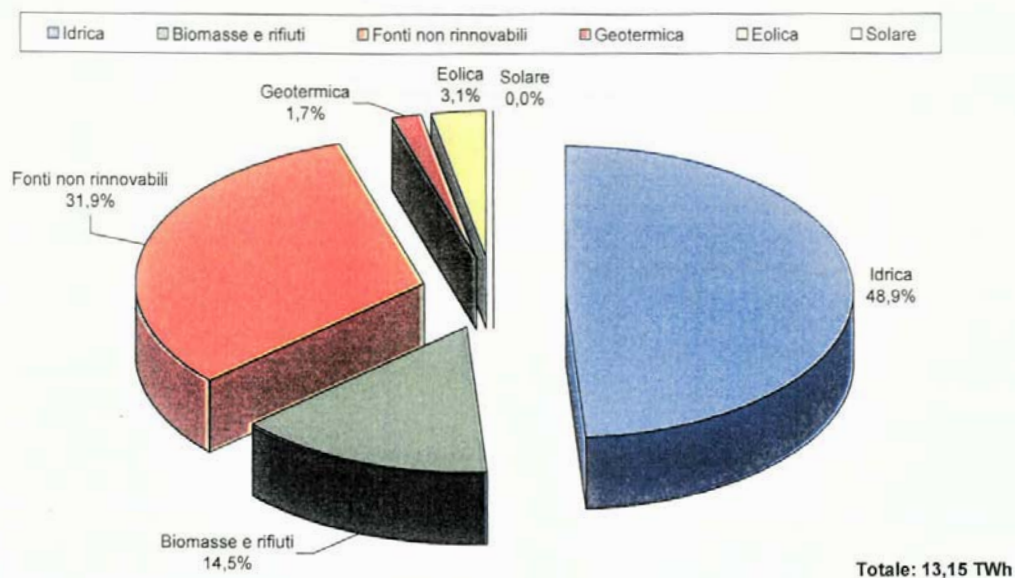


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2005.

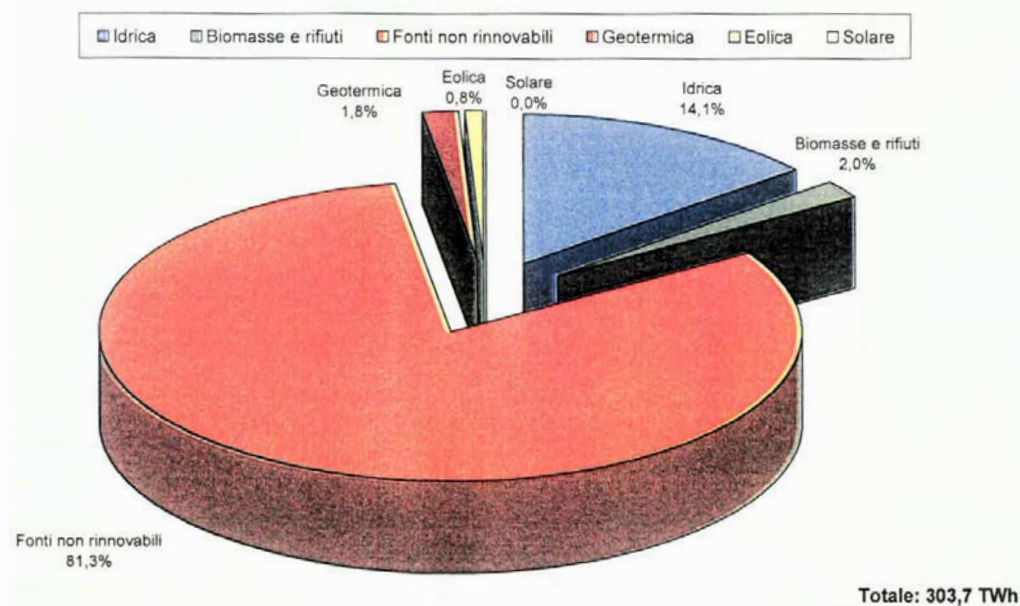


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale nel 2005.

Altro aspetto di particolare interesse è l'elevato livello di autoconsumo registrato nell'ambito della GD (circa il 26% della produzione lorda), rispetto ad un 6,5% di autoconsumo della generazione elettrica italiana nella sua interezza. In particolare nella GD la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere elevatissima nel caso di impianti alimentati da fonti non

rinnovabili, mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti.

Questo quadro mette in luce le motivazioni e i criteri che hanno spinto allo sviluppo della GD in Italia. Infatti attualmente gli impianti di generazione distribuita sono installati prevalentemente al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica, spesso in assetto cogenerativo per lo sfruttamento contemporaneo di calore utile. Ciò è vero soprattutto nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, la cui produzione - circa 4,1 TWh sui 13 TWh totali (il 31%) - è destinata per il 71% all'autoconsumo. Inoltre circa 3,9 TWh su 4,1 TWh (il 95%) sono prodotti da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia. Circa 8,9 TWh sui 13 TWh totali da GD (il 68%) sono dovuti a impianti alimentati da fonti rinnovabili, rispetto al 16,4% del totale nazionale. Nell'ambito della PG la produzione da fonti rinnovabili è circa il 90% della produzione lorda totale (1,87 TWh). Si nota che l'incidenza della produzione da fonte rinnovabile sul totale della GD è diminuita rispetto al 2004 (passando dal 72% al 68%): ciò è da attribuire prevalentemente ad una minore disponibilità della fonte idrica.

Pertanto, mentre i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica, gli altri perseguono l'obiettivo dello sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili strettamente correlate e vincolate alle caratteristiche del territorio. Infatti gran parte della produzione da GD è concentrata nel nord Italia e più in generale nelle regioni italiane con un più alto livello di industrializzazione e di presenza di risorse idriche.

Si nota altresì la relativamente scarsa incidenza, nell'ambito della GD, della produzione da impianti eolici, geotermoelettrici e fotovoltaici. La ancora limitata diffusione di queste tecnologie è probabilmente dovuta, nel caso dell'eolico² e del geotermoelettrico, al fatto che solitamente questi impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza efficiente) superiori a quelle tipiche della GD, mentre, nel caso del fotovoltaico, al fatto che si tratta di una tecnologia con un costo di produzione ancora molto elevato e che necessita di incentivi per la sua diffusione. Gli impianti fotovoltaici si stanno rapidamente diffondendo nell'ultimo anno, proprio a seguito dell'introduzione degli incentivi in conto energia.

Complessivamente il 71% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete. Di questa, però, soltanto una minima parte viene direttamente collocata sul mercato (28%), mentre il restante 43% viene ritirato in via amministrata. Dalla figura 3 emerge che il 16% dell'energia prodotta da impianti di GD è stato oggetto di incentivazione ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, mentre il 26% dell'energia prodotta ed immessa in rete è stata ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05 ed il restante 1 % ha avuto accesso al regime previsto dalla deliberazione n. 108/97.

² Per impianto eolico si intende l'insieme degli aerogeneratori che compongono un campo eolico.

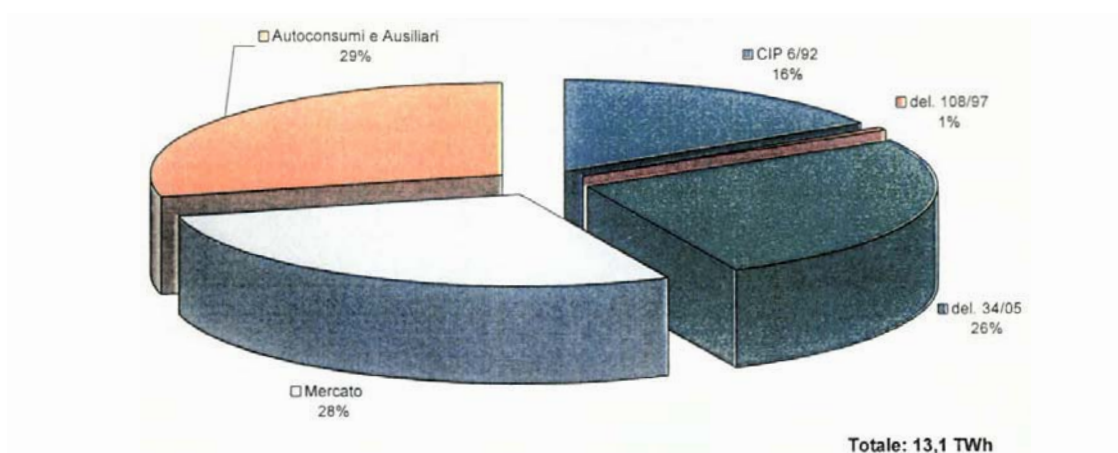


Figura 3: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato.

Le figure 4 e 5 evidenziano, rispettivamente, la ripartizione per fonte dell'energia elettrica che ha beneficiato del provvedimento Cip n. 6/92 e della deliberazione n. 34/05.

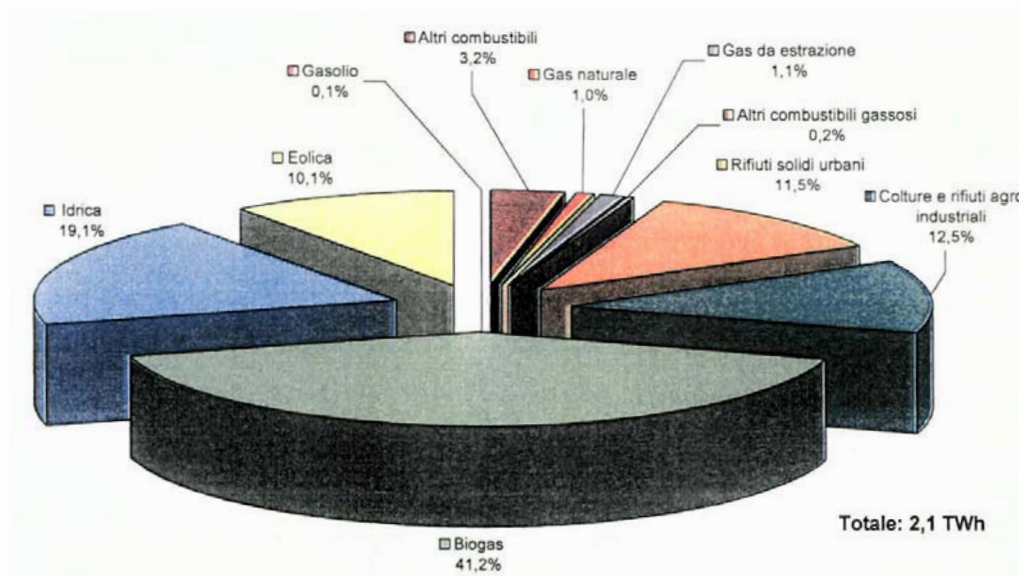


Figura 4: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti Cip 6 rientranti nella GD (anno 2005).

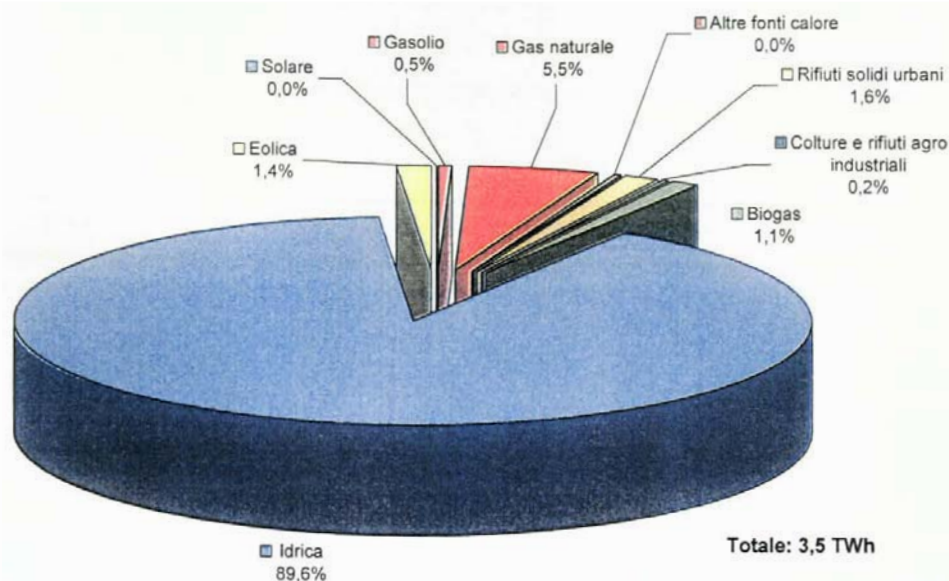


Figura 5: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica immessa in rete e ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05 rientranti nella GD (anno 2005)

Anche dal punto di vista impiantistico le differenze tra GD e parco di generazione elettrica complessivo risultano sensibili. Sul fronte degli impianti idroelettrici, si osserva che mentre nella GD gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono circa per l'86% sul totale idroelettrico (6,43 TWh), la stessa tipologia a livello nazionale incide per il 35% circa. Infatti circa il 93% di tutti gli impianti ad acqua fluente è di taglia inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre circa il 37% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente.

L'incidenza dell'idroelettrico risulta ancor più elevata nell'ambito della PG, dove contribuisce a produrre circa 1.472 GWh di energia elettrica (circa il 79% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.154 impianti per complessivi 421 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 99% sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 99% dell'energia idroelettrica da PG e il 23% dell'intera produzione idroelettrica da GD, confermando che la PG, e più in generale la GD, permettono uno sfruttamento di quelle risorse energetiche rinnovabili, marginali in termini di entità e di dislocazione, che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Con riferimento al settore termoelettrico, invece, emerge che in Italia, nel 2005, erano in esercizio 725 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 1.212 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 1.577 MW installati, di cui circa 150 MW (278 impianti per complessive 366 sezioni) appartenenti alla PG.

Considerando le fonti di energia primaria utilizzate per la produzione di energia elettrica si può osservare che dei complessivi 6 TWh lordi prodotti dal termoelettrico distribuito circa il 61% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, il 7% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 31% utilizzando biomasse, rifiuti e biogas (pertanto, il 69% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 31% da fonti rinnovabili), come illustrato in [figura 6](#).

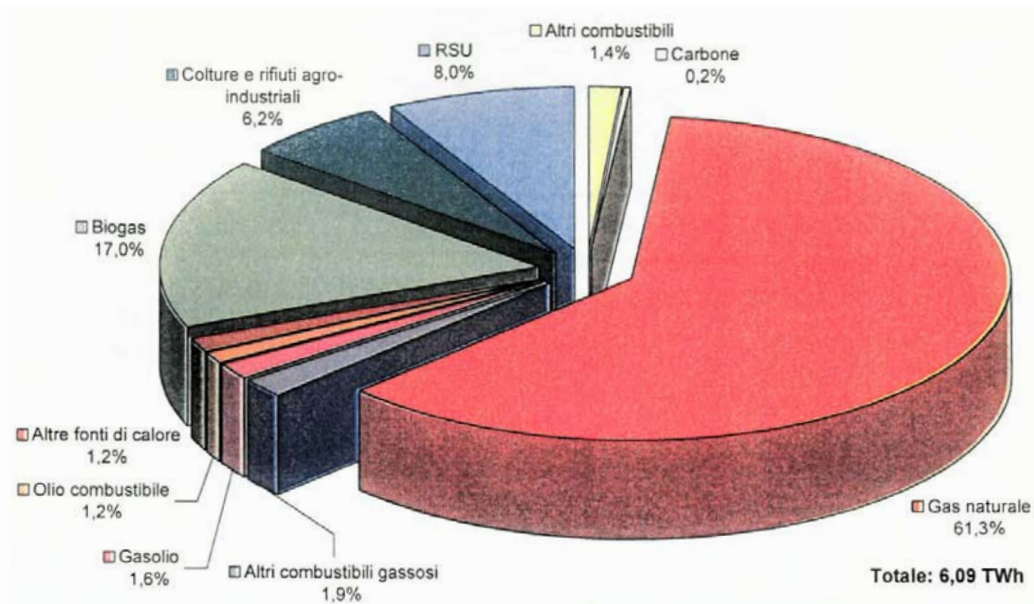


Figura 6: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico nel 2005.

Queste percentuali risultano ancor più spostate verso la produzione da fonti rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica. Qui infatti, dei complessivi 393 GWh lordi termoelettrici da PG, circa il 40% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, quasi il 7% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, quasi l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 52% utilizzando biomasse, rifiuti e biogas (e quindi il 48% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 52% da fonti rinnovabili).

Tali mix di fonti primarie sono molto diversi da quelli che caratterizzano l'intera produzione termoelettrica italiana, dove circa il 59% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 14% utilizzando altri prodotti petroliferi, il 17% utilizzando combustibili solidi (per lo più carbone), l'8% utilizzando altre fonti non rinnovabili e solo il 2% utilizzando fonti rinnovabili (biomasse, rifiuti e biogas), come illustrato in [figura 7](#).

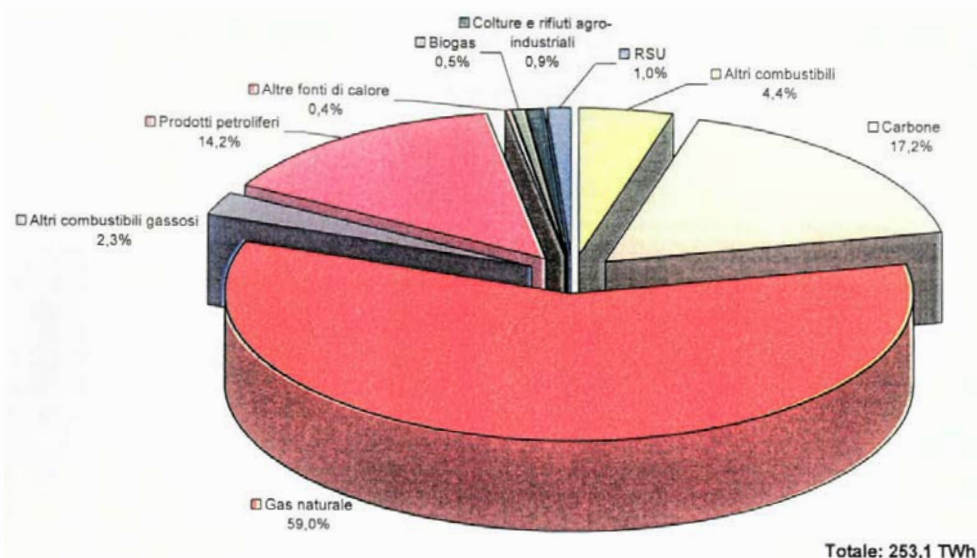


Figura 7: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale nel 2005.

Dall'analisi emerge una elevata presenza di impianti alimentati da gas naturale, gasolio e biogas da rifiuti solidi urbani costituiti per lo più da sezioni di piccola taglia con motori a combustione interna. Infatti circa il 73% delle sezioni utilizzano motori a combustione interna, per una potenza pari a circa il 44% del totale ed una produzione di circa 2,2 TWh (più del 36% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Ancor più interessante è notare che, di queste sezioni, circa il 77% è costituito da motori a combustione interna con taglia sotto 1 MW (81% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 72% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore) e che sia la potenza installata che la produzione elettrica da motori a combustione interna sia equamente divisa fra l'impiego per la sola produzione di energia elettrica e l'impiego per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

Inoltre, analizzando la distribuzione territoriale in Italia del termoelettrico sotto i 10 MVA, si osserva che gran parte della produzione è concentrata nel settentrione, mentre nel centro Italia e nel sud le produzioni più cospicue risultano localizzate nelle regioni che presentano un maggiore sviluppo della piccola e media industria (Toscana, Lazio, Campania e Puglia).

Differenze sostanziali si osservano anche analizzando il mix di fonti primarie utilizzato nell'ambito della GD nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica e di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Nel caso di impianti termoelettrici con sola produzione di energia elettrica, su un totale di 1,65 TWh, l'84% circa della produzione lorda è ottenuto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più RSU (circa il 70% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato, di cui il 78% sottoforma di biogas), e il restante 16% è prodotto tramite altre fonti di calore (5%) e prodotti petroliferi (11%); invece, nel caso di impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore, su un totale di 4,45 TWh, il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (più dell'88%), per lo più gas naturale (83%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzate per produrre solo il 12% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 8 e 9). Tali considerazioni vengono ulteriormente messe in evidenza considerando la sola PG termoelettrica.

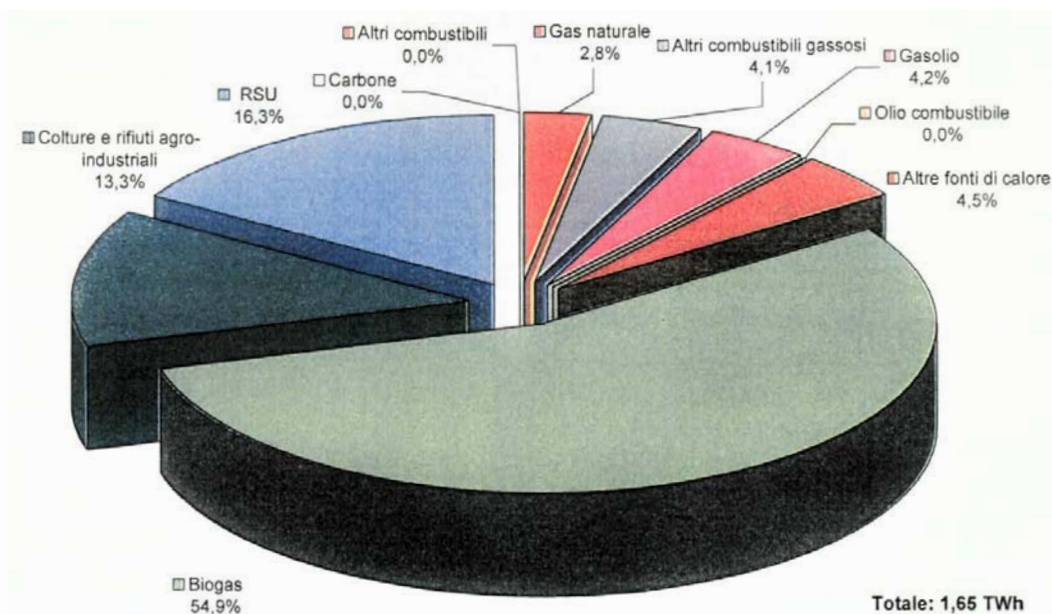


Figura 8: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica (anno 2005).

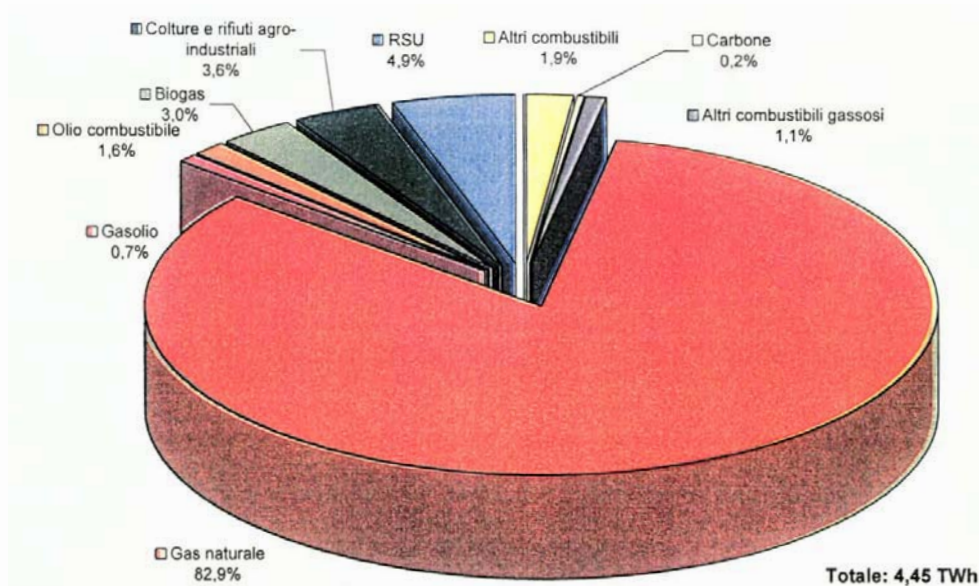


Figura 9: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore (anno 2005).

Emergono ulteriori differenze tra impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica, per quanto riguarda la quota di energia autoconsumata. Nel primo caso infatti l'energia consumata

in loco è circa l'11% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 67% circa del totale prodotto. Ciò è giustificato dal fatto che gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica, nell'ambito della GD, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengano realizzati presso siti industriali. Inoltre gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD nascono con la finalità di produrre calore in modo più efficiente rispetto al caso di utilizzo delle caldaie convenzionali e non con la principale finalità di produrre energia elettrica come invece spesso accade nel caso dei cicli combinati di elevata taglia. Ciò viene messo in evidenza dall'analisi dei valori medi degli indici elettrici (definiti come il rapporto tra la produzione di energia elettrica e la produzione di energia termica utile) per le diverse tipologie impiantistiche nel caso della GD e del più generale parco di generazione nazionale ([figura 10](#) e [figura 11](#)).

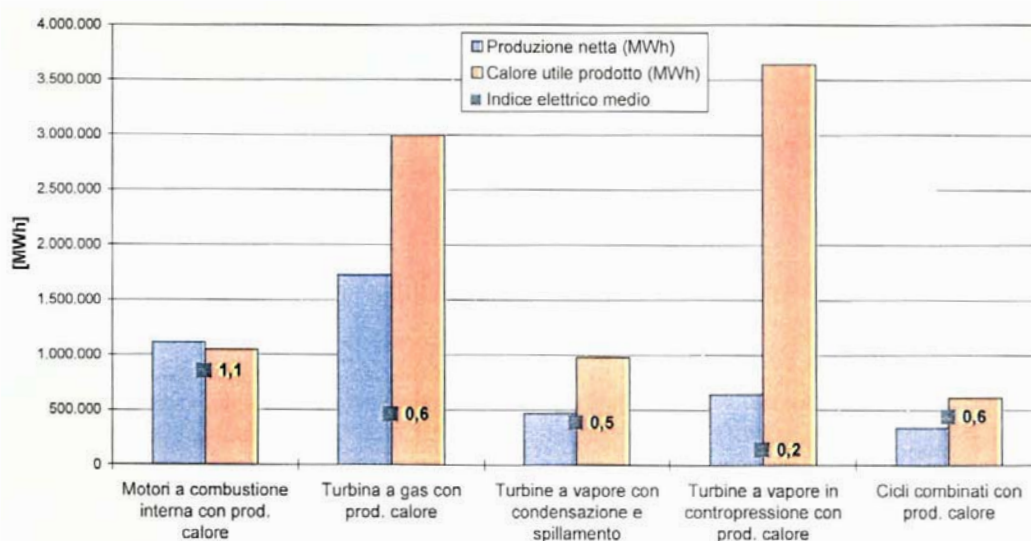


Figura 10: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD nell'anno 2005.

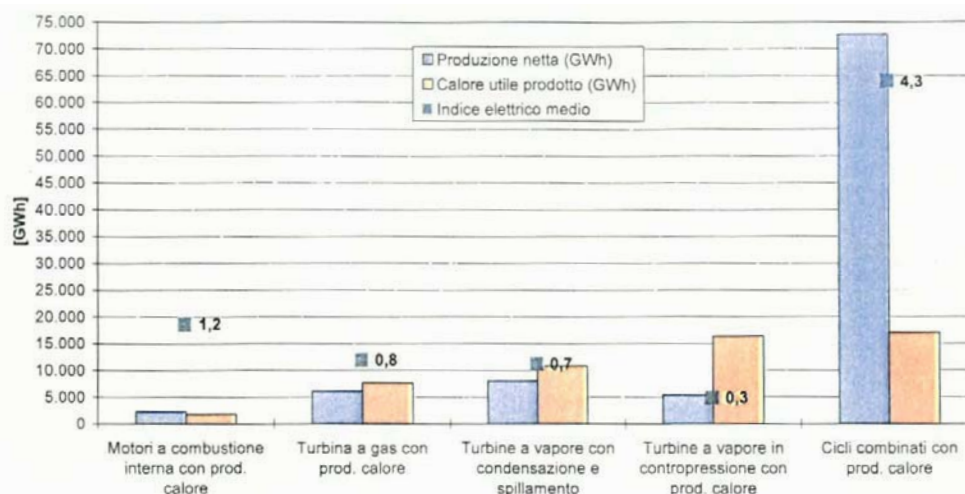


Figura 11: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore relativi al parco di generazione nazionale nel 2005.

3. Quadro regolatorio applicabile alla generazione distribuita

Il quadro normativo/regolatorio applicabile si può descrivere identificando tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento), il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta ed il terzo relativo ai regimi di incentivazione applicabili a certe forme di produzione di energia elettrica.

Per quanto concerne specificatamente l'ambito nazionale italiano, non esistono ad oggi condizioni normative e regolatorie particolari applicate per la GD in sé: esiste, piuttosto, una regolazione che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete. Tale regolazione risulta applicabile anche alla GD (tabella B).

Tabella B: *Principali elementi di carattere normativo/regolatorio applicabili anche agli impianti maggiormente diffusi nell'ambito della GD***Attuale quadro normativo e regolatorio nazionale applicabile alla generazione distribuita: principali riferimenti normativi**

	Riferimento normativo	Sintesi del contenuto	A quali impianti si applica nell'ambito della GD
Autorizzazioni	decreto legislativo n. 387/03	autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato, a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate	fonti rinnovabili
	legge n. 239/04	norme autorizzative semplificate	microgenerazione
Connessione	deliberazione n. 281/05	condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche in media e alta tensione	tutti gli impianti da connettere in MT e AT, con agevolazioni previste per le fonti rinnovabili
	deliberazione n. 89/07	condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche in bassa tensione	tutti gli impianti da connettere in BT, con agevolazioni previste per le fonti rinnovabili
Trasporto	deliberazione n. 5/04	corrispettivo per il servizio di trasmissione	tutti
	deliberazione n. 5/04	corrispettivo CTR	tutti gli impianti connessi in BT e MT
Dispacciamento	deliberazione n. 111/06	regolazione del dispacciamento in immissione	tutti
Perdite	deliberazione n. 111/06	aumento convenzionale della quantità di energia elettrica immessa nelle reti MT e BT	tutti gli impianti connessi in BT e MT
Cessione dell'energia	decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 239/04	ritiro, da parte dei gestori di rete cui l'impianto è collegato, dell'energia elettrica	tutti
	deliberazione n. 280/07	modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete	tutti
	decreto legislativo n. 387/03 e deliberazione n. 28/06	scambio sul posto	impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW
Incentivi	decreto ministeriale 24 ottobre 2005	certificati verdi	fonti rinnovabili
	decreti ministeriali 20 luglio 2004; deliberazione n. 103/03	titoli di efficienza energetica	cogenerazione e impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 20 kW
	decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 e deliberazione n. 188/05; decreto ministeriale 19 febbraio 2007 e deliberazione n. 90/07	incentivi in conto energia	impianti fotovoltaici

4. Ulteriori considerazioni di interesse per la generazione distribuita

Appare molto probabile un incremento consistente nei prossimi anni dei livelli di diffusione della generazione distribuita, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione, il cui sviluppo è visto favorevolmente dall'attuale contesto politico-economico italiano e comunitario. Ciò anche per effetto dell'applicazione delle semplificazioni previste dall'Autorità per gli impianti di piccola taglia oltre che per effetto degli strumenti di incentivazione già esistenti e in via di definizione.

In particolare, con riferimento alla cogenerazione e alla piccola cogenerazione, le società di servizi energetici potrebbero rivestire un ruolo molto importante nello sviluppo e nella diffusione di questa tipologia di impianti nel prossimo futuro, anche per effetto dell'apertura del mercato elettrico *retail* (dall'1 luglio 2007).

Naturalmente la crescente diffusione della GD porta all'attenzione tutta una serie di problematiche inerenti l'evoluzione futura delle reti di distribuzione che, a partire da modalità progettuali ed operative basate su una struttura prevalentemente passiva, tenderanno ad evolvere verso una struttura di tipo misto attivo/passivo attualmente tipica della rete di trasmissione. Tale evoluzione deve essere accompagnata dall'individuazione di logiche di controllo efficienti e nuovi sistemi di comunicazione, nonché da modifiche ai sistemi di protezione e alle modalità operative e progettuali delle reti operate dalle imprese di distribuzione.

Oltre a queste considerazioni, già esposte nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06 e già oggetto di studio da parte dell'Autorità, vi sono altri elementi da considerare e in particolare:

- a) la razionalizzazione, per quanto possibile, dei flussi informativi necessari non solo ai fini del monitoraggio ma anche ai fini della gestione, a livello sistemico, della GD e del suo accesso al mercato;
- b) il miglioramento delle procedure per le connessioni, al fine di risolvere le problematiche emerse che rischiano di ostacolare lo sviluppo della GD, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento;
- c) l'analisi dell'efficienza, in contesti industriali, dei diversi assetti impiantistici di produzione di energia elettrica e termica da GD e PG e la valutazione, in contesti civili, di diversi modelli di produzione di energia elettrica e termica al fine di determinare quale modello potrebbe essere più efficiente nei diversi contesti per poi identificare uno schema regolatorio in grado di indirizzare le scelte di sistema verso soluzioni più efficienti.

5. Conclusioni

I temi relativi alla diffusione della GD e della PG sono argomenti di approfondimento rilevanti alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Pertanto un monitoraggio periodico del parco di generazione esistente e della sua evoluzione nel tempo diventa sempre più importante.

L'obiettivo è quello di perseguire la massima efficienza sia dal punto di vista della produzione di energia elettrica e termica sia dal punto di vista dell'integrazione degli impianti di GD e PG nel sistema elettrico nazionale, prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e alla produzione combinata di energia elettrica e calore che ricadono in tale ambito.

Ciò tenendo conto del fatto che la GD, indipendentemente dalla definizione puntuale che si possa introdurre, identifica un insieme di impianti con caratteristiche molto diverse tra loro, dal punto di vista tecnologico, delle fonti utilizzate e delle modalità di utilizzo. Quindi, inevitabilmente, gli aspetti legati alla tecnologia impiegata o alle fonti di energia primaria dovranno essere trattati in modo differenziato anche all'interno della stessa GD.

APPENDICE

DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA (GD) E ALLA PICCOLA GENERAZIONE (PG)

NELL'ANNO 2005 IN ITALIA

Come già messo in evidenza nel capitolo 2, i dati riportati nelle seguenti tabelle riguardano:

- A) La **generazione distribuita (GD)** intesa come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA e connessi, di norma, alla rete di distribuzione (pagine da 1 a 26);
- B) La **piccola generazione (PG)** intesa come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (pagine da 27 a 52).

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti da Terna Spa il cui Ufficio Statistiche¹, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della direttiva 21 gennaio 2000 del Ministero dell'Industria al GRTN, del DPCM 23 marzo 2004 "Approvazione del programma statistico nazionale per il triennio 2004-2006" e del DPR 3 settembre 2003 "Elenco delle rilevazioni statistiche, rientranti nel Programma Statistico Nazionale 2003-2005, che comportano obbligo di risposta, a norma dell'art. 7 del Decreto Legislativo 6 settembre 1989, n. 322". Nel presente monitoraggio l'analisi dei dati è stata fatta utilizzando una classificazione per fonti secondo quanto previsto dalla legislazione vigente nel 2005. Pertanto i rifiuti non biodegradabili sono stati equiparati alle fonti rinnovabili, come previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03.

Tali dati non includono la totalità degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia all'ufficio tecnico di finanza dell'officina elettrica).

Per l'analisi sono state adottate le definizioni dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica (UNIPEDE), la cui ultima edizione risale al giugno 1999, nonché le definizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03².

¹ L'Ufficio statistiche di Terna era già parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ed è stato accorpato in Terna a seguito dell'entrata in vigore del DPCM 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

² Il decreto legislativo n. 387/03, che recepisce la direttiva 2001/77/CE, definisce le fonti energetiche rinnovabili come "le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residui dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani." L'articolo 17 del medesimo decreto legislativo include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime

Gli **impianti idroelettrici** sono classificati, in base alla durata di invaso dei serbatoi, in tre categorie: a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente. La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del o dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio. In base alle rispettive "durate di invaso" i serbatoi sono classificati in:

- a) serbatoi di regolazione stagionale: quelli con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- b) bacini di modulazione settimanale o giornaliera: quelli con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore.

Le tre categorie di impianti sono pertanto così definite:

1. impianti a **serbatoio**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "serbatoio di regolazione" stagionale;
2. impianti a **bacino**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione";
3. impianti ad **acqua fluente**: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di due ore.

L'unico impianto idroelettrico di pompaggio di gronda misto presente nella GD è stato comunque incluso tra gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in quanto la sua produzione da apporti da pompaggio è trascurabile sul totale.

Gli **impianti termoelettrici** sono analizzati considerando le singole sezioni³ che costituiscono l'impianto medesimo. Naturalmente il limite di 10 MVA utilizzato per definire la GD è riferito alla potenza apparente dell'intero impianto, così come il limite di 1 MW per la PG è riferito alla potenza elettrica dell'intero impianto.

Nei presenti dati si è scelto di scorporare dal termoelettrico gli impianti geotermoelettrici al fine di dare a questi ultimi una loro evidenza. Pertanto tutti i dati e le considerazioni sul termoelettrico sono riferiti agli impianti (o alle sezioni) termoelettrici al netto degli impianti geotermoelettrici.

Laddove non specificato si intende per potenza la **potenza efficiente** lorda dell'impianto o della sezione di generazione. Per potenza efficiente di un impianto di generazione si intende la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La potenza efficiente è **lorda** se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale.

riservato alle fonti rinnovabili. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del d.lgs. n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007 i rifiuti non biodegradabili non sono più equiparati alle fonti rinnovabili.

³ La sezione di un impianto termoelettrico è costituita dal gruppo (o dai gruppi) di generazione che possono generare energia elettrica in modo indipendente dalle altre parti dell'impianto. In pratica, la singola sezione coincide con il singolo gruppo di generazione per tutte le tipologie di sezione tranne per i cicli combinati, in cui ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti.

Laddove non specificato si intende per produzione la **produzione lorda dell'impianto** o della sezione. Essa è la quantità di energia elettrica prodotta e misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Nel caso in cui la misura dell'energia elettrica prodotta sia effettuata in uscita dall'impianto, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale), si parla di **produzione netta**. La produzione netta è suddivisa tra produzione consumata in loco e produzione immessa in rete. Tale ripartizione è stimata e in qualche caso potrebbe essere imprecisa⁴.

Nelle tabelle relative agli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore si sono riportati anche i quantitativi di calore utile prodotto. Tali quantità sono ricavate tramite l'utilizzo di parametri di riferimento teorici di ciascuna sezione (potere calorifico inferiore del combustibile in kcal/kg o kcal/mc, consumo specifico elettrico in kcal/kWh, rendimento di caldaia per la produzione di vapore pari al 90%). Non sono quindi valori misurati, bensì stimati.

Infine si rammenta che nel riportare i dati contenuti in Appendice, si è adottato il criterio di arrotondamento commerciale dei dati elementari da kW(h) a MW(h) o a GW(h) e TW(h). Ciò può determinare alcune lievi differenze sull'ultima cifra significativa sia tra una tabella ed un'altra per le stesse voci elettriche che nei totali di tabella.

Le tabelle riportate nella presente Appendice sono organizzate identicamente per la GD e per la PG. In particolare, sia per la GD che per la PG vengono di seguito presentate le seguenti tabelle:

- 1) **Tabella A1**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 2) **Tabella A2**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 3) **Tabella A3**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 4) **Tabella B1**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia settentrionale (produzione lorda e netta);
- 5) **Tabella B2**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia centrale (produzione lorda e netta);
- 6) **Tabella B3**: Classificazione per fonti degli impianti di GD (o PG) in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;

⁴ In alcune tabelle, in particolare con riferimento agli impianti idroelettrici, a volte si notano valori negativi dell'energia elettrica consumata in loco. Ciò significa che la produzione lorda di tali impianti è risultata inferiore alle necessità anche per la copertura dei fabbisogni per i servizi ausiliari. Sono tuttavia quantità di energia elettrica prelevate dalla rete e trascurabili.

- 7) **Tabella C1**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 8) **Tabella C2**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 9) **Tabella C3**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 10) **Tabella D1**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta);
- 11) **Tabella D2**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta);
- 12) **Tabella D3**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla sola produzione di energia elettrica (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 13) **Tabella E1**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 14) **Tabella E2**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 15) **Tabella E3**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 16) **Tabella F1**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta);
- 17) **Tabella F2**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta);
- 18) **Tabella F3**: Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;

- 19) **Tabella G1**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 20) **Tabella G2**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 21) **Tabella G3**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (numero di sezioni e potenza efficiente lorda). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 22) **Tabella H1**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia settentrionale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile);
- 23) **Tabella H2**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia centrale suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile);
- 24) **Tabella H3**: Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD (o PG) in Italia meridionale e isole suddivisi tra impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica ed impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e calore (produzione lorda e netta di energia elettrica e produzione di calore utile). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 25) **Tabella I**: Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD (o PG) in Italia (numero di impianti e potenza efficiente lorda);
- 26) **Tabella J**: Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD (o PG) in Italia (produzione lorda e netta).

Tabella GD A1 – Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		Emilia Romagna	
	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)	Numero di sezioni efficienti o impianti (C)	Potenza efficiente lorda (MW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio	23	10.033	4	2.520	15	8.414	20	7.350	15	5.747	5	6.568	2	640		
Altri combustibili	1	1.830	2	1.200	2	2.160			2	1.550						
Altri combustibili	3	13.840		420												
Gas naturale	62	73.233	3	10.097	109	152.102	16	18.134	92	135.552	8	8.828	86	179.251		
Gas da estrazione																
Gas da cokeria			1	2.935			1	188								
Gas da processi industriali																
Gas da processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	89	58.636	9	16.852	127	254.178	37	25.422	110	163.449	14	16.794	88	179.897
Policombustibili																
altri combustibili-carbone-olio-combustibile																
gas naturale-gas residui di processi chimici-olio-combustibile																
gas di petrolio liquefatto-gas di raffineria-olio-combustibile																
gas di petrolio liquefatto-gas di raffinazione-olio-combustibile																
gas naturale-olio-combustibili gassosi																
gas naturale-gas residui di processi chimici																
gas naturale-gasolio	2	3.400														
gas naturale-olio-combustibile	1	1.200														
gas naturale-olio-combustibile	10	39.900	3	10.409	12	23.570	1	1.120	15	25.331	2	1.250	3	12.850		
Totale	0	0	13	35.609	4	16.609	15	25.690	1	1.120	17	31.671	4	9.050	4	14.850
Altri fonti calore																
Totale	0	0	102	154.156	13	32.462	145	280.198	38	27.542	130	182.080	19	26.534	98	199.621
7° TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI																
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU	3	8.265														
culture e rifiuti agro-ind.	2	7.125														
Biores																
RSU	1	800	35	22.599	15	7.353	59	49.429	2	1.818	49	26.244	2	1.345		
residui animali																
culture e rifiuti agro-ind.	1	258														
Policomb. rinnov.																
culture e rifiuti agro-ind. RSU																
Totale	1	800	41	31.193	15	7.358	86	108.707	9	16.030	62	48.334	3	2.545	46	55.540
7° TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI																
Policombustibili ibridi																
Gas naturale-RSU																
gas naturale-biogas da fanghi																
gas naturale-biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-biogas da RSU																
gas naturale-culture e rifiuti agroindustriali																
gasolio-culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-culture e rifiuti agroindustriali-biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-olio-combustibile-biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-olio-combustibile-culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale-olio-combustibile-culture e rifiuti agroindustriali																
Totale	0	0	0	0	0	0	2	1.203	1	1.037	3	1.624	1	3.240	9	14.878
7° TOTALE BRIDI																
TOT. SEZION. TERMoeLETRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + (B) + (C)	1	800	143	172.334	28	36.810	233	312.208	46	44.809	195	232.638	23	32.519	151	260.239
7° TOTALE IDRICA	37	69.138	399	472.130	36	48.228	253	387.272	307	215.125	183	155.146	124	105.352	53	84.258
7° TOTALE EOLICA	0	0	0	0	4	4.800	0	0	1	300	3	60	0	0	2	3.815
7° TOTALE SOLARE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7° TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + (D) + (E) + (F) + (G)	59.338	510.328		56.385		485.979		251.455		202.140		108.307		154.423		
TOTALE (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F) + (G)	59.338	644.464		90.838		699.480		280.034		385.844		137.881		368.022		

(*) Viene riportato il numero delle sezioni nel caso delle unità di produzione termoelettriche e il numero di impianti nel caso di unità di produzione che utilizzano le fonti idroelettriche, eolica, solare e geotermica.

[illegible]

[illegible]

Tabella GD B1 – Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

[illegible]

Tabella GD B2 – Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	
		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone estero	18.597	2.707	13.492	877	877	0	2.323	2.218	0	18.118	3.035	14.615	347	0	302	0	0	0
Gasolio	15.971	15.206	0	0	0	0	3.837	3.588	0	17.696	14.560	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	344.991	287.399	48.180	101.213	70.182	27.882	22.718	16.108	3.604	205.876	152.045	50.150	19.649	8.426	9.770	21.529	0	20.176
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.227	5.123	0	0	0	0	0	0	0
Totale	377.459	305.302	61.671	102.090	71.059	27.882	28.878	21.895	3.604	247.917	174.763	64.764	19.996	8.426	10.073	21.529	0	20.176
Altre fonti calore	3.046	0	2.982	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	380.505	305.302	64.653	102.090	71.059	27.882	28.878	21.895	3.604	247.917	174.763	64.764	19.996	8.426	10.073	21.529	0	20.176
Biomasse e rifiuti	106.241	1.625	84.121	5.845	5.661	9	8.694	0	8.593	4.380	3.545	384	0	0	0	0	0	0
Salati	6.034	5.745	0	0	0	0	21.700	0	16.765	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	81.780	6.557	72.806	40.005	15	38.222	10.155	0	9.844	56.281	9	55.818	0	0	0	0	0	0
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
foraggi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	2.088	0	2.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	194.055	13.927	166.727	45.850	5.676	38.231	51.798	0	45.942	60.661	3.554	56.212	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI	574.560	319.229	231.381	147.940	76.736	66.113	80.676	21.895	49.547	308.578	178.317	120.976	19.996	8.426	10.073	21.529	0	20.176
C) TOTALE IDRICA	155.370	599	151.489	228.598	22.368	200.883	132.694	13	129.963	244.307	5.982	233.668	143.447	30.531	111.423	100.873	0	98.764
E) TOTALE EOLICA	3.001	0	3.001	0	0	0	0	0	0	5.875	0	5.875	42.492	0	42.157	10.341	0	10.226
F) TOTALE SOLARE	61	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	978	0	978	0	0	0
G) TOTALE GEOTERMICA	219.272	0	205.587	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI	571.759	14.526	527.845	272.448	28.044	235.114	184.492	13	175.905	310.843	9.536	295.755	186.917	30.531	154.568	111.214	0	108.989
TOTALE	952.264	319.828	592.499	374.538	99.103	266.996	213.370	21.907	179.509	558.760	184.299	360.519	206.913	38.957	164.630	132.743	0	129.165

Tabella GD B3 – Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	Campania						Puglia				Basilicata				Calabria				Sicilia				Sardegna				Totale Italia			
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)				
		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete	Consumata in loco	In rete	Consumata in loco
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	408	0	3.857	0	3.831	0	0	0	0	530	4	24.851	22	23.716	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.603	6.550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	102.077	90.020	9.802	31.316	26.178	3.908	21.229	568	20.195	27.408	21.501	5.807	0	22.910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	102.464	90.428	9.802	35.173	26.179	7.739	21.229	568	20.195	27.938	22.127	5.811	66.528	16.170	46.526	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	102.464	90.428	9.802	35.173	26.179	7.739	21.229	568	20.195	27.938	22.127	5.811	66.528	16.170	46.526	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	0	0	16.667	6.548	8.520	0	0</																							

Tabella GD C1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio	13	3.447	2	1.990	4	3.300	13	4.549	11	3.397	9	8.959				
Altri combustibili			1	1.200					1	600						
Altri combustibili	2	1.097			6	4.854			1	530						
Gas naturale																
Gas da estrazione																
Gas da cokeria																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	15	4.534	3	3.160	12	9.276	13	4.549	13	4.527	9	8.959	0	0
Poliscombustibili																
altri combustibili+carbone, estero+olio combustibile																
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile																
gas di petrolio liquefatto+gas di raffineria+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
gas naturale+altri combustibili gassosi																
gas naturale+gas residui di processi chimici	2	3.400									2	1.800				
gas naturale+gasolio																
gas naturale+olio combustibile																
gas residui di processi chimici+olio combustibile																
Totale	0	0	2	3.400	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1.800	1	2.000
Altre fonti calore																
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	17	7.934	3	3.160	15	11.706	13	4.549	16	9.627	9	10.258	5	6.780
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU	2	5.538			4	18.640	2	5.893	2	2.700					3	8.010
culture e altri rifiuti agro-ind.	2	7.125			3	15.550	3	7.500								
Biogas																
RSU	31	19.748	15	7.358	53	44.088	2	1.818	46	25.954	2	1.345	28	16.322		
fanghi																
deiezioni animali					11	2.025	1	954	1	100						
culture e rifiuti agro-ind.															2	2.128
Poliscomb. rinnov., culture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	0	0	35	32.411	15	7.358	71	80.303	8	15.870	49	28.954	2	1.345	33	26.460
Poliscombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU													1	3.240		
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+biogas da RSU																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali															1	4.200
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE (IBRID)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4.200
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	0	0	52	40.345	18	10.518	86	92.009	21	20.419	65	38.281	12	14.843	39	37.440

Tabella GD C2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili												
Carbone												
Gasolio	20	10.421	5	1.540		17	13.205	1	100			
Olio combustibile	1	359										
Altri combustibili												
Gas naturale											5	6.750
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	21	10.777	5	1.540	0	17	13.205	1	100	5	6.750	
Policombustibili												
altri combustibili+carbone estero+olio combustibile												
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile												
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile												
gas di raffinazione+olio combustibile												
gas naturale+altri combustibili gassosi												
gas naturale+gas residui di processi chimici								1	5.550			
gas naturale+gasolio												
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5.550	0	0
Altre fonti calore	2	1.850										
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	23	12.627	5	1.540	0	17	13.205	2	5.650	5	6.750	
Biomasse e rifiuti												
Solidi												
RSU	3	4.652	1	1.200	1	2.520	1	2.700				
culture e altri rifiuti agro-ind.												
Biogas												
RSU	21	13.832	11	7.354	4	1.413	17	12.138				
fanghi												
deiezioni animali												
culture e rifiuti agro-ind.					2	440						
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU	1	5.785										
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	25	24.269	12	8.954	7	4.373	18	14.838	0	0	0	0
Policombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da fanghi												
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+biogas da RSU												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali					1	4.500						
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali												
C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	1	4.500	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	48	36.896	17	10.094	8	8.873	35	28.043	2	5.650	5	6.750

Tabella GD C3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone													0	0
Gasolio	2	1.056	5	3.200					59	27.230			158	80.375
Altri combustibili							1	4.000					3	2.156
Gas naturale					2	2.102							1	4.000
Gas da estrazione									3	5.214			16	15.423
Gas da cokeria													3	5.214
Gas da petrolio liquefatto													0	0
Gas da residui di processi chimici													0	0
Altri combustibili gassosi													0	0
Totale	2	1.068	5	3.200	2	2.102	1	4.000	62	32.444	0	0	183	108.190
Policombustibili														
altri combustibili+carbone+olio combustibile													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile													0	0
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile													0	0
gas di raffinazione+olio combustibile													0	0
gas naturale+altri combustibili gassosi													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici													3	8.950
gas naturale+gasolio													2	1.800
gas naturale+olio combustibile													0	0
gas residui di processi chimici+olio combustibile													1	2.000
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	12.750
Altre fonti calore													14	20.860
P ¹⁾ TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	2	1.068	5	3.200	2	2.102	1	4.000	62	32.444	1	5.000	203	141.900
Biomasse e rifiuti														
Solidi														
RSU			2	5.077									21	56.837
culture e altri rifiuti agro-ind.			1	5.000									9	35.175
Biogas	31	28.135	19	12.210			2	1.665	9	14.009	5	3.300	293	210.387
fanghi													0	0
deiezioni animali													13	3.079
culture e rifiuti agro-ind.											4	2.240	8	4.808
P ²⁾ Policomb. rinnov., culture e rifiuti agro-ind.+RSU	31	28.135	19	22.287	0	0	2	1.665	9	14.009	9	5.540	348	316.071
P ³⁾ TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI														
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU													1	3.240
gas naturale+biogas da fanghi													0	0
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali														
gas naturale+biogas da RSU														
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													2	8.700
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti													0	0
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
C ⁴⁾ TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	11.940
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	33	29.203	24	25.487	2	2.102	3	5.665	71	46.453	10	10.540	551	469.511

Tabella GD D2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di en. elettrica	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	
		Consumata in loco	Immissa in rete		Consumata in loco	Immissa in rete		Consumata in loco	Immissa in rete		Consumata in loco	Immissa in rete		Consumata in loco	Immissa in rete		Consumata in loco	Immissa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone estero	16.597	2.707	13.492	877	877	0	0	0	0	18.118	3.035	14.615	347	0	302	0	0	0
Gasolio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oilto combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	0	0	0	0	0	0	2.400	0	1.854	0	0	0	11.224	0	9.770	18.376	0	17.222
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	16.597	2.707	13.492	877	877	0	2.400	0	1.854	18.118	3.035	14.615	11.571	0	10.073	18.376	0	17.222
Altre fonti calore	3.046	0	2.982	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	19.643	2.707	16.474	877	877	0	2.400	0	1.854	18.118	3.035	14.615	11.571	0	10.073	18.376	0	17.222
Biomasse e rifiuti	62.510	1.625	53.994	5.845	5.661	9	8.694	0	8.593	4.380	3.545	394	0	0	0	0	0	0
Solidi	0	0	0	0	0	0	21.700	0	16.765	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	59.473	646	57.023	40.005	15	38.222	10.155	0	9.844	56.281	9	55.818	0	0	0	0	0	0
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	2.088	0	2.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	121.983	2.270	111.017	48.850	5.676	38.231	42.637	0	37.210	60.661	3.554	56.212	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	141.626	4.977	127.491	48.727	6.553	38.231	48.037	0	39.064	78.779	6.589	70.827	11.571	0	10.073	18.376	0	17.222

Tabella GD D3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di en. elettrica	Campania					Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Italia		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)			
		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete	Consumata in loco	In rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Carbone estero	408	408	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gasolio	0	0	3.857	0	3.851	0	0	0	0	24.861	22	23.716	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oilto combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas naturale	0	0	0	0	0	688	30	688	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da reattori di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas di raffinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totale	408	408	3.857	0	3.851	688	30	688	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	408	408	3.857	0	3.851	688	30	688	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomasse e rifiuti	0	0	16.667	6.548	8.520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Solidi RSU	0	0	34.118	3.573	29.521	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
colture e altri rifiuti agro-ind.	82.849	0	79.096	49.794	5	47.674	0	0	0	6.883	76.284	0	75.036	13.520	4	12							

Tabella GD E1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio	11	7.716	2	690		5.114	11	5.114	7	2.801	4	2.350			2	640
Altri combustibili	1	1.630				2.160	2	2.160			1	950				
Altri combustibili	3	13.540				420	2	420								
Gas naturale	60	72.146	3	10.097		147.148	100	147.148	16	18.134	91	135.022	8	8.826	85	176.121
Gas da estrazione																
Gas da cokeria			1	2.935												
Gas da petrolio liquefatto									1	938						
Gas da residui di processi chimici											1	600				
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	76	95.232	6	13.692	115	154.842	24	21.873	97	138.922	8	8.826	87	176.761
Poicombustibili																
Altri combustibili+carbone+olio combustibile							1	6.880								
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile							1	2.200			1	1.800				
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
gas naturale+altri combustibili gassosi							1	3.000								
gas naturale+gas residui di processi chimici																
gas naturale+gasolio	1	1.200	1	5.200							1	2.400				
gas naturale+olio combustibile	10	30.900	3	10.400	12	23.570	1	1.120	15	29.331	2	7.250	3	12.850		
gas residui di processi chimici+olio combustibile																
Totale	0	0	11	32.100	4	16.600	15	36.650	1	1.120	17	33.531	2	7.250	3	12.850
Altre fonti calore																
(A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	86	127.332	10	29.292	130	190.492	25	23.993	114	172.453	10	16.076	90	191.611
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU	1	2.726					2	7.690			4	11.810	1	1.600	5	25.360
culture e altri rifiuti agro-ind.							4	13.570			2	5.860			2	10.350
Bogas	1	800	4	2.851			5	5.340			2	990			2	1.890
RSU			1	208											2	2.092
feragli																
deiezioni animali							4	1.904	1	160					2	360
culture e rifiuti agro-ind.											5	1.600				
Poicomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU																
(B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	1	800	6	5.787	0	0	15	28.404	1	160	13	20.280	1	1.600	13	40.180
Poicombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da feragli							1	1.000			2	1.024			2	400
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali									1	1.037					2	3.150
gas naturale+biogas da RSU											1	600				
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali							1	303								
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture o rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali															2	3.328
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali															1	1.750
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali															1	1.250
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali																
(C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	2	1.303	1	1.037	3	1.624	0	0	8	9.878
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + (B) + (C)	1	800	92	133.119	10	29.292	147	220.199	27	24.190	130	194.357	11	17.676	111	241.669

Tabella GD E2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili												
Carbone												
Gasolio					2	900			1	80		
Altri combustibili					1	2.700						
Gas naturale	43	73.995	9	16.166	5	6.245	11	33.634	1	1.105	1	1.350
Gas da estrazione												
Gas da raffinazione												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili reattori												
Totale	43	73.995	9	16.166	5	6.245	11	33.634	2	1.185	1	1.350
Policombustibili												
altri combustibili+carbone+olio+combustibile gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile												
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile												
gas di raffinazione+olio combustibile							1	4.400				
gas naturale+altri combustibili gassosi												
gas naturale+gas residui di processi chimici												
gas naturale+gasolio			4	7.020	1	625	3	10.215	1	7.300		
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	4	7.020	1	625	4	14.615	1	7.300	0	0
Altre fonti calore												
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	43	73.995	13	23.186	9	10.470	15	48.249	3	8.485	1	1.350
Biomasse e rifiuti												
Solidi												
RSU	3	12.800										
culture e altri rifiuti agro-ind.												
Biogas	3	5.179										
fanghi												
condotti animali					5	1.350						
culture e rifiuti agro-ind.												
Poicomb rmov. culture e rifiuti agro-ind+RSU												
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	6	17.779	0	0	5	1.350	0	0	0	0	0	0
Poicombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da fanghi												
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+biogas da RSU												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali												
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti	1	6.000										
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali												
C) TOTALE IBRIDI	1	6.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	50	97.774	13	23.186	14	11.830	15	48.249	3	8.485	1	1.350

Tabella GD E3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone													0	0
Gasolio							1	380					41	20.641
Olio combustibile													5	7.840
Altri combustibili													19	13.960
Gas naturale	10	22.070	4	8.916	7	7.132	2	4.965					48	74.592
Gas da estrazione													0	0
Gas da cokeria													0	2.835
Gas da petrolio liquefatto													1	938
Gas residui di processi chimici													1	600
Altri combustibili fossili													0	0
Totale	10	22.070	4	8.916	7	7.132	3	4.965	0	0	0	0	610	791.400
Poli combustibili														
gas naturale+carbone+olio combustibile													1	6.880
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile													2	4.000
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile														
gas di raffinazione+olio combustibile									1	3.000			1	3.000
gas naturale+altri combustibili gassosi													1	4.400
gas naturale+gas residui di processi chimici													0	0
gas naturale+gasolio													0	0
gas naturale+olio combustibile	1	750											56	141.331
gas residui di processi chimici+olio combustibile													0	0
Totale	1	750	0	0	0	0	0	0	1	3.000	0	0	65	171.411
Altre fonti calore													0	0
TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	11	22.820	4	8.916	7	7.132	3	4.965	1	3.000	0	0	575	962.817
Biomasse e rifiuti														
Solidi													17	68.318
RSU													9	35.570
culture e altri rifiuti agro-ind.											1	1.600		
Biogas	4	4.192	1	850									22	22.588
RSU			1	1.048									3	2.260
fanghi													15	4.419
deiezioni animali									3	635			5	1.600
culture e rifiuti agro-ind.													0	0
Poli comb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU	4	4.192	2	1.898	0	0	0	0	3	635	1	1.600	71	124.576
TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	4	4.192	2	1.898	0	0	0	0	3	635	1	1.600	71	124.576
Poli combustibili ibridi													0	0
Gas naturale+RSU													5	2.424
gas naturale+biogas da fanghi														
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													3	4.187
gas naturale+biogas da RSU														
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													1	600
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali													1	303
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													2	3.328
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													1	1.750
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													1	6.000
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali													1	1.250
TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	19.342
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	15	27.012	6	10.814	7	7.132	3	4.965	4	3.635	1	1.600	661	1.107.334

Tabella GD F1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di en. elettrica e termica	Valle d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			E. Romagna		
	Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)			Produzione netta (MWh)		
	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone estero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	0	0	0	8.539	8.127	275	1.258	1.258	0	10.217	0.071	1.359	0	0	0	4.857	4.852	15	0	0	0	1.575	1.848	27
Chilo combustibile	0	0	0	5.682	5.665	0	0	0	0	10.838	10.142	0	0	0	0	10.446	9.520	0	0	0	0	1.165	1.087	0
Altri combustibili	0	0	0	75.969	518	65.215	0	0	0	8.859	6.789	1.234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	319.411	255.389	35.253	134.09	11.115	118	894.395	39.045	20.89	16.939	21.18	671.000	46.419	19.590	66.979	4.75	381.781	789.805	182.951	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	21.531	21.057	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.781	1.514	0	0	0	0	0	0	0
Gas di raffinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri	0	0	0	416.971	273.709	172.256	165.978	133.391	17.235	541.147	411.220	204.774	48.626	22.939	25.146	588.274	492.805	197.168	62.279	4.375	884.822	772.722	182.988	0
Altri fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	0	410.201	273.709	121.996	166.978	133.391	17.335	541.147	411.220	204.774	48.626	22.939	25.146	588.274	490.206	191.106	62.279	4.375	884.822	772.722	182.988	0
Biomasse e rifiuti	0	0	0	16.033	8.064	8.576	0	0	0	32.495	4.305	27.681	0	0	0	52.810	18.968	32.194	2.183	4.642	57.731	0	55.893	0
Solidi RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59.850	12.149	44.305	0	0	0	35.538	235	32.878	0	0	58.764	10.176	45.351	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	2.289	0	2.174	9.884	3.621	9.283	0	0	0	18.451	0	17.742	0	0	0	5.339	1.519	4.790	0	0	13.953	15	12.186	0
Altri rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.804	260	4.103	675	0	554	620	57	37	0	0	431	160	253	0
derivazioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	539	810	29	5.511	0	5.460	0	0	5.523	6.415	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	2.289	0	2.174	26.917	9.684	14.939	0	0	0	116.959	16.973	93.832	1.514	610	683	101.119	20.766	75.856	2.188	4.642	139.146	18.151	114.608	0
TOT. SEZIONI TERMoelettriche UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	2.289	0	2.174	436.618	283.394	136.995	166.978	133.391	17.335	767.106	428.193	298.605	50.140	23.740	25.829	789.392	500.961	267.001	68.467	9.018	1.123.966	790.872	297.596	0

Tabella GD F2 — Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di en. elettrica e termica	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone essero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	0	0	0	0	0	0	2.323	2.218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Olio combustibile	15.971	15.206	0	0	0	0	3.837	3.568	0	17.696	14.960	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	344.891	287.389	48.180	101.213	70.182	27.862	20.318	16.108	1.750	205.876	152.045	50.150	8.426	8.426	0	3.152	0	2.954
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili passosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di cefineria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.227	5.123	0	0	0	0	0	0	0
Totale	360.862	302.595	48.180	101.213	70.182	27.862	26.478	21.895	1.750	225.799	171.728	50.150	8.426	8.426	0	3.152	0	2.954
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	360.862	302.595	48.180	101.213	70.182	27.862	26.478	21.895	1.750	225.799	171.728	50.150	8.426	8.426	0	3.152	0	2.954
Biomasse e rifiuti	43.731	0	40.127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solidi RSU	6.034	5.745	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	22.307	5.912	15.593	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	72.072	11.656	55.710	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	432.934	314.252	103.890	101.213	70.182	27.862	35.640	21.895	10.483	225.799	171.728	50.150	8.426	8.426	0	3.152	0	2.954

Tabella GD F3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di en. elettrica e termica	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Italia		
	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta - (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete		Consumata in loco	Innesa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.217	6.071	1.359
Carbone estero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30.322	24.223	5.345
Gasolio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73.240	67.490	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	84.628	7.287	69.451
Gas naturale	102.077	90.020	9.802	31.316	26.178	3.908	20.531	19.527	538	21.601	5.807	0	0	0	0	0	0	0	3.686.523	2.739.891	841.474
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.531	21.057	16
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.947	5.947	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.781	1.614	0
Altri combustibili fossili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17.842	16.465	0
Gas di raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	102.077	90.020	9.802	31.316	26.178	3.908	20.531	19.527	538	22.127	5.811	11.342	17.902	0	0	0	0	0	3.933.930	2.892.046	917.644
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	102.077	90.020	9.802	31.316	26.178	3.908	20.531	19.527	538	22.127	5.811	18.018	17.902	0	0	0	0	0	3.933.930	2.892.046	917.644
Biomasse e rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	217.489	37.612	189.431
Solidi RSU	0	0	0	1.250	0	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	161.735	28.302	123.764
culture e altri rifiuti agro-ind.	22.346	0	21.889	6.087	0	5.687	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.775	11.097	86.337
Biossidi RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.184	1.594	1.497
Rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.996	1.513	14.395
selezioni speciali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.173	7.226	5.489
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	22.346	0	21.889	7.347	0	6.947	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	513.232	87.347	400.923
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	124.423	90.020	31.701	38.663	26.178	10.855	20.531	19.527	538	22.127	5.811	18.018	17.902	0	0	7.989	7.128	861	4.447.163	2.979.393	1.318.567

Tabella GD G1 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica																
Combustione interna			46	24.282	18	10.518	75	52.889	16	7.265	60	30.481	11	13.343	31	18.900
Turbina a gas							1	2.500	1	954						
Condensazione			6	16.063			7	34.190	4	12.200	2	2.700			4	13.760
Turboespansore							3	2.430			2	3.800	1	1.500	4	4.780
Ciclo combinato																
Altro genere											1	1.300				
A) TOTALE	0	0	52	40.345	18	10.518	86	92.009	21	20.419	65	38.281	12	14.843	39	37.440
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Combustione interna con prod. calore			61	54.070	4	3.940	99	98.338	15	8.742	76	69.739	6	3.626	55	48.920
Turbina a gas con prod. calore			8	16.693	3	14.952	10	28.840	1	28	21	52.995	2	5.200	34	115.031
Condensazione e spillamento			4	19.868	2	5.600	5	19.890	1	5.040	11	25.610			6	35.060
Contropressione con prod. calore	1	800	19	42.488	1	4.800	27	52.318	6	5.365	19	31.893	2	7.250	14	31.608
Ciclo combinato con prod. calore							6	20.813	4	5.015	3	14.120	1	1.600	2	11.050
B) TOTALE	1	800	92	133.119	10	29.292	147	220.199	27	24.190	130	194.357	11	17.676	111	241.669
TOTALE TERMOELETTRICO (A) + (B)	1	800	144	173.464	28	39.810	233	312.208	48	44.609	195	232.638	23	32.519	150	279.109

Tabella GD G2 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica												
Combustione interna	43	25.361	17	10.094	7	4.373	34	25.343	2	5.650		
Turbina a gas											5	6.750
Condensazione	3	9.685					1	2.700				
Turboepsansore	2	1.850										
Ciclo combinato					1	4.500						
Ciclo combinato												
A) TOTALE	48	36.896	17	10.094	8	8.873	35	28.043	2	5.650	5	6.750
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Combustione interna con prod. calore	36	43.858	6	3.966	10	3.805	2	400	1	1.105		
Turbina a gas con prod. calore	7	23.445	2	9.700	1	2.000	8	29.734				
Condensazione e spillamento	4	18.600	1	2.000			1	3.500				
Contropressione con prod. calore	1	1.750	4	7.520	3	6.025	4	14.615	2	7.380	1	1.350
Ciclo combinato con prod. calore	2	10.121										
B) TOTALE	50	97.774	13	23.186	14	11.830	15	48.249	3	8.485	1	1.350
TOTALE TERMoeLETTRICO A) + B)	98	134.670	30	33.280	22	20.703	50	76.292	5	14.135	6	8.100

Tabella GD G3 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica														
Combustione interna	33	29.203	21	15.410	2	2.102	3	5.665	71	46.453	9	5.540	499	332.872
Turbina a gas													7	10.204
Condensazione			3	10.077							1	5.000	30	101.375
Turboespansore													13	19.360
Ciclo combinato													1	4.500
Ciclo combinato													1	1.300
A) TOTALE	33	29.203	24	25.487	2	2.102	3	5.665	71	46.453	10	10.540	551	469.611
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Combustione interna con prod. calore	7	7.457	2	2.916	6	7.042	2	615			2	500	390	359.039
Turbina a gas con prod. calore	3	11.565	2	6.000			1	4.350					103	320.533
Condensazione e spillamento											1	1.600	36	136.768
Contropressione con prod. calore	2	1.750	2	1.898	1	90							109	218.900
Ciclo combinato con prod. calore	3	6.240							1	3.000	1	135	23	72.094
B) TOTALE	15	27.012	6	10.814	7	7.132	3	4.965	1	3.000	4	2.235	661	1.107.334
TOTALE TERMoeLETTRICO A) + B)	48	56.215	30	36.301	9	9.234	6	10.630	72	49.453	14	12.775	1.212	1.576.945

Tabella GD H1 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

	Valle d'Aosta				Piemonte				Liguria				Lombardia			
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	Prod. lorda	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	Prod. lorda	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	Prod. lorda	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	
	Prod. lorda	Prod. netta			Consumata in loco	Inmessa in rete			Prod. lorda	Prod. netta			Consumata in loco	Inmessa in rete		Prod. lorda
Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia																
Sola produzione di en. elettrica																
A) TOTALE																
Produzione combinata di en. elettrica e termica																

Tabella GD H2 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Toscana										Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise					
En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]				En. elettrica [MWn]							
Prod. lorda		Prod. netta		En. termica [MWn]		Prod. lorda		Prod. netta		En. termica [MWn]		Prod. lorda		Prod. netta		En. termica [MWn]		Prod. lorda		Prod. netta		En. termica [MWn]		Prod. lorda		Prod. netta		En. termica [MWn]			
Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete		Consumata in loco		Immissione in rete	
78.703	3.352	73.148	0	48.727	6.553	38.231	0	20.937	0	20.445	0	74.398	3.044	70.433	0	11.571	0	10.073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sola produzione di en. elettrica																															
Combinazione interna																															
Turbina a gas																															
59.877	1.625	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.800	3.545	384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Combinazione esterna																															
Turbogeneratore																															
3.046	0	2.192	0	0	0	0	0	24.100	0	18.619	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ciclo combinato																															
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Altre centrali																															
141.588	4.977	127.481	0	48.727	8.663	38.231	0	46.037	0	39.064	0	78.779	6.588	70.827	0	11.571	0	10.073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
N° TOTALE																															
Produzione combinata di en.																															
Elettrica a termica																															
Combinazione interna con prod. calore																															
127.302	60.695	62.598	145.234	15.767	1.954	13.953	13.997	3.132	10.257	26.789	1.101	578	329	1.293	0	8.324	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Combinazione esterna con prod. calore																															
151.798	147.773	1.105	112.954	48.663	32.214	13.929	38.160	8.661	28	36.677	10.777	48.628	286.954	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Combinazione a scollimato																															
79.223	33.792	40.127	307.412	0	0	0	0	0	0	6.677	8.210	0	784	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Combinazione con prod. calore																															
69.932	68.369	0	97.223	0	0	0	167.071	11.022	10.102	0	61.233	56.343	0	321.911	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Combinazione con prod. calore																															
423.934	314.252	103.890	688.962	101.123	70.162	27.882	243.185	35.640	21.896	10.483	77.256	229.793	171.728	60.160	610.807	8.426	8.426	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B) TOTALE																															
674.660	319.229	331.381	686.962	147.940	76.736	66.113	243.185	60.576	21.896	48.547	77.288	399.578	178.317	120.3																	

Tabella GD H3 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania				Puglia				Basilicata				Calabria				Sicilia				Sardegna			
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]	
	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Ingressa in rete
Sola produzione di en. elettrica																								
Combustione interna	83.257	408	75.098	0	53.652	5	51.505	0	698	30	668	0	7.491	0	5.883	0	124.794	267	121.561	0	13.520	4	12.758	0
Turbina a gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Condensazione	0	0	0	0	50.765	10.121	38.041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37.302	30.855	5.327	0
Condensazione e spillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinato	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altro genere	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE	83.257	408	75.098	0	104.438	10.126	89.547	0	698	30	668	0	7.491	0	5.883	0	124.794	267	121.561	0	50.623	30.860	18.086	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																								
Combustione interna con prod. calore	33.641	10.687	21.889	24.505	6.095	7.496	1765	7.454	20.531	538	19.527	19.080	532	27.407	21.800	5.607	38.567	0	0	0	1.085	439	546	1.085
Turbina a gas con prod. calore	53.073	53.153	9.165	145.935	23.229	18.681	3.723	35.615	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Condensazione e spillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Condensazione con prod. calore	3.890	3.835	0	40.300	7.417	0	6.947	1.769	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinato con prod. calore	23.920	22.144	537	15.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altro genere	124.423	90.020	37.701	220.531	30.683	28.178	10.855	44.858	20.531	638	19.427	18.040	27.339	22.127	5.611	39.214	18.018	17.902	0					

Tabella GD I — Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD in Italia (numero di impianti e potenza efficiente lorda)

	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici																
Serbatoio			6	17.804	7	17.975	9	28.440	4	18.420	3	4.790			3	12.058
Bacino			9	35.875	1	5.800	10	39.884	8	26.041	5	28.900			4	15.149
Fluente	37	59.138	384	418.451	28	22.453	233	316.098	295	190.664	155	119.456	124	105.362	46	57.061
Pompaggio misto							1	2.850								
Totale idroelettrico	37	59.138	399	472.130	36	46.228	253	387.272	307	235.125	163	153.146	124	105.362	53	84.268

	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici												
Serbatoio	1	2.800					2	5.600			1	7.800
Bacino	6	23.296	5	22.700	1	4.857	2	5.357	1	5.067	1	7.000
Fluente	71	61.296	79	39.789	19	36.188	47	70.620	34	36.535	21	26.884
Pompaggio misto												
Totale idroelettrico	78	87.392	84	62.489	20	41.045	51	81.577	35	41.602	23	41.684

	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna	
	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Impianti idroelettrici												
Serbatoio							1	2.707	1	6.400	1	4.000
Bacino	1	4.600					2	8.951	3	14.428	2	11.300
Fluente	15	10.415			5	6.022	14	21.187	7	17.140	2	2.412
Pompaggio misto												
Totale idroelettrico	16	15.015	0	0	5	6.022	17	32.845	11	37.968	5	17.712

Totale Italia		Totale Italia	
Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
39	128.794	39	128.794
61	259.205	61	259.205
1.616	1.617.171	1.616	1.617.171
1	2.850	1	2.850
1.717	2.008.020	1.717	2.008.020

Tabella GD J — Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD in Italia (produzione lorda e netta)

	Valle d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			E. Romagna		
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																								
Sardegna	0	0	0	52.086	291	51.145	35.107	870	33.655	58.535	0	55.235	33.134	0	32.426	5.641	0	5.323	0	0	0	14.555	0	13.900
Basilicata	0	0	0	86.236	0	84.674	7.957	0	7.955	111.320	0	110.060	59.567	208	57.695	83.009	0	61.607	0	0	0	49.287	0	48.487
Emilia-Romagna	283.007	836	278.455	1.488.343	82.323	1.362.869	52.276	611	57.037	1.040.110	66.271	955.513	697.411	30.127	645.536	529.085	12.524	500.063	399.620	29.516	351.308	140.447	3.685	134.081
Piemonte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.189	0	1.395	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Liguria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Lombardia	283.007	836	278.455	1.488.343	82.323	1.362.869	52.276	611	57.037	1.040.110	66.271	955.513	697.411	30.127	645.536	529.085	12.524	500.063	399.620	29.516	351.308	140.447	3.685	134.081
Trentino	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Veneto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Friuli V. Giulia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E. Romagna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totale idroelettrico	283.007	836	278.455	1.488.343	82.323	1.362.869	52.276	611	57.037	1.040.110	66.271	955.513	697.411	30.127	645.536	529.085	12.524	500.063	399.620	29.516	351.308	140.447	3.685	134.081

	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise			Totale Italia				
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)		
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																							
Sardegna	195	0	40	0	0	0	0	0	0	6.566	0	6.172	0	0	0	6.277	0	5.994					
Basilicata	28.619	0	27.910	72.637	0	71.670	13.768	0	13.758	18.576	0	18.152	21.998	21.869	0	17.326	0	17.199					
Emilia-Romagna	126.555	599	123.519	153.951	22.368	129.213	118.936	13	116.205	219.246	5.882	209.244	121.449	8.643	111.423	77.270	0	75.571					
Piemonte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Liguria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Lombardia	155.370	599	151.469	226.598	22.368	200.883	132.684	13	129.363	244.307	5.932	233.668	143.447	30.531	111.423	100.073	0	98.764					
Trentino	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Veneto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Friuli V. Giulia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
E. Romagna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Totale idroelettrico	283.007	836	278.455	1.488.343	82.323	1.362.869	52.276	611	57.037	1.040.110	66.271	955.513	697.411	30.127	645.536	529.085	12.524	500.063	399.620	29.516	351.308	140.447	3.685

	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Totale Italia		
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																					
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.552	0	4.545	8.874	0	8.815	16	0	-17			
Basilicata	27.903	0	-47	0	0	0	0	0	0	18.324	0	18.160	35.232	0	35.714	24.261	0	23.904			
Emilia-Romagna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Piemonte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Liguria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Lombardia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Trentino	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Veneto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Friuli V. Giulia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
E. Romagna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Totale idroelettrico	27.903	0	-47	0	0	0	0	0	0	18.324	0	18.160	35.232	0	35.714	24.261	0	23.904	226.057	1.161	218.424

	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise			Totale Italia		
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																					
Sardegna	195	0	40	0	0	0	0	0	0	6.566	0	6.172	0	0	0	6.277	0	5.994			
Basilicata	28.619	0	27.910	72.637	0	71.670	13.768	0	13.758	18.576	0	18.152	21.998	21.869	0	17.326	0	17.199			
Emilia-Romagna	126.555	599	123.519	153.951	22.368	129.213	118.936	13	116.205	219.246	5.882	209.244	121.449	8.643	111.423	77.270	0	75.571			
Piemonte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Liguria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Lombardia	155.370	599	151.469	226.598	22.368	200.883	132.68														

Tabella PG A1 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Valle d'Aosta	Piemonte	Liguria	Lombardia	Trentino	Veneto	Friuli V. Giulia	Emilia Romagna
	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)	Numero sezioni efficienti o impianti (*)
	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili								
Carbone								
Gas naturale								
Altri combustibili								
Altri combustibili								
Gas naturale								
Gas da estrazione								
Gas da cokeria								
Gas da cokeria squallida								
Gas da residui di processi chimici								
Altri combustibili								
Totale								
Pollicombustibili								
altri combustibili-carbone estero-olio combustibile								
gas naturale-gas residui di processi chimici-olio combustibile								
gas naturale-gas residui di processi chimici-olio combustibile								
gas di cokeria-olio combustibile								
gas naturale+altri combustibili-gas								
gas naturale+gas residui di processi chimici								
gas naturale+gasolio								
gas naturale+olio combustibile								
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile								
Totale								
Altre fonti calore								
TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI								
Biomasse e rifiuti								
Solidi								
RSU								
culture e altri rifiuti agro-ind.								
Rischi								
RSU								
disciolti								
disciolti animali								
culture e rifiuti agro-ind.								
Pollicombo rinnov.								
TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI								
Pollicombustibili ibridi								
Gas naturale+RSU								
Gas naturale+biogas da fanghi								
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agro-industriali								
gas naturale+biogas da RSU								
gas naturale+culture e rifiuti agro-industriali								
gasolio+culture e rifiuti agro-industriali								
gas naturale+culture e rifiuti agro-industriali+biogas da colture e rifiuti agro-industriali								
gas naturale+olio combustibile+biogas da colture e rifiuti agro-industriali								
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agro-industriali								
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agro-industriali								
TOTALE IBRIDI								
TOT. SEZIONI TERMICHE TRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A + B + C + D + E + F + G								
TOTALE IDRICA								
TOTALE EOLICA								
TOTALE SOLARE								
TOTALE GEOTERMICA								
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI B + D + E + F + G								
TOTALE (A + B + C + D + E + F + G)								

(*) Viene riportato il numero delle sezioni nel caso di unità di produzione che utilizzano le fonti idrica, eolica, solare e geotermica.

Tabella PG A2 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza lorda efficiente (kW)
Combustibili												
Carbone												
Gasolio	7	355	5	1.540	2	900	1	67	2	180		
Olio combustibile	1	356										
Gas naturale	20	10.713	2	90	3	1.543	2	400				
Gas da estrazione												
Gas da cokaria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Gas da processi chimici	28	11.424	7	1.639	6	2.443	3	467	2	160	0	0
Polimeri combustibili gassosi												
Totale												
Rinnovabili												
Altri combustibili-carbone, idrocarburi combustibili												
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile												
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile												
gas di raffinazione+olio combustibile												
gas naturale+altri combustibili gassosi												
gas naturale+gas residui di processi chimici												
gas naturale+gasolio							1	630				
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	0	0	0	0	7	630	0	0	0	0
Altre fonti calore	1	600										
TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	29	12.024	7	1.639	8	2.443	4	1.097	2	180	0	0
Biomassa e rifiuti												
RSU	2	1.552										
Solidi												
colture e altri rifiuti agro-ind.	8	4.903	6	3.055	4	1.413	6	3.467				
RSU												
Biomasse												
foraggi												
derivazioni animali												
colture e rifiuti agro-ind.												
RSU												
Polimeri rinnov. colture e rifiuti agro-ind.	10	6.055	6	3.055	11	3.213	6	3.467	0	0	0	0
TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI												
Polimeri rinnovabili												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+biogas da foraggi												
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+biogas da RSU												
gas naturale+colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+colture e rifiuti agro-industriali+biogas da colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+colture e rifiuti agro-industriali+biogas da colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agro-industriali												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agro-industriali												
TOTALE (B+D)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + (B) + (C)	39	18.079	13	4.985	16	5.658	10	4.564	2	180	0	0
TOTALE IDRICA	57	20.056	70	25.981	11	5.110	27	10.764	21	9.140	13	7.709
TOTALE EOLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	2	650	1	320
TOTALE SOLARE	1	81	0	0	0	0	0	0	1	950	0	0
TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + (D) + (E) + (F) + (G)	26.232	29.016		29.016		8.323		14.251		10.740		8.026
TOTALE (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F) + (G)	38.256	30.646		30.646		10.766		15.348		10.920		8.026

[illegible]

Tabella PG B1 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

[illegible]

Tabella PG B2 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	
		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete		Consumata in loco	Innessa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone estero	1.372	1.372	0	877	877	0	2.323	2.323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	25.037	17.775	6.683	281	275	0	2.513	913	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	26.408	19.147	6.663	1.158	1.152	0	4.836	3.132	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore	32	0	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	26.441	19.147	6.715	1.158	1.152	0	4.836	3.132	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Biomasse e rifiuti	6.275	0	6.159	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas	15.084	11	14.607	13.100	15	12.434	10.155	0	9.844	15.833	9	15.705	0	0	0	0	0	0
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	2.088	0	2.007	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	21.359	11	20.776	13.100	15	12.434	21.404	0	20.584	15.833	9	15.705	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	47.800	19.158	27.492	14.258	1.168	12.434	28.240	3.132	22.108	16.934	684	16.028	0	0	0	0	0	0
D) TOTALE IDRICA	42.667	599	41.141	96.695	6.979	87.971	119.238	13	18.923	32.383	137	31.538	29.263	802	28.103	24.842	0	24.301
E) TOTALE EOLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F) TOTALE SOLARE	61	0	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	978	0	978	0	0	0
G) TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI B) + D) + E) + F) + G)	64.087	610	61.979	109.765	6.994	100.406	40.642	13	39.507	48.216	146	47.244	30.241	802	25.081	24.842	0	24.301
TOTALE A) + B) + D) + E) + F) + G)	90.628	19.757	68.594	110.953	8.146	100.406	45.477	3.144	41.031	49.318	821	47.567	30.241	802	25.081	24.842	0	24.301

Tabella PG B3 – Classificazione per fonti degli impianti di piccola generazione in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Totale Italia		
	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissa in rete (MWh)
Combustibili																					
Carbone estero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Giasolo	378	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.108	13.678	5.817
Olio combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.006	1.002	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	216	99	111
Gas naturale	3.934	3.753	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	156.761	116.808	34.119
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.947	5.947	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di latimeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	4.132	4.132	0	0	0	0	0	0	0	532	527	4	374	0	320	0	0	0	183.536	137.534	40.947
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.910	0	3.477
TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	4.132	4.132	0	0	0	0	0	0	0	532	527	4	374	0	320	0	0	0	187.446	137.534	43.525
Rinnovabili																					
Biomasse e rifiuti																					
Solidi																					
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.275	0	6.169
culture e altri rifiuti agro-ind.	0	0	0	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.134	862	1.432
Bio gas	7.559	0	7.481	12.991	0	12.568	0	0	196	0	0	196	0	0	0	0	0	0	169.267	5.422	133.933
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.640	1.591	0
derivazioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.211	2.822	19.859
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.088	0	2.007
TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	7.559	0	7.481	14.240	0	13.816	0	0	0	196	0	196	0	0	0	1.696	1.042	653	205.616	10.497	188.060
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + E)	11.742	4.132	7.481	14.241	0	13.818	0	0	0	727	527	200	374	0	320	1.696	1.042	653	393.062	148.031	231.665
TOTALE IDRICA	10.481	0	10.403	0	0	0	4.695	0	4.695	7.960	0	7.965	2.423	0	2.403	0	0	0	1.472.457	97.191	1.350.234
TOTALE EOLICA	1.763	0	1.763	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.667	114	3.524
TOTALE SOLARE	300	0	300	440	8	432	0	0	0	0	0	0	142	0	131	230	0	230	2.151	8	2.132
TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI B) + D) + E) + F) + G)	20.104	0	19.949	14.681	8	14.260	4.695	0	4.695	8.156	0	8.061	2.565	0	2.534	1.925	1.042	883	1.653.689	107.810	1.543.951
TOTALE A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)	24.286	4.132	18.949	14.681	8	14.260	4.695	0	4.695	8.697	527	8.065	2.939	0	2.864	1.925	1.042	883	1.871.336	246.344	1.587.476

Tabella PG C1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficiente lorda (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio	5	1.221					1	240	11	3.019	5	1.173				
Olio combustibile																
Altri combustibili	2	1.087					4	1.917			1	550				
Gas naturale																
Gas da estrazione																
Gas da cokera																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	7	2.308	0	0	5	2.157	11	3.019	6	1.703	0	0	0	0
Policombustibili																
altri combustibili-carbone estero+olio combustibile																
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile																
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
gas naturale+altri combustibili gassosi																
gas naturale+gas residui di processi chimici																
gas naturale+gasolio																
gas naturale+olio combustibile																
gas residui di processi chimici+olio combustibile																
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore							1	500							1	1.000
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	7	2.308	0	0	6	2.657	11	3.019	6	1.703	0	0	1	1.000
Biomasse e rifiuti																
RSU																
Solidi																
culture e altri rifiuti agro-ind.																
Biogaz	15	6.747	4	2.210	6	3.061					12	5.099	2	1.345	14	5.922
RSU																
funghi																
deiezioni animali							6	660	1	954	1	100				
culture e rifiuti agro-ind.																
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	0	0	15	6.747	4	2.210	12	3.741	1	954	13	5.199	2	1.345	14	5.922
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da impianti																
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+biogas da RSU																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali																
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + B) + C)	0	0	22	9.055	4	2.210	18	6.398	12	3.973	19	6.902	2	1.345	15	6.922

Tabella PG C2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)	Numero efficiente sezioni	Potenza lorda (kW)
Combustibili												
Carbone												
Gasolio	7	355	5	1.540			1	67	1	100		
Altro combustibile	1	355										
Altri combustibili												
Gas naturale												
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	8	711	5	1.540	0	0	1	67	1	100	0	0
Policombustibili												
altri combustibili+carbone+olio combustibile												
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile												
gas di petrolio liquefatto+gas di raffineria+olio combustibile												
gas di raffinazione+olio combustibile												
gas naturale+altri combustibili gassosi												
gas naturale+gas residui di processi chimici												
gas naturale+gasolio												
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore												
1	1	600										
AT TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	9	1.311	5	1.540	0	0	1	67	1	100	0	0
Biomasse e rifiuti												
<i>Scarti</i>												
RSU	1	752										
culture e altri rifiuti agro-ind.												
<i>Biogas</i>												
RSU	5	4.503	6	3.055	4	1.413	6	3.467				
fanghi												
deiezioni animali												
culture e rifiuti agro-ind.					2	440						
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU												
BT TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	9	5.255	6	3.055	6	1.853	6	3.467	0	0	0	0
Policombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da fanghi												
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+biogas da RSU												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali												
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali												
(C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + (B) + (C)	18	6.566	11	4.595	6	1.853	7	3.534	1	100	0	0

Tabella PG C3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di energia elettrica	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone													0	0
Gasolio	1	648							3	500			40	8.933
Oilto combustibile													1	356
Altri combustibili													0	0
Gas naturale													7	3.534
Gas da estrazione													0	0
Gas da cokeria													0	0
Gas da petrolio liquefatto													0	0
Gas da residui di processi chimici													0	0
Altri combustibili gassosi													0	0
Totale	1	648	0	0	0	0	0	0	3	500	0	0	48	12.753
Policombustibili														
altri combustibili+carbone+oilto combustibile													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici+oilto combustibile													0	0
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinerie+oilto combustibile													0	0
gas di raffinazione+oilto combustibile													0	0
gas naturale+altri combustibili gassosi													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici													0	0
gas naturale+gasolio													0	0
gas naturale+oilto combustibile													0	0
gas residui di processi chimici+oilto combustibile													0	0
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore													3	2.100
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	1	648	0	0	0	0	0	0	3	500	0	0	51	14.853
Biomasse e rifiuti														
Solidi													1	752
RSU													0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.													0	0
Biogass	5	3.151	7	4.508			1	601					90	45.082
RSU													0	0
fanghi													0	0
deiezioni animali													8	1.734
culture e rifiuti agro-ind.													2	440
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU														
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	5	3.151	7	4.508	0	0	1	601	0	0	0	0	101	48.098
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU													0	0
gas naturale+biogas da fanghi													0	0
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+biogas da RSU													0	0
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+oilto combustibile+biogas da culture e rifiuti													0	0
gas naturale+oilto combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+oilto combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (A) + B) + C)	6	3.799	7	4.508	0	0	1	601	3	500	0	0	152	62.951

Tabella PG D1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla sola produzione di en. elettrica	Valle d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			E. Romagna		
	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)				
		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete		Consumata in loco	Ingressa in rete	Consumata in loco	Ingressa in rete	
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Carbone astero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gasolio	0	0	82	0	0	82	0	0	0	0	0	627	99	528	1.050	620	207	0	0	0	0	0		
Chia combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas naturale	0	0	2.534	0	0	2.533	0	0	3.399	260	3.009	0	0	0	302	391	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas di raffinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Totale	0	0	2.616	0	0	2.553	0	0	3.400	260	3.009	627	99	528	1.451	1.212	207	0	0	0	0	0		
Altra fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.547		
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	2.616	0	0	2.553	0	0	4.249	260	3.508	627	99	528	1.451	1.212	207	0	0	0	3.029	0		
Biomasse e rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Solidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
colture e altri rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Biossido	0	0	21.650	1.810	19.093	4.107	0	4.023	13.627	0	13.512	0	0	0	12.884	0	12.092	5.935	1.953	3.923	27.166	74	25.597	
Inceneritori	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	1.329	926	350	5.515	47	4.967	472	336	117	0	0	0	0	0		
colture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						

Tabella PG D3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

[illegible]

Tabella PG E1 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte, Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio			6	3.350	2	860	6	2.774	7	2.801	2	350			2	640
Olio combustibile							1	160								
Altri combustibili							2	430								
Gas naturale	28	13.693	1	345		345	27	9.613	4	485	31	11.795	6	1.936	24	8.075
Gas da cokeria																
Gas da petrolio liquefatto									1	539						
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	32	17.043	3	1.005	36	12.967	12	4.204	33	12.135	6	1.936	26	8.715
Poli combustibili																
Altri combustibili carboni+olio combustibile																
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile																
gas di petrolio liquefatto+gas di raffinazione+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
gas naturale+altri combustibili gassosi																
gas naturale+gas residui di processi chimici																
gas naturale+gasolio							2	1.550								
gas naturale+olio combustibile																
gas residui di processi chimici+olio combustibile																
Totale	0	0	0	0	0	0	2	1.550	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore																
P2) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	0	0	32	17.043	3	1.005	36	14.517	12	4.204	33	12.135	6	1.936	26	8.715
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU																
culture e altri rifiuti agro-ind.							1	350			1	280				
Biogas	1	800	1	230							2	590			1	202
RSU			1	208											2	360
fanghi																
deiezioni animali							4	1.904	1	160						
culture e rifiuti agro-ind.																
Poli comb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU	1	800	2	438	0	0	5	2.254	1	160	3	1.270	0	0	3	562
P3) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI																
Poli combustibili ibridi																
Gas naturale+RSU							1	1.000							2	400
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+biogas da RSU											1	600				
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali																
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali							1	303								
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali																
P4) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	2	1.303	0	0	1	600	0	0	2	400
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	1	800	34	17.481	3	1.005	45	18.074	13	4.364	37	14.005	6	1.936	31	9.677

Tabella PG E2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili												
Carbone												
Gasolio					2	900			1	80		
Olio combustibile												
Altri combustibili												
Gas naturale	20	10.713	2	80	3	1.545	2	400				
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	20	10.713	2	80	5	2.445	2	400	1	80	0	0
Policombustibili												
gas naturale+carbone+olio combustibile												
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile												
gas naturale+olio combustibile+gas di raffinazione+olio combustibile												
gas di raffinazione+olio combustibile												
gas naturale+altri combustibili gassosi												
gas naturale+gas residui di processi chimici												
gas naturale+gasolio							1	630				
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	0	0	0	0	1	630	0	0	0	0
Altre fonti calore												
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	20	10.713	2	80	5	2.445	3	1.030	1	80	0	0
Biomasse e rifiuti												
Solidi												
RSU	1	800										
culture e altri rifiuti agro-ind.												
RSU												
Biogas												
fanghi					5	1.360						
deiezioni animali												
culture e rifiuti agro-ind.												
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU												
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	1	800	0	0	5	1.360	0	0	0	0	0	0
Policombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da fanghi												
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+biogas da RSU												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali												
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali												
C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	21	11.513	2	80	10	3.805	3	1.030	1	80	0	0

Tabella PG E3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte. sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone													0	0
Gasolio													29	11.935
Gas naturale							1	390					1	160
Altri combustibili													2	420
Totale combustibili	1	1.000					1	235					149	59.895
Gas da estrazione													0	0
Gas da cokeria													0	0
Gas da petrolio liquefatto													1	938
Gas da residui di processi chimici													0	0
Altri combustibili gassosi													0	0
Totale	1	1.000	0	0	0	0	2	615	0	0	0	0	151	73.348
Policombustibili														
Altri combustibili+carbone+olio combustibile													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici+olio combustibile													0	0
gas di raffinazione+olio combustibile													0	0
gas di raffinazione+olio combustibile													0	0
gas naturale+altri combustibili gassosi													0	0
gas naturale+gas residui di processi chimici													0	0
gas naturale+gasolio													0	0
gas naturale+olio combustibile													3	2.180
gas residui di processi chimici+olio combustibile													0	0
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2.180
Altre fonti calore													0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	1	1.000	0	0	0	0	2	615	0	0	0	0	154	75.528
Biomasse e rifiuti														
Solidi													1	800
RSU													2	2.060
culture e altri rifiuti agro-ind.			1	850									2	2.060
Biogas													2	410
RSU													2	410
fanghi													15	4.419
deiezioni animali													0	0
culture e rifiuti agro-ind.													0	0
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU													0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	0	0	1	850	0	0	0	0	0	0	3	635	25	9.129
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU													0	0
gas naturale+biogas da fanghi													3	1.400
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+biogas da RSU													1	600
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali													1	303
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
gas naturale+olio combustibile+biogas da culture e rifiuti agroindustriali+culture e rifiuti agroindustriali													0	0
C) TOTALE IBRIDI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	2.303
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B) + C)	1	1.000	1	850	0	0	2	615	0	0	3	635	214	86.960

Tabella PG F2 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di en. elettrica e termica	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete		Consumata in loco	Imnessa in rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone estero	0	0	0	0	0	0	2.323	2.218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oilto combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	25.037	17.775	6.683	281	275	0	2.513	913	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di raffinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	25.037	17.775	6.683	281	275	0	4.836	3.132	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	25.037	17.775	6.683	281	275	0	4.836	3.132	1.524	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0
Biomasse e rifiuti	3.642	0	3.536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solidi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e altri rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	3.642	0	3.536	0	0	0	9.161	0	8.733	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI A) + B)	28.679	17.775	10.220	281	275	0	13.997	3.132	10.257	1.101	675	323	0	0	0	0	0	0

Tabella PG F3 – Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di PG in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di en. elettrica e termica	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna			Italia		
	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete		Consumata in loco	In rete
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Carbone estero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gasolio	0	0	0	0	0	0	530	4	0	526	4	0	0	0	0	15.336	10.132	4.690	0	0	
Oilco combustibile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.006	1.002	0	0	0	
Altri combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	216	89	111	0	0	
Gas naturale	3.804	3.753	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	149.935	113.804	31.018	0	0	
Gas da estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da petrolio liquefatto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas da residui di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altri combustibili liquosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.947	5.947	0	0	0	
Altri combustibili gassosi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas di raffinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totale	3.804	3.753	0	0	0	0	532	4	527	4	0	0	0	0	0	172.440	130.994	35.809	0	0	
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3) TOTALE COMBUSTIBILI NON RINNOVABILI	3.804	3.753	0	0	0	0	532	4	527	4	0	0	0	0	0	172.440	130.994	35.809	0	0	
Biomasse e rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.942	0	3.556	0	0	
Solidi RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.134	692	1.432	0	0	
culture e altri rifiuti agro-ind.	0	0	1.250	0	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.161	1.569	7.517	0	0	
Biogas RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.569	1.569	0	0	0	
fanghi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.696	1.513	14.396	0	0	
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3) TOTALE COMBUSTIBILI RINNOVABILI	0	0	1.250	0	1.250	0	0	0	0	0	0	0	1.696	1.042	653	33.494	5.316	28.881	0	0	
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE UTILIZZANTI COMBUSTIBILI (E)	3.804	3.753	0	1.250	0	1.250	0	0	532	4	0	0	1.696								

Tabella PG G1 — Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di PG in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica																
Combustione interna																
Turbina a gas			22	9.055	4	2.210	17	5.898	11	3.019	19	6.902	2	1.345	14	5.922
Condensazione									1	954						
Turboespansore							1	500							1	1.000
Ciclo combinato																
Altro genere																
A) TOTALE	0	0	22	9.055	4	2.210	18	6.398	12	3.973	19	6.902	2	1.345	15	6.922
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Combustione interna con prod. calore			31	15.041	3	1.005	38	14.191	8	2.825	35	13.105	5	1.586	29	8.677
Turbina a gas con prod. calore			3	2.440					1	28			1	350	2	1.000
Condensazione e spillamento											2	900				
Contropressione con prod. calore	1	800					6	3.363	3	936						
Ciclo combinato con prod. calore							1	520	1	575						
B) TOTALE	1	800	34	17.481	3	1.005	45	18.074	13	4.364	37	14.005	6	1.936	31	9.677
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	1	800	56	26.536	7	3.215	63	24.472	25	8.337	56	20.907	8	3.281	46	16.599

Tabella PG G2 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di PG in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica												
Combustione interna	17	5.966	11	4.595	6	1.853	7	3.534	1	100		
Turbina a gas												
Condensazione												
Turboeppansore	1	600										
Ciclo combinato												
Ciclo combinato												
A) TOTALE	18	6.566	11	4.595	6	1.853	7	3.534	1	100	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Combustione interna con prod. calore	19	10.333	2	90	10	3.805	2	400				
Turbina a gas con prod. calore	1	380										
Condensazione e spillamento	1	800										
Contropressione con prod. calore							1	630	1	80		
Ciclo combinato con prod. calore												
B) TOTALE	21	11.513	2	90	10	3.805	3	1.030	1	80	0	0
TOTALE TERMoeLETTRICO A) + B)	39	18.079	13	4.685	16	5.658	10	4.564	2	180	0	0

Tabella PG G3 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di PG in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica														
Combustione interna	6	3.799	7	4.508			1	601	3	500			148	59.807
Turbina a gas													1	954
Condensazione													0	0
Turboepsansore													3	2.100
Ciclo combinato													0	0
Ciclo combinato													0	0
A) TOTALE	6	3.799	7	4.508	0	0	1	601	3	500	0	0	152	62.861
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Combustione interna con prod. calore							2	615			2	500	186	72.173
Turbina a gas con prod. calore													8	4.198
Condensazione e spillamento													3	1.700
Contropressione con prod. calore	1	1.000	1	850									14	7.659
Ciclo combinato con prod. calore											1	135	3	1.230
B) TOTALE	1	1.000	1	850	0	0	2	615	0	0	3	635	214	86.960
TOTALE TERMEOELETRICO A) + B)	7	4.799	8	5.358	0	0	3	1.216	3	500	3	635	366	149.821

Tabella PG H2 – Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di PG in Italia centrale (produzione lorda e netta)

Toscana		Marche				Umbria				Lazio				Abruzzo				Molise			
En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]		En. elettrica [MWh]			
Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta	En. termica [MWh]	Prod. lorda	Prod. netta		
																				Consumata in loco	Immissione in rete
19.089	17.240	0	13.977	892	12.434	0	12.242	0	15.833	9	15.705	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
19.121	17.272	0	13.977	892	12.434	0	12.242	0	15.833	9	15.705	0	0	0	0	0	0	0	0		
A) TOTALE																					
Produzione combinata di en. elettrica e termica																					
25.037	17.775	6.663	76.769	281	275	0	169	13.997	3.132	26.799	1.101	575	323	1.208	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3.642	3.558	51.885	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
28.979	17.775	10.240	136.484	281	275	0	169	13.997	3.132	10.267	26.799	1.101	676	323	1.208	0	0	0	0		
B) TOTALE																					
Produzione termoelettrica con prod. calore																					
47.690	19.168	27.482	136.484	14.268	1.168	12.434	169	26.246	3.132	22.108	26.799	16.934	684	16.028	1.208	0	0	0	0		
C) TOTALE TERMICO (A+B)																					

Tabella PG I — Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di PG in Italia (numero di impianti e potenza efficiente lorda)

	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
Impianti idroelettrici	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Serbatoio			1	254	4	2.375	2	1.930	1	620	1	290				
Bacino			1	195					2	291						
Fluente	20	7.886	256	104.344	21	9.560	130	57.864	248	72.121	127	39.143	87	26.534	31	10.136
Pompaggio misto																
Totale idroelettrico	20	7.886	258	104.793	25	11.935	132	59.794	251	73.032	128	39.433	87	26.534	31	10.136

	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
Impianti idroelettrici	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Serbatoio	1	200										
Bacino	56	19.896	70	25.961	11	5.110	26	10.444	21	9.140	13	7.706
Fluente												
Pompaggio misto												
Totale idroelettrico	57	20.096	70	25.961	11	5.110	27	10.784	21	9.140	13	7.706

	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna	
Impianti idroelettrici	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)	Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
Serbatoio												
Bacino												
Fluente	11	3.115			3	1.742	7	2.520	1	950	1	812
Pompaggio misto												
Totale idroelettrico	11	3.115	0	0	3	1.742	7	2.520	1	950	1	812

Totale Italia		Numero impianti	Potenza eff. lorda (kW)
		9	5.469
		5	1.026
		1.140	414.984
		0	0
		1.154	421.479

Tabella PG J – Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di PG in Italia (produzione lorda e netta)

	Valle d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			E. Romagna		
	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)	Produzione e lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Immissione in rete (MWh)			
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																								
Saracalio	0	0	0	946	70	843	2.558	70	2.481	692	0	153	2.218	0	2.209	497	0	497	0	0	0	0		
Bacino	0	0	0	42	0	41	0	0	0	0	0	0	1.002	39	956	0	0	0	0	0	0			
Fiavente	29.951	524	29.132	373.305	25.678	340.825	19.933	599	18.999	188.610	20.388	164.102	287.290	20.862	263.620	163.825	7.309	153.833	9.529	93.660	25.492	3.593		
Pompaaggio misto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Totale idroelettrico	29.951	524	29.132	374.285	25.748	341.708	22.491	668	21.479	189.302	20.388	164.295	290.510	20.902	266.766	164.323	7.309	154.330	9.529	93.660	25.492	3.593		
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																								
Saracalio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Bacino	341	0	336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Piemonte	42.376	599	40.805	98.695	6.979	87.971	19.235	13	18.923	31.954	137	31.130	29.263	802	28.103	24.842	0	24.301	0	0	0	0		
Pompaaggio misto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Totale idroelettrico	42.667	599	41.141	98.695	6.979	87.971	19.238	13	18.923	32.383	137	31.538	29.263	802	28.103	24.842	0	24.301	0	0	0	0		
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica																								
Saracalio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			

Totale Italia		
Produzione e lorda (MWh)	140	6.223
Consumata in loco (MWh)	1.604	40
Immissione in rete (MWh)	1.463.741	97.011
Totale	1.472.457	97.151

Sicilia		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0

Sicilia		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0

Calabria		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0

Basilicata		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0

Puglia		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0

Sicilia		
Produzione e lorda (MWh)	0	0
Consumata in loco (MWh)	0	0
Immissione in rete (MWh)	0	0
Totale	0	0