

SENATO DELLA REPUBBLICA

XV LEGISLATURA

**Doc. CCXXX
n. 1**

RELAZIONE

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

(Anno 2004)

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

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

(ORTIS)

Comunicata alla Presidenza il 31 luglio 2006



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Deliberazione 25 luglio 2006, 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 PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 25 luglio 2006

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il documento "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico" predisposto dalla Direzione Energia elettrica" (di seguito: Monitoraggio) (*Allegato A*).

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 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 microgenerazione e ad inviare una relazione, sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico), al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata;
- il Monitoraggio evidenzia:
 - a) lo stato di diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione in Italia relativamente all'anno 2004;
 - 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) gli effetti che la predetta diffusione può comportare sul sistema elettrico e sul sistema del gas naturale;
 - d) le necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria che l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione comporta;
- il Monitoraggio evidenzia altresì che attualmente i dati disponibili sulla generazione distribuita e sulla microgenerazione non risultano immediatamente estraibili da un unico sistema informativo e che, pertanto, è necessario disporre di un archivio unico contenente i dati relativi agli impianti di generazione distribuita e di

microgenerazione anche al fine di condurre valutazioni, al momento non effettuabili, sull'efficienza dei predetti impianti;

- il Monitoraggio evidenzia l'opportunità che l'archivio unico di cui al precedente alinea sia organizzato e gestito dalla società Terna Spa (di seguito: Terna) anche al fine di consentire all'Autorità di sviluppare e di aggiornare negli anni successivi il predetto Monitoraggio.

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 e alla microgenerazione secondo quanto evidenziato nel Monitoraggio;
- disporre 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 di cui all'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04;
- 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 e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico" predisposto dalla Direzione Energia Elettrica dell'Autorità ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04 e allegato (*Allegato A*) alla presente deliberazione di cui è parte integrante e sostanziale;
2. di disporre 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 di cui all'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Energia Elettrica dell'Autorità per lo svolgimento delle analisi finalizzate all'attuazione di interventi di competenza dell'Autorità attinenti alla generazione distribuita e alla microgenerazione e dei necessari approfondimenti in materia, ivi incluse le valutazioni sull'efficienza dei predetti impianti, nonché per la definizione degli indirizzi necessari alla costituzione dell'archivio di cui al precedente punto 2.;
4. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, al Ministro dell'Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento, secondo quanto previsto dall'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04;
5. di trasmettere il presente provvedimento a Terna;
6. di pubblicare il presente provvedimento nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

25 luglio 2006

Il Presidente: Alessandro Ortis



**MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI
GENERAZIONE DISTRIBUITA E DI MICROGENERAZIONE.
EFFETTI DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL SISTEMA
ELETTRICO**

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 microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita 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 e della microgenerazione in Italia relativamente all'anno 2004;*
- 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) gli effetti che la predetta diffusione può comportare sul sistema elettrico;*
- d) le necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria che l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione comporta.*

L'obiettivo principale che si intende perseguire con la presente analisi è quello di definire un quadro della situazione attuale in Italia circa l'evoluzione della GD e della MG che possa costituire il punto di partenza per analisi più approfondite.

La presente relazione è stata predisposta dalla Direzione Energia elettrica, i dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della generazione distribuita e della microgenerazione nel territorio italiano sono stati forniti dall'Ufficio Statistiche della società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, le analisi dei dati puntuali e le considerazioni tecniche sono state svolte con il supporto della società Cesi Ricerca Spa.

SOMMARIO

Executive summary

1. **Introduzione**
2. **Definizione di generazione distribuita e di microgenerazione nel contesto nazionale**
3. **Analisi delle tecnologie utilizzate negli ambiti della generazione distribuita e della microgenerazione**
4. **Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita e alla microgenerazione nell'anno 2004 in Italia**
5. **Attuale quadro normativo e regolatorio nazionale applicabile alla generazione distribuita e alla microgenerazione**
6. **Analisi delle interazioni tra la generazione distribuita, la microgenerazione e la rete elettrica**

Appendice - dati relativi alla generazione distribuita e alla microgenerazione nell'anno 2004 in Italia

EXECUTIVE SUMMARY

A. PREMESSA

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 microgenerazione (MG) e ad inviare una relazione, sugli effetti della generazione distribuita (GD) sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro delle attività produttive (ora Ministro dello sviluppo economico), al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, al Ministro dell'interno ed alla Conferenza unificata.

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

- a) lo stato di evoluzione della diffusione della GD e della MG in Italia relativamente all'anno 2004;
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla GD per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione;
- c) gli effetti che la predetta diffusione può comportare sul sistema elettrico;
- d) le necessità di sviluppo a carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria che l'eventuale progredire della diffusione della GD e della MG comporti.

L'obiettivo principale che si intende perseguire con la presente analisi è quello di definire un quadro, della situazione attuale in Italia circa lo stato e l'evoluzione della GD e della MG, che possa costituire il punto di partenza per analisi più approfondite.

B. DEFINIZIONE DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

Dall'analisi delle diverse definizioni di GD in ambito internazionale, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale e delle caratterizzazioni della generazione distribuita è possibile dedurre che la cosiddetta GD consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto 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:

- a) 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;
- b) 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.

Per quanto riguarda gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, si osserva che in varie normative attualmente vigenti¹

¹ Si vedano in particolare (capitolo 2):

viene introdotta una soglia pari a 10 MVA al di sotto della quale sono previsti, per gli impianti di generazione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti (cfr. capitolo 2).

Da quanto sopra indicato, appare che il livello di potenza nominale di 10 MVA, già introdotto dalle normative vigenti, costituisca una soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione e alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica. Pertanto, l'introduzione di tale soglia, al di sotto della quale individuare la generazione distribuita, permette di arrivare a una definizione compatibile con l'articolo 2, comma 31, della direttiva 2003/54/CE, secondo cui la generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione.

Quindi, ai soli fini della presente relazione, è stata adottata la seguente definizione di GD (compatibile con la definizione della direttiva 2003/54/CE e con la caratterizzazione della GD che emerge dalle considerazioni sopra esposte):

Generazione distribuita (GD): *l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.*

Sottoinsieme della GD è la MG, come definita 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 elettrica non superiore a 1 MW².*

Le soglie, rispettivamente pari a 10 MVA e 1 MW, sono riferite agli impianti, come normalmente definiti dalle normative vigenti. Le sezioni, o gruppi, sono state considerate come elementi che compongono gli impianti.

C. TECNOLOGIE UTILIZZATE NEGLI AMBITI DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA E DELLA MICROGENERAZIONE

Le principali tecnologie utilizzate negli ambiti della GD e della MG sono riassunte nella seguente tabella, classificate per tipologia di produzione (termoelettrica e non).

-
- l'articolo 3, comma 1, lettera b), punto i), del decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999;
 - l'articolo 5, comma 5.1, della deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05;
 - il Codice di rete predisposto da Terna ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;
 - l'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03;
 - il comma 41 della legge n. 239/04;
 - la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05.

² A livello tecnico-industriale si definiscono minicentrali gli impianti di generazione elettrica con potenza fra 100 kW e 1000 kW e microcentrali gli impianti sotto i 100 kW.

Produzione di tipo termoelettrico			Produzione di tipo non termoelettrico
	<i>Produzione di sola energia elettrica</i>	<i>Produzione combinata di energia elettrica e di calore</i>	
Turbine a gas	Turbine tradizionali	Turbine tradizionali con recupero di calore	Impianti idroelettrici
	Microturbine	Microturbine con recupero di calore	Impianti eolici
Turbine a vapore	a condensazione	a condensazione e spillamento	Impianti fotovoltaici
	a condensazione per usi geotermoelettrici	a contropressione	Celle a combustibile
Cicli combinati	Cicli combinati semplici	Cicli combinati con recupero di calore	
Turboespansori	Turboespansori	-	
Motori a combustione interna	Motori a combustione interna semplici	Motori a combustione interna con recupero di calore	
Motori Stirling	Motori Stirling semplici	Motori Stirling con recupero di calore	

D. ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED ALLA MICROGENERAZIONE NELL'ANNO 2004 IN ITALIA

Quadro generale

Dall'analisi dei dati emerge come in Italia la produzione da GD risulti di entità rilevante, tanto che nel 2004 ha contribuito a produrre, tramite 2.481 impianti per circa 3.852 MW installati, ben 14,3 TWh (produzione lorda) ovvero circa il 5% dell'intera produzione lorda nazionale di energia elettrica (303 TWh). Inoltre all'interno della GD circa il 15% della produzione lorda (2,15 TWh) è stata prodotta tramite impianti di MG (1.437 impianti per circa 578 MW installati).

L'articolazione di questa produzione presenta delle peculiarità rispetto a quella realizzata dall'intero parco di generazione installato in Italia. Infatti, mentre nell'ambito dell'intero parco di generazione elettrica italiano la produzione lorda da impianti utilizzanti fonti rinnovabili³ è pari al 18% dell'intera produzione nazionale⁴ (figura 1), nell'ambito della GD questa percentuale sale a circa il 72% (figura 2) e cresce ulteriormente se si restringe l'analisi alla sola MG dove la produzione da fonti rinnovabili è circa il 91% della produzione lorda di energia elettrica da MG (figura 3).

³ 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 residuati 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. Pertanto, nella presente relazione, tra le fonti rinnovabili sono inclusi i rifiuti.

⁴ Nella figura 1 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 2004 è pari a circa 55,7 TWh, il 18% della produzione lorda totale.

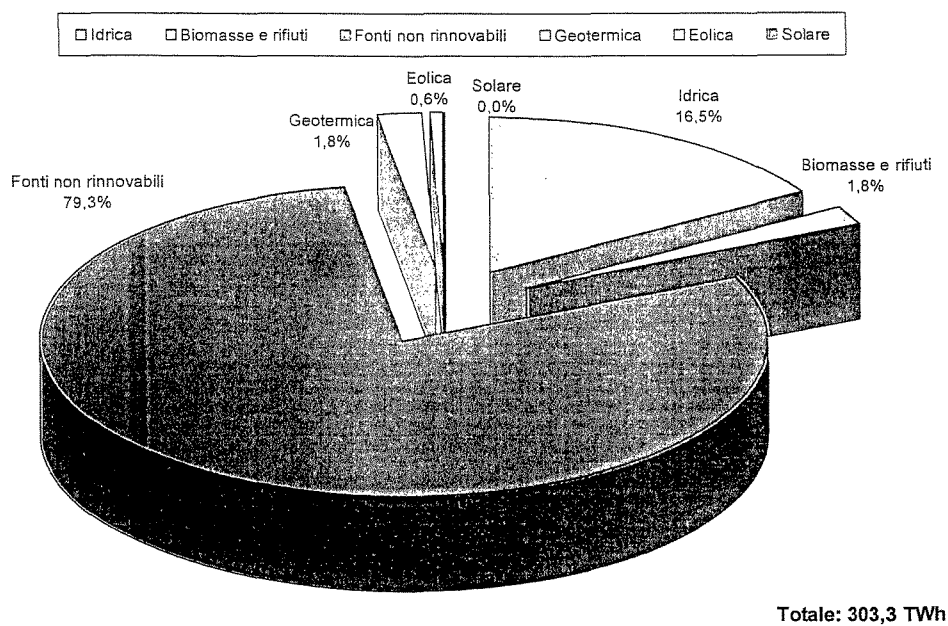


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale.

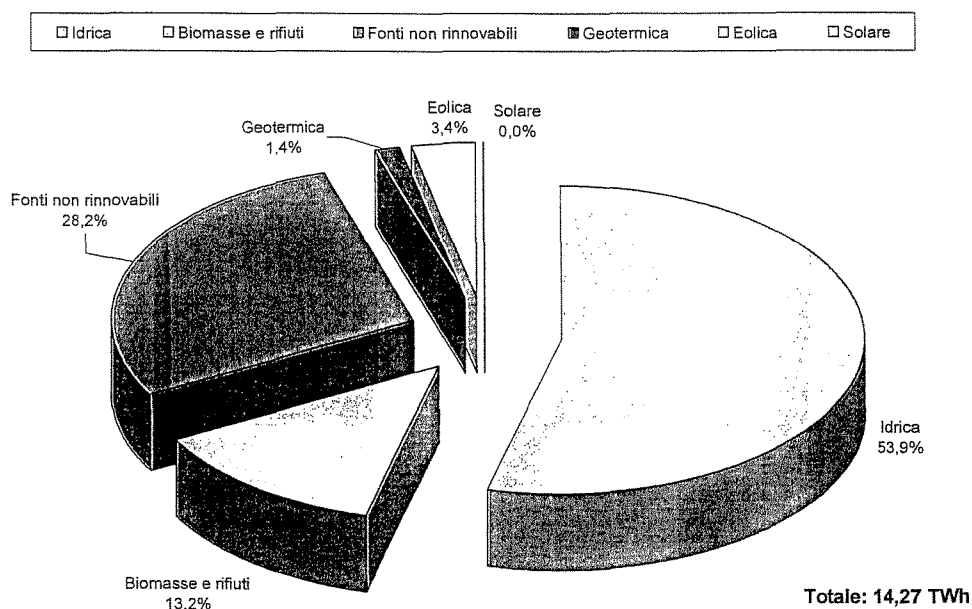


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD.

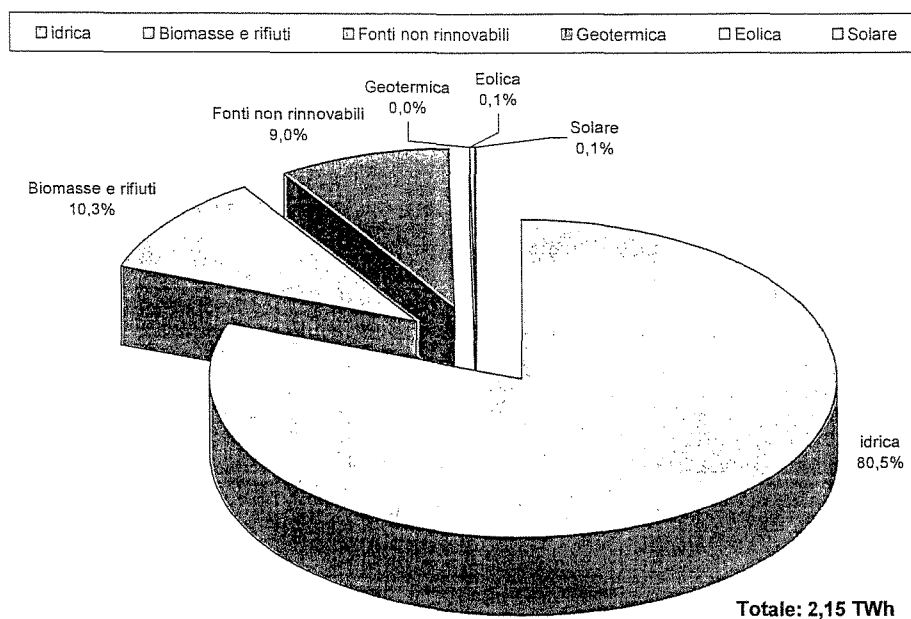


Figura 3: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della MG.

Altro aspetto caratteristico della GD e della MG rispetto al resto della produzione nazionale è l'alta percentuale di energia prodotta che viene utilizzata per l'autoconsumo. In particolare nell'ambito della GD circa il 24% della produzione lorda è **consumata in loco**, mentre il 74% di energia prodotta è immessa in rete e il restante 2% è consumata dai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Andando ad analizzare le 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 (51%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (72%), 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 (figura 4). Analogamente anche nella MG si registra un forte aumento della percentuale di energia consumata in loco passando dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili a quelli che utilizzano combustibili non rinnovabili, con percentuali prossime a quelle tipiche della GD (figura 5).

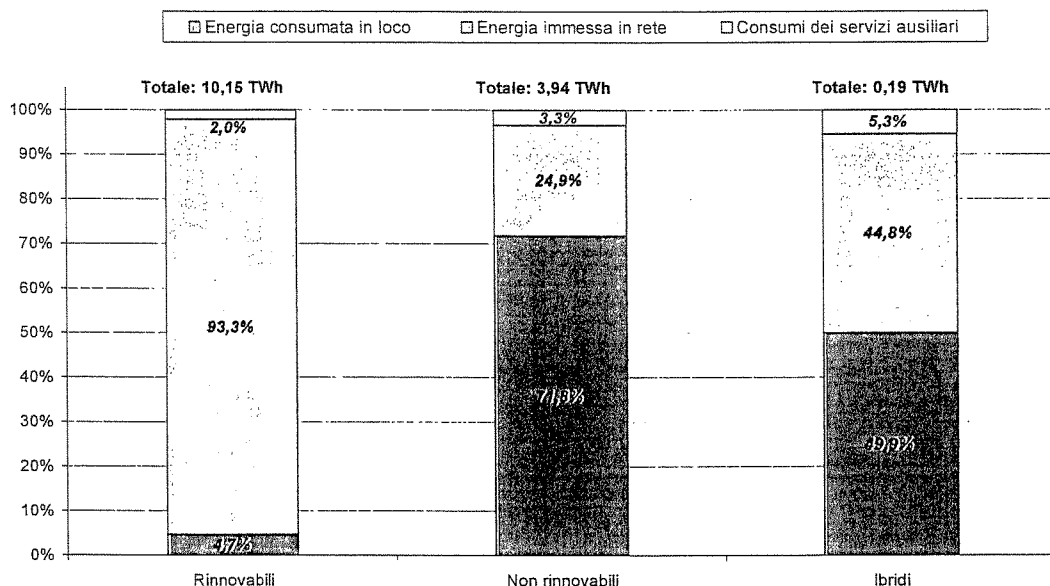


Figura 4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

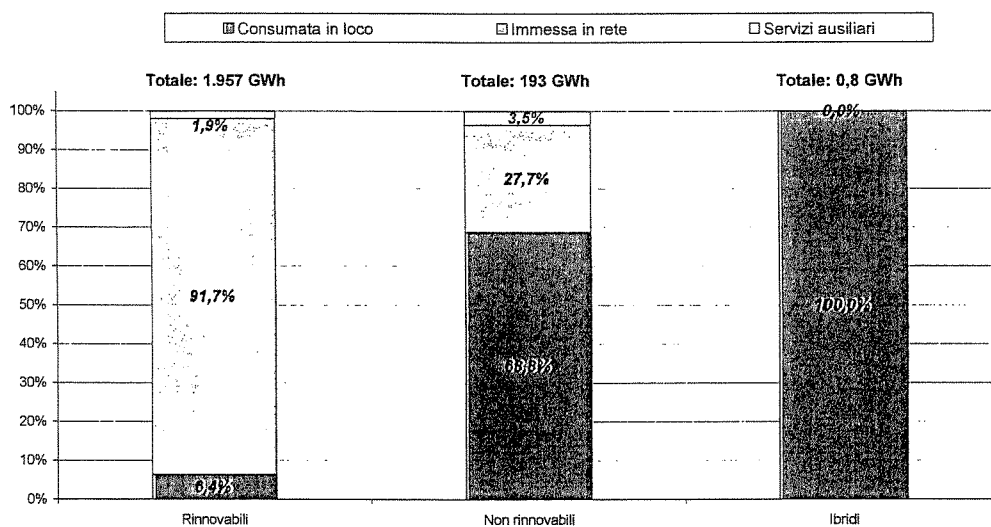


Figura 5: Ripartizione della produzione lorda da MG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

Questo quadro mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si sono sviluppate la GD e la MG 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 combustibili non rinnovabili), 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.

In quest'ottica è di fondamentale importanza analizzare la distribuzione della produzione di energia elettrica da GD e MG sul territorio (figure 6 e 7). Osservando le figure 6 e 7 si nota che gran parte della produzione da GD e MG 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.

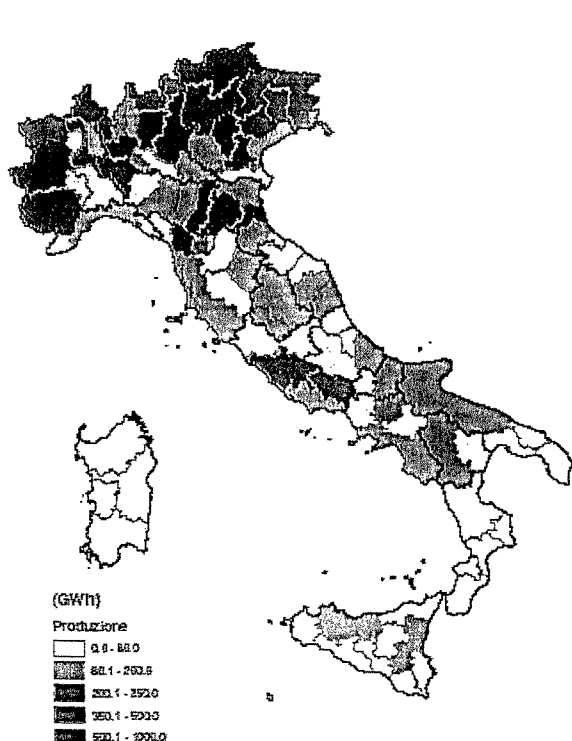


Figura 6: Dislocazione degli impianti di GD in termini di energia.

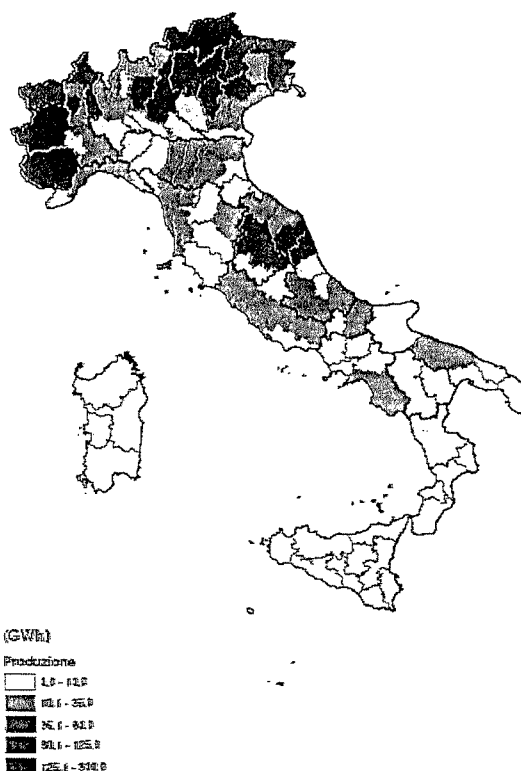


Figura 7: Dislocazione degli impianti di MG in termini di energia.

Come precedentemente evidenziato tale produzione dipende prevalentemente da impianti idroelettrici e termoelettrici la cui distribuzione sul territorio è commisurata alla disponibilità delle fonti primarie e al livello di industrializzazione del territorio. Viceversa la produzione connessa ad impianti eolici, geotermoelettrici e fotovoltaici risulta trascurabile. 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 efficiente) 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 incentivi per la sua diffusione⁵.

⁵ 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 fino a 1 MW.

Gli impianti idroelettrici nell'ambito della GD e della MG

Nell'ambito della GD circa il 52% della potenza efficiente lorda utilizza la fonte idrica (per complessivi 1.692 impianti) producendo circa 7,7 TWh di energia elettrica (circa il 54% dell'intera produzione lorda da impianti di GD ed il 15% della produzione totale italiana da impianti idroelettrici). L'idroelettrico che ricade nella GD è costituito per il 94% da impianti ad acqua fluente per lo più di taglia sotto 1 MW (circa il 71%) che producono circa 6,6 TWh pari all'86% dell'energia prodotta da idroelettrico da GD (figura 8).

L'incidenza dell'idroelettrico risulta ancor più elevata nell'ambito della MG dove contribuisce a produrre circa 1.731 GWh di energia elettrica (circa l'80% dell'intera produzione lorda da impianti di MG) attraverso 1.137 impianti per complessivi 414,5 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 98% sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 99% dell'energia idroelettrica da MG e il 22% dell'intera produzione da idroelettrico da GD, confermando che la MG 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.

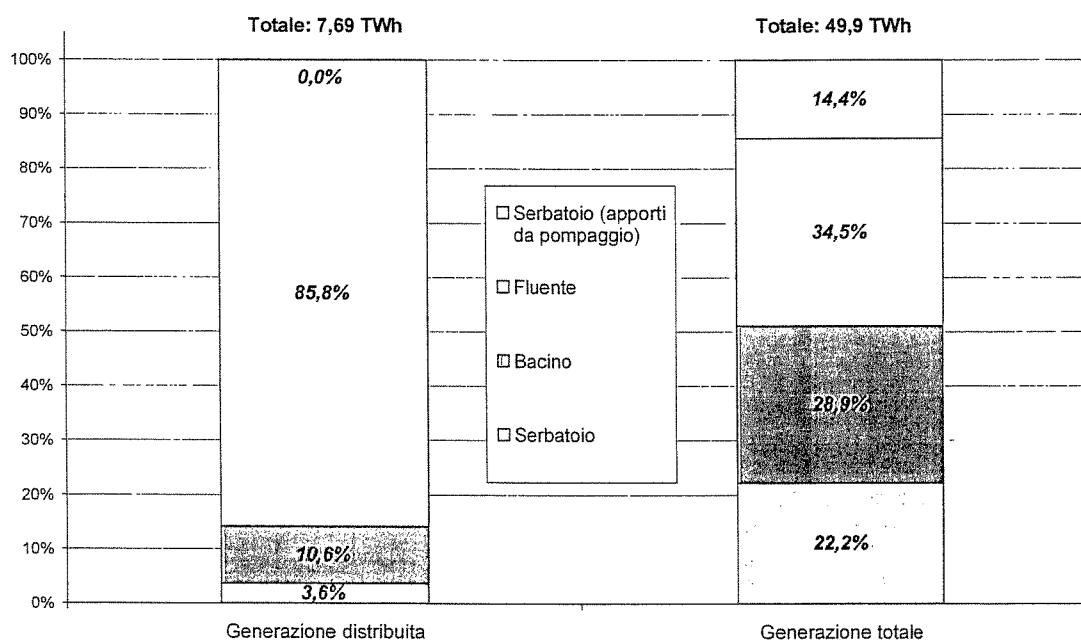


Figura 8: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale.

Passando poi ad analizzare la **distribuzione** di questi impianti **sul territorio nazionale** si nota che la produzione è fortemente concentrata lungo l'arco alpino e quindi nelle province italiane più ricche di risorse idriche (figure 9 e 10), con una progressiva e costante riduzione procedendo da nord verso sud.

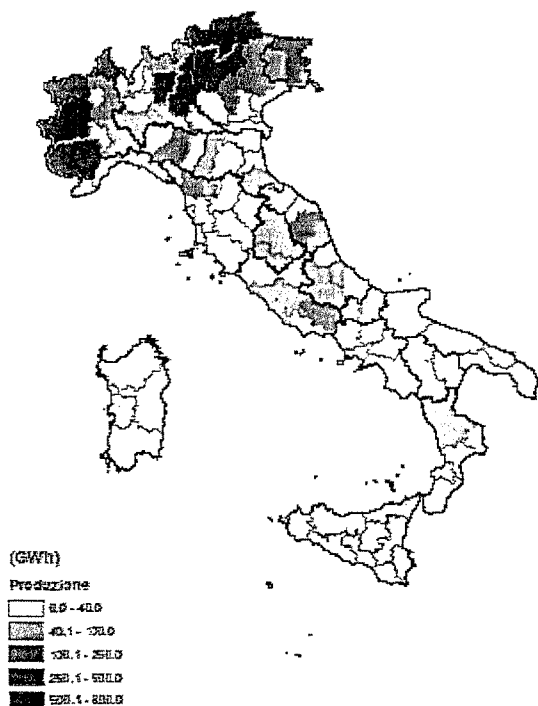


Figura 9: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia.

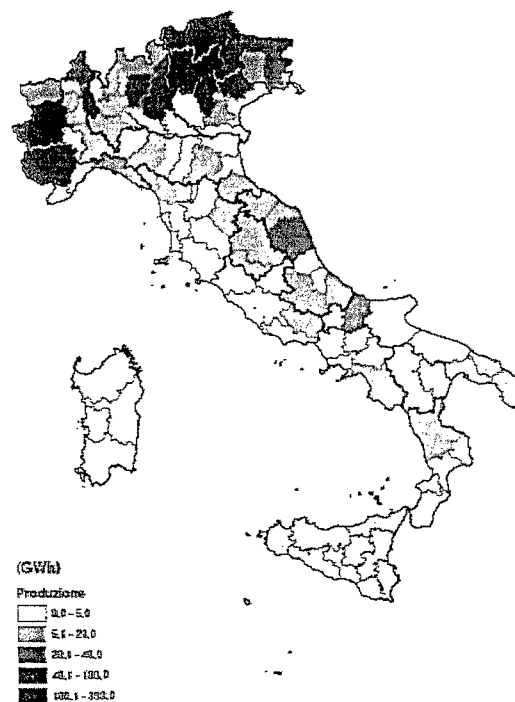


Figura 10: Dislocazione degli impianti idroelettrici di MG in termini di energia.

In particolare nel nord Italia viene prodotto circa l'82% dell'energia elettrica da idroelettrico da GD e l'84 % dell'energia idroelettrica da MG, nel centro Italia rispettivamente il 15% e il 14% e nel sud – isole rispettivamente il 3% e il 2%.

Gli impianti termoelettrici nell'ambito della GD e della MG

Analizzando il settore termoelettrico, emerge che in Italia, con riferimento al 2004, sono in esercizio 693 impianti di GD (nel complesso 1.163 sezioni termoelettriche⁶) con una potenza efficiente lorda totale pari a 1.516 MW, di cui circa 150 MW (272 impianti per complessive 363 sezioni) da MG.

Complessivamente, circa il 70% del parco termoelettrico nell'ambito della GD (percentuali riferite alla potenza efficiente lorda) 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 o rifiuti. Nell'ambito della MG, invece, quasi il 60% del parco termoelettrico è alimentato da fonti non rinnovabili, circa il 40% è alimentato da biomasse o rifiuti ed il resto può essere alimentato da fonti rinnovabili e non rinnovabili (impianti ibridi).

⁶ 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.

Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici installati in Italia nel 2004 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 32% del totale termoelettrico rinnovabile italiano, segno evidente che gran parte degli impianti di generazione elettrica utilizzando biomasse o rifiuti presentano taglie contenute.

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.

Inoltre osservando la distribuzione del termoelettrico sotto i 10 MVA in Italia ci si rende conto che lo stretto legame con il livello di industrializzazione del territorio resta valido. Infatti gran parte della produzione da termoelettrico sia nell'ambito della GD, sia della MG, è concentrata nel settentrione (più del 74% della produzione lorda da termoelettrico da GD e circa il 69% della produzione da microtermoelettrico), mentre nel centro Italia e nel sud le produzioni più cospicue risultano localizzate nelle regioni che presentano un maggiore sviluppo industriale (Toscana, Lazio, Campania e Puglia), figura 11 e figura 12.

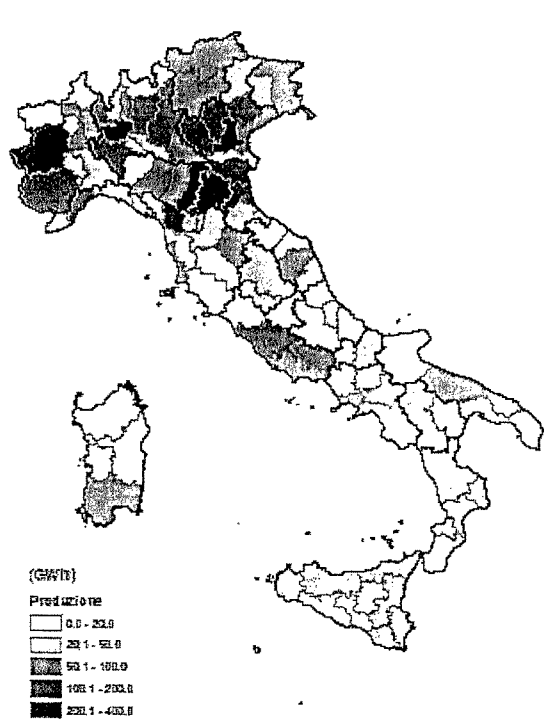


Figura 11: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in termini di energia.

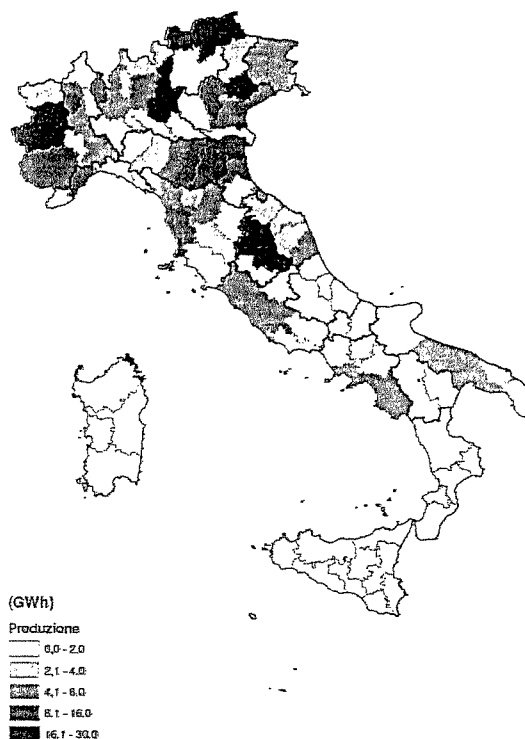


Figura 12: Dislocazione degli impianti termoelettrici di MG in termini di energia.

Considerando poi le fonti di energia primaria utilizzate per la **produzione di energia elettrica** si può osservare che dei complessivi 5,9 TWh lordi prodotti dal termoelettrico da GD circa il 61% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, il 6% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 32% utilizzando biomasse e rifiuti. Complessivamente quindi, il 68% della produzione è ottenuto tramite fonti non rinnovabili e il 32% tramite combustibili rinnovabili (figura 13).

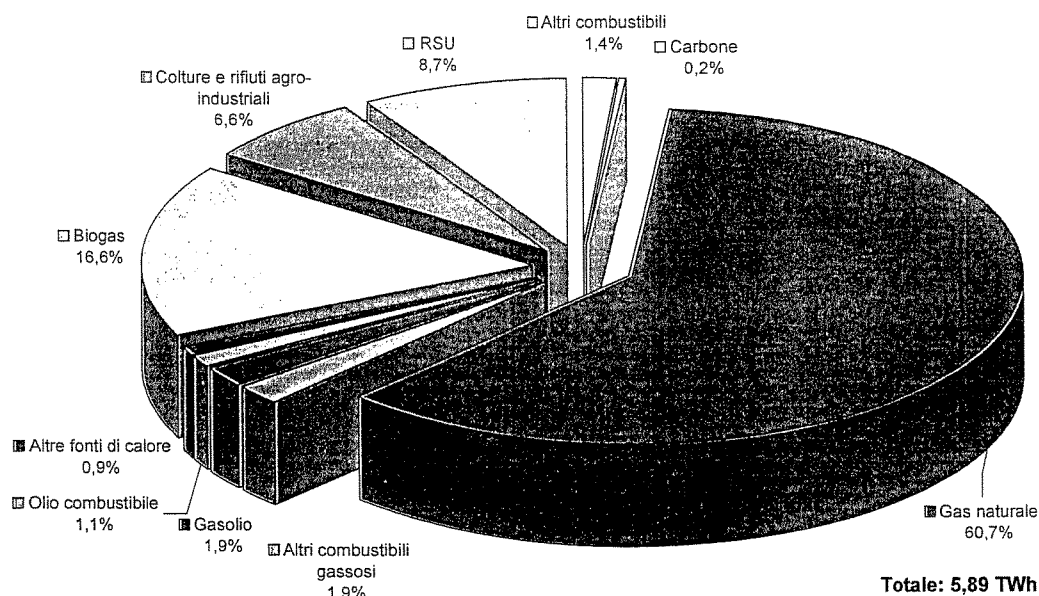


Figura 13⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico.

Queste percentuali risultano ancor più spostate verso la produzione da fonti rinnovabili nell'ambito della MG termoelettrica (figura 14). Qui infatti dei complessivi 416 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da MG circa il 37% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, quasi il 9% utilizzando altri combustibili fossili, quasi l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 53% utilizzando biomasse e rifiuti (riassumendo il 47% della produzione è ottenuto tramite fonti non rinnovabili e il 53% tramite combustibili rinnovabili).

⁷ 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 generazione distribuita sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

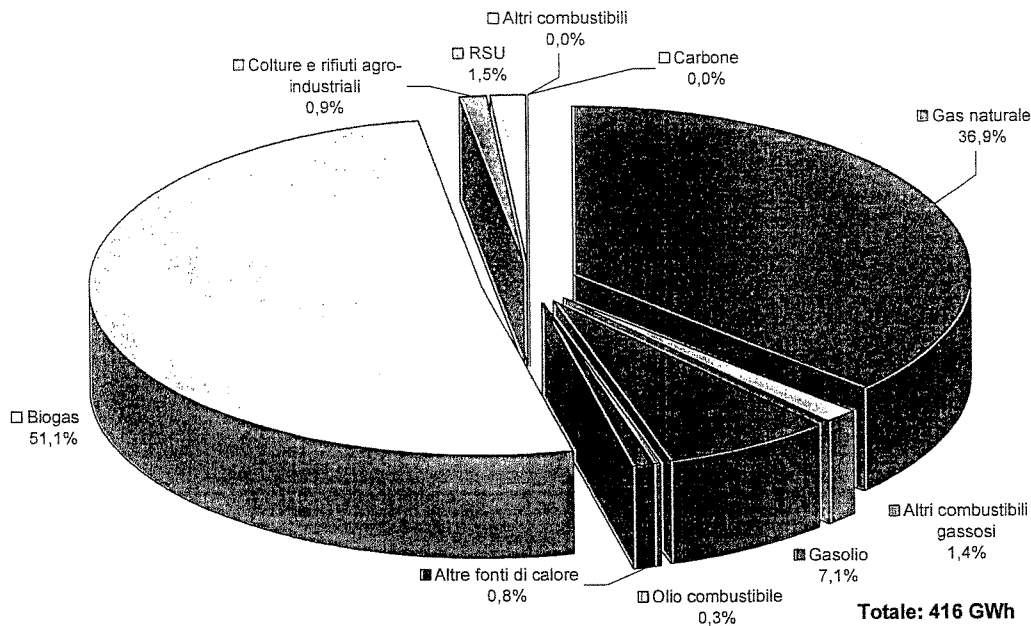


Figura 14⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG da termoelettrico.

Mix di fonti primarie, quindi, molto diversi da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove circa il 53% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 19% utilizzando altri prodotti petroliferi, il 19% utilizzando combustibili fossili (per lo più carbone), il 2% utilizzando combustibili rinnovabili (biomasse e rifiuti) ed il restante 7% utilizzando altre fonti non rinnovabili (figura 15).

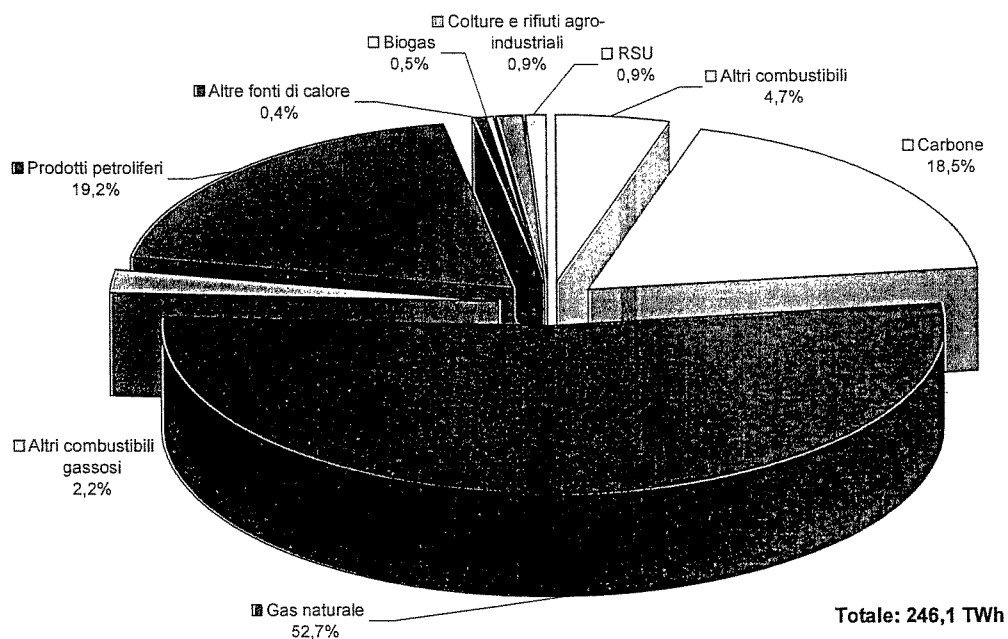


Figura 15⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale.

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.

Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica l'84% circa della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili, per lo più RSU (circa il 69% della produzione da termoelettrico da GD non combinato, di cui il 77% sottoforma di biogas), e il restante 16% è prodotto tramite altre fonti di calore (3%) e prodotti petroliferi (13%), per lo più gasolio (5%) e gas naturale (4%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (88%), per lo più gas naturale (83%), mentre i combustibili rinnovabili sono utilizzati per produrre solo il 12% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 16 e 17).

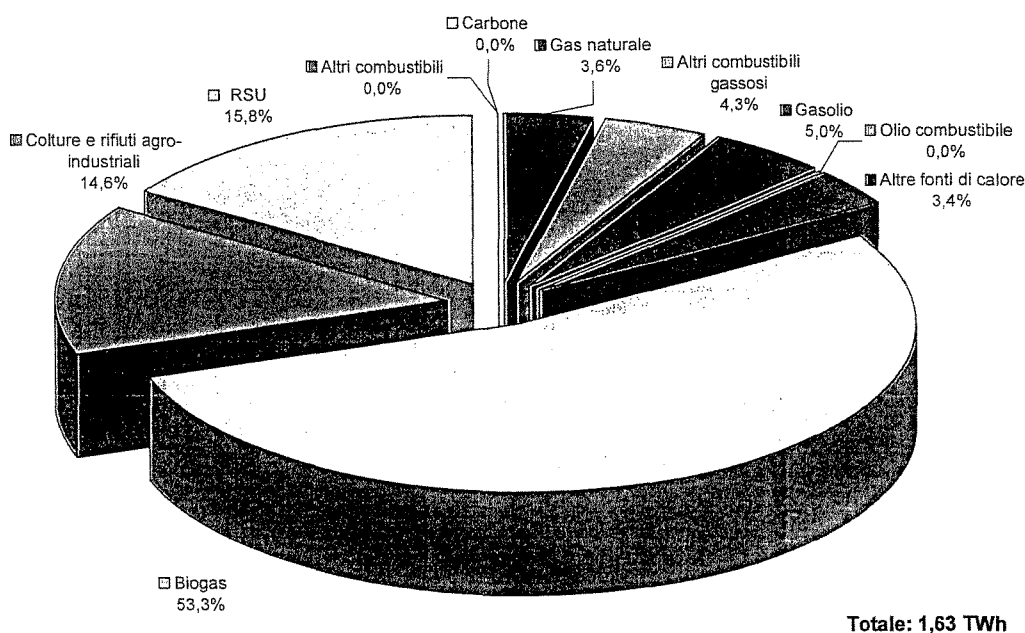


Figura 16⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico per la sola produzione di energia elettrica.

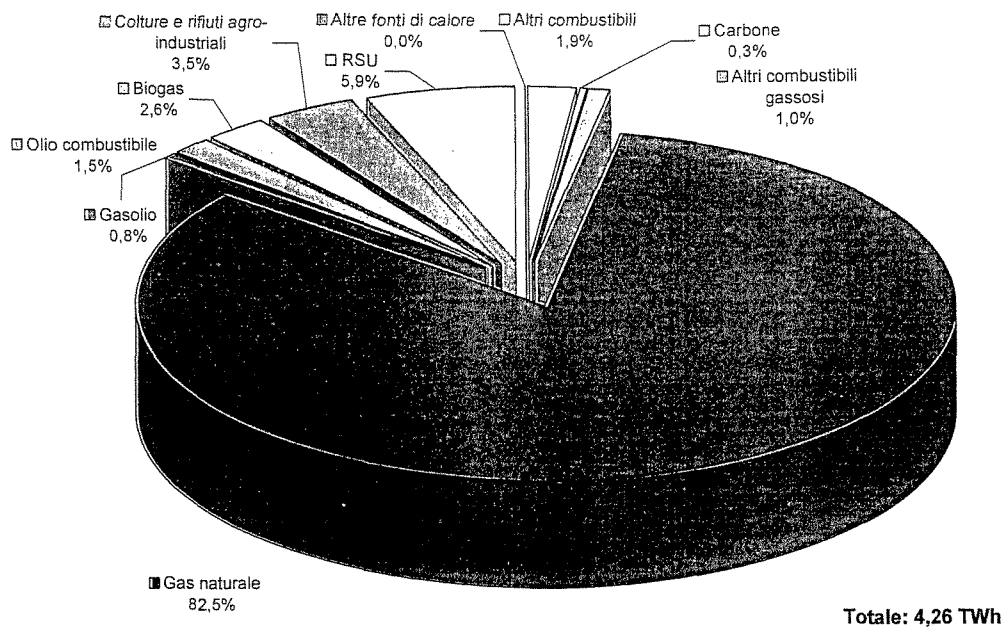


Figura 17⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Tali considerazioni vengono ulteriormente messe in evidenza considerando la sola MG da termoelettrico come si nota dalle figure 18 e 19.

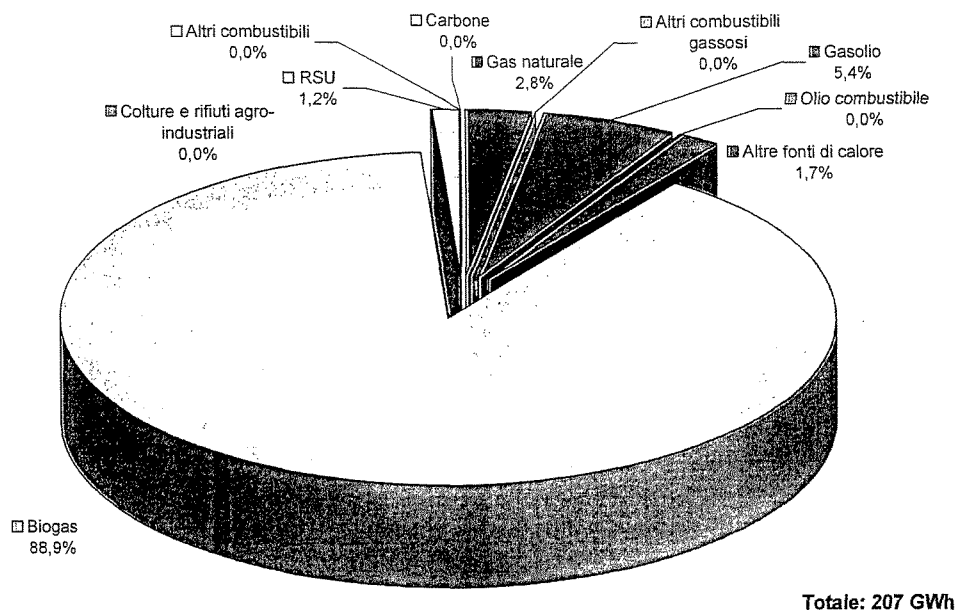


Figura 18⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG da termoelettrico per la sola produzione di energia elettrica.

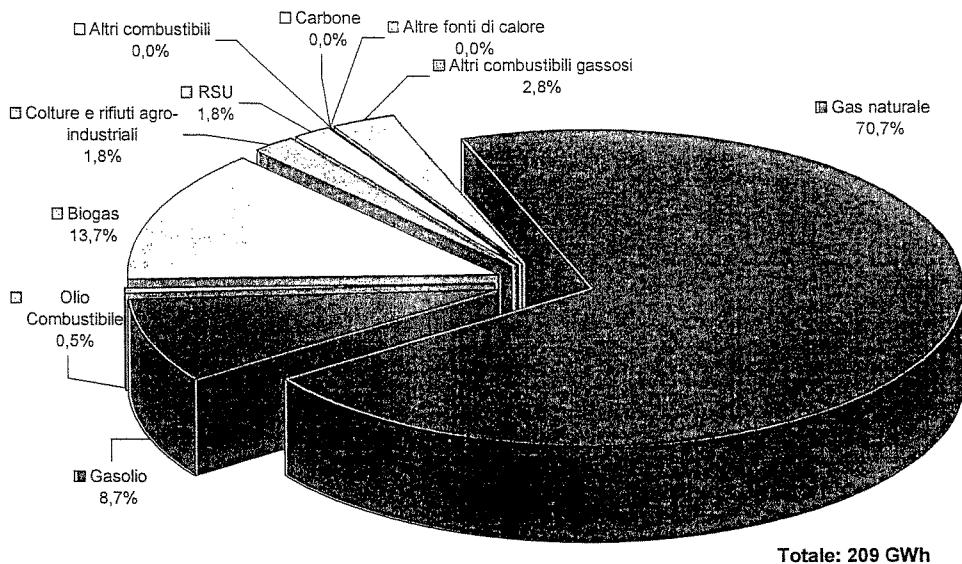


Figura 19⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG da termoelettrico per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Da quanto sopra detto si può concludere che agli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili è frequentemente associata una produzione combinata di energia elettrica e calore. Del resto dalle figure 20 e 21 emerge che nell'ambito della GD gli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore producono più del 72% dell'energia elettrica da termoelettrico da GD e più del 50% dell'energia elettrica da microtermoelettrico.

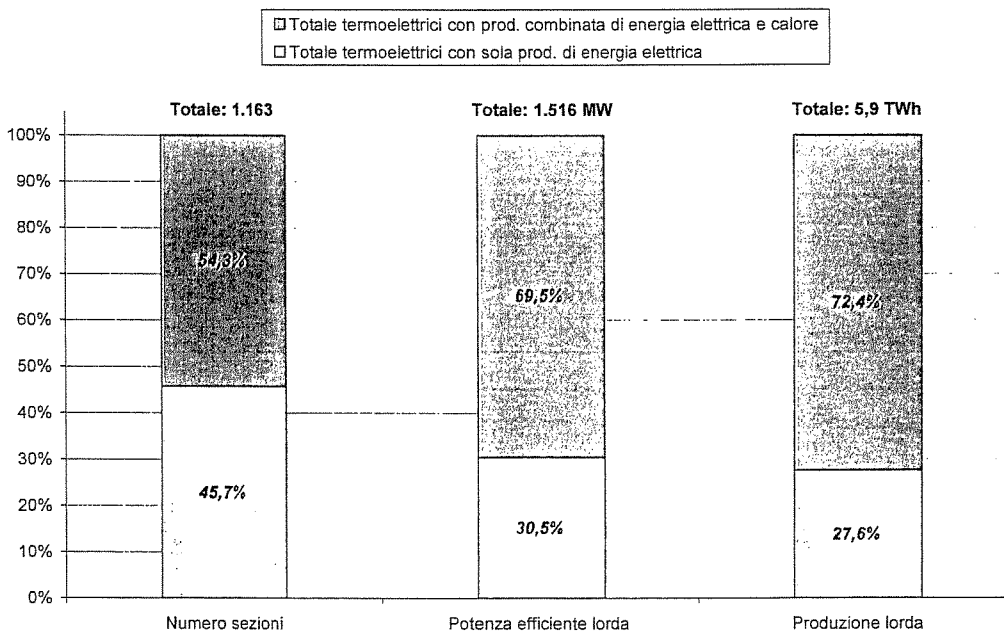


Figura 20: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD.

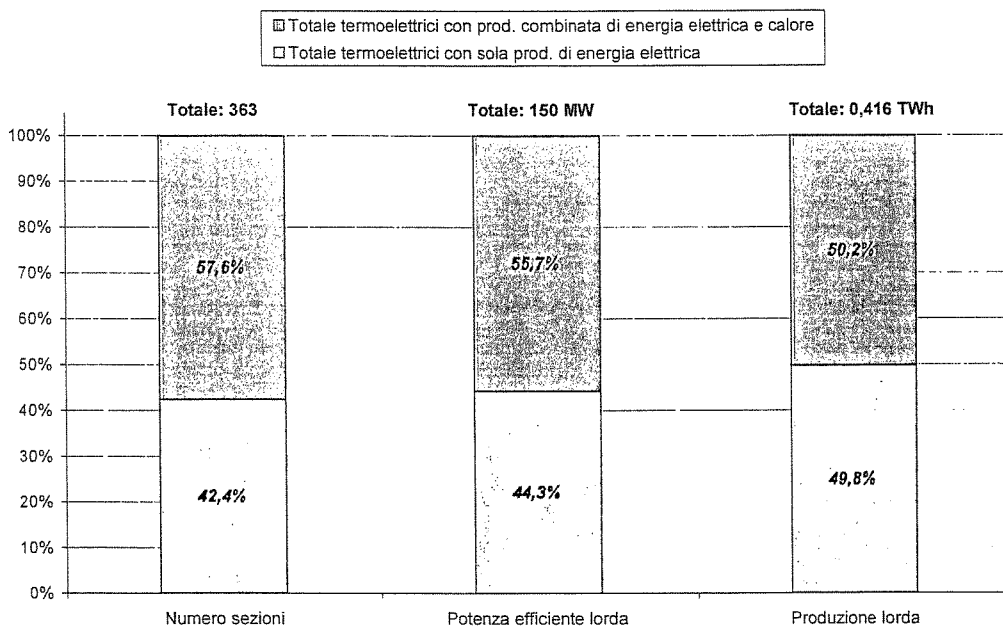


Figura 21: Impianti termoelettrici nell'ambito della MG.

Naturalmente anche le tipologie impiantistiche utilizzate risultano correlate alla presenza di produzione combinata di energia elettrica e calore. Le seguenti figure 22, 23, 24 e 25 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.

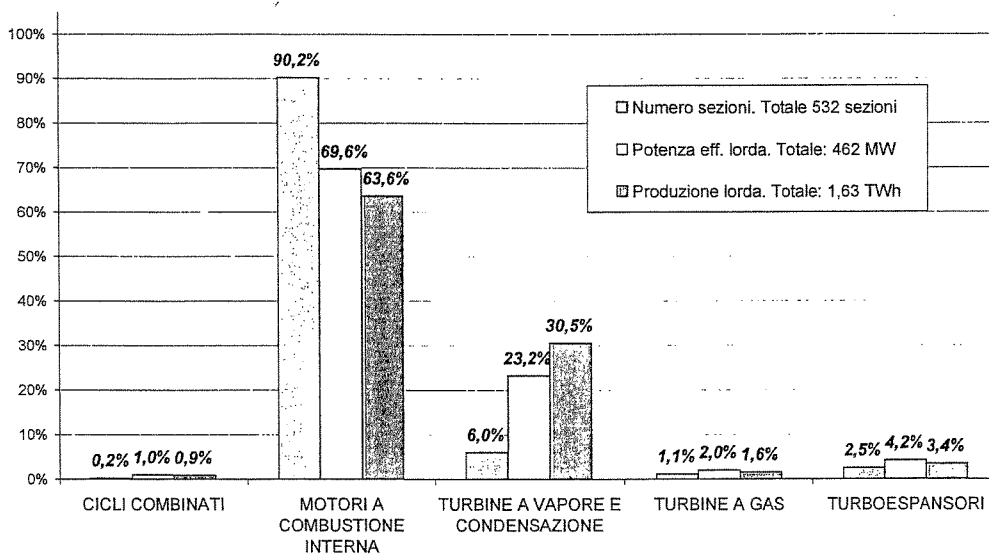


Figura 22: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD.

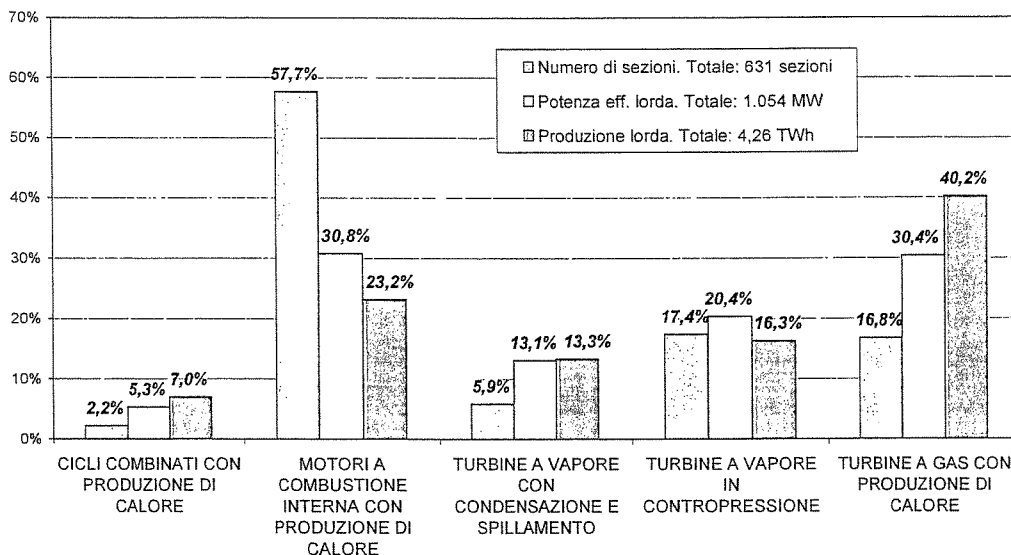


Figura 23: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

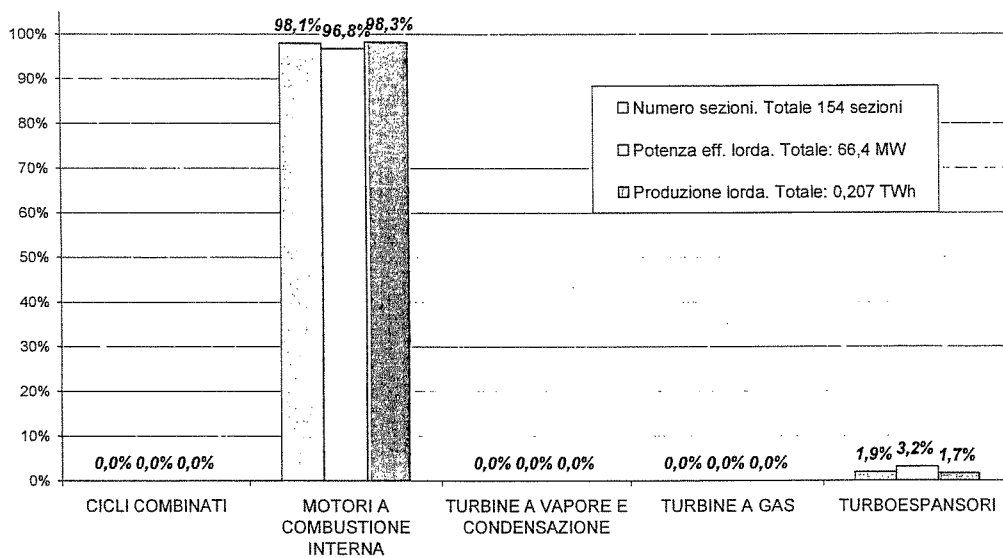


Figura 24: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della MG.

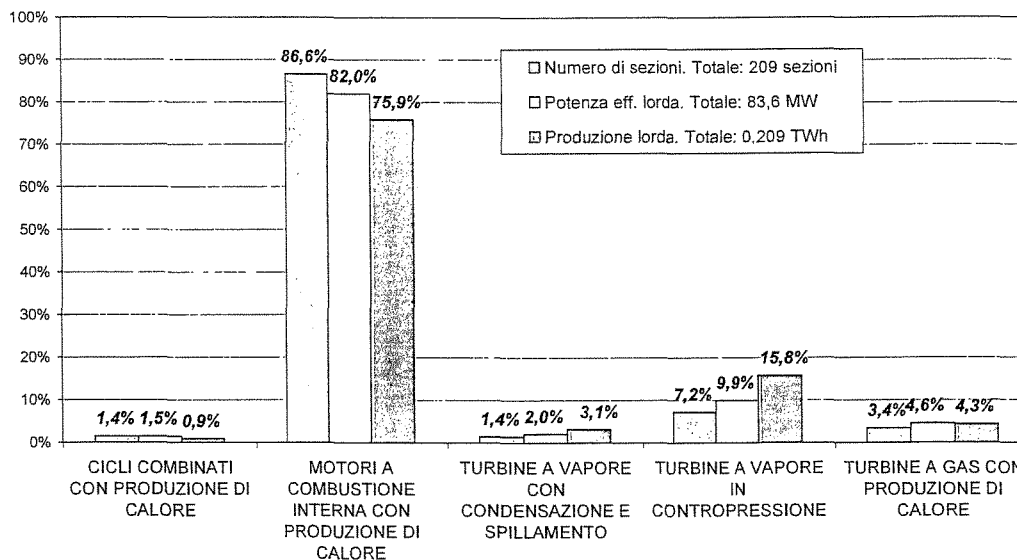


Figura 25: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della MG.

Ben diversa è la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza installata tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore totale a livello nazionale (figura 26) in cui emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

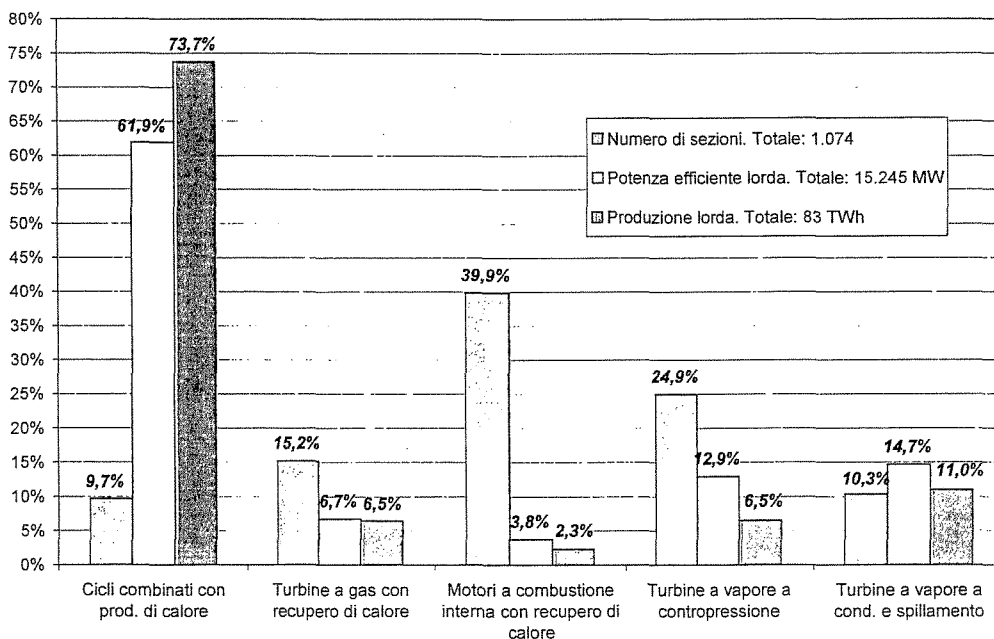


Figura 26: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano.

Inoltre gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD e della MG 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 27), della MG (figura 28) e nel caso globale nazionale (figura 29).

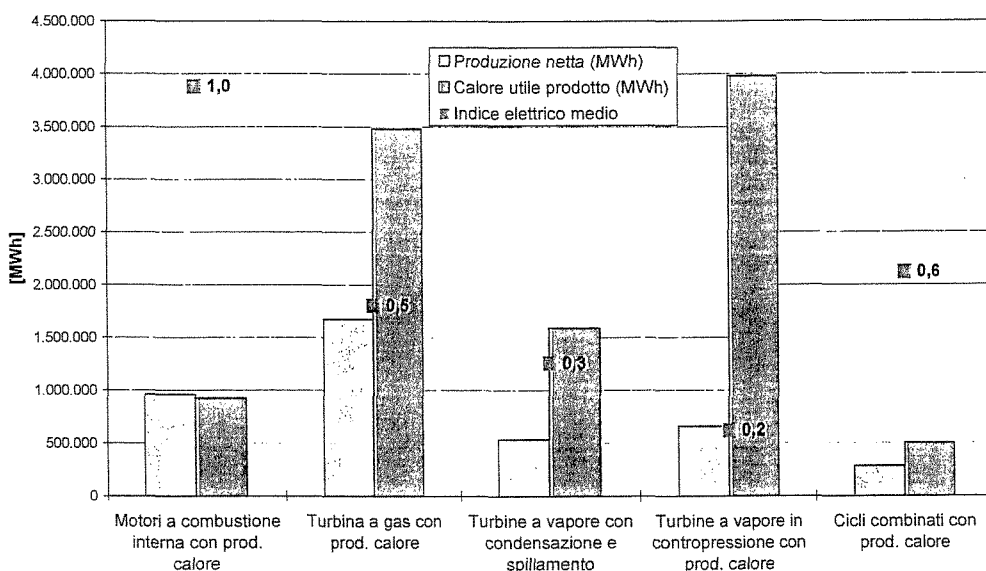


Figura 27: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

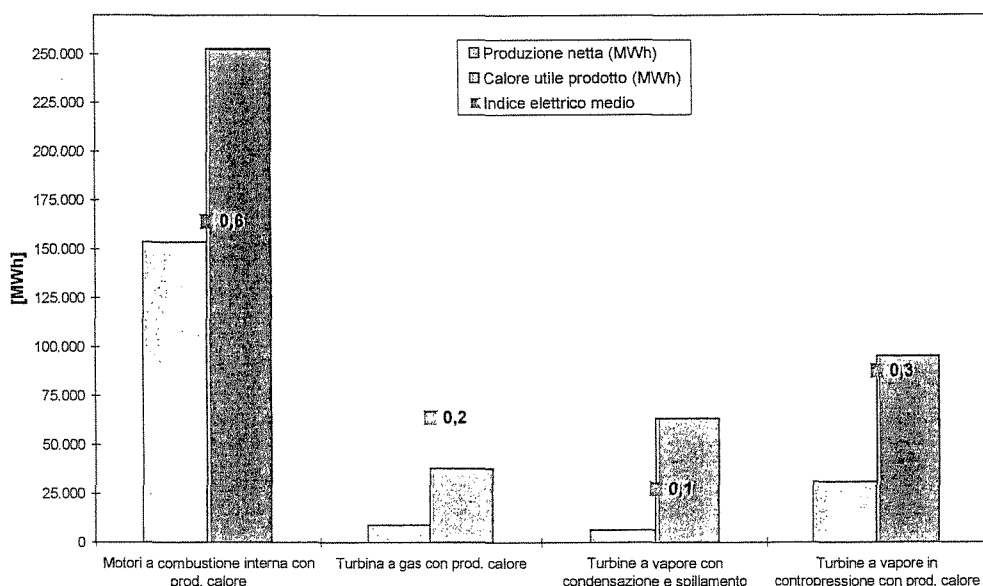


Figura 28: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della MG.

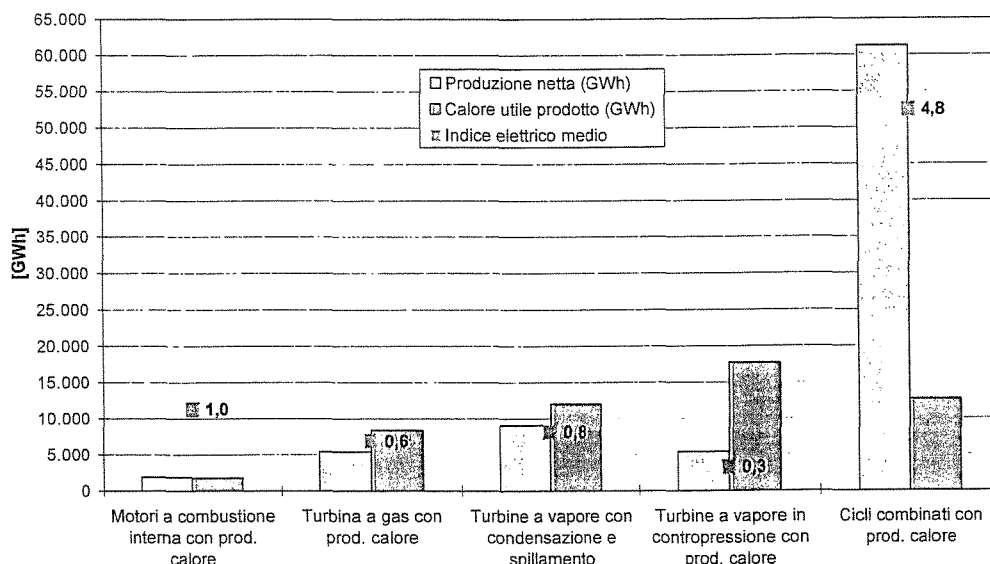


Figura 29: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore

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 MG e in materia di risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore. In generale 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 ritiene opportuno proseguire le analisi sin qui condotte anche mediante l'effettuazione di studi (eventualmente includenti studi su casi pratici) che consentano di sviluppare considerazioni più approfondite in materia di efficienza degli impianti da GD e MG e di risparmio in termini di energia primaria.

E. QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO NAZIONALE APPLICABILE ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Il quadro normativo/regolatorio si assesta su tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso alle reti elettriche (intesi come servizi di connessione alle reti elettriche, di trasporto dell'energia elettrica e di dispacciamento), il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta ed il terzo relativo ai regimi di incentivazione applicabili, in particolare, a certe forme di produzione di energia elettrica (ad esempio, da fonti rinnovabili).

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 ed i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete, che risulta in una certa misura applicabile anche alla GD.

Nel seguito vengono indicati, a titolo informativo, i principali elementi di carattere normativo/regolatorio applicabili anche agli impianti maggiormente diffusi nell'ambito della GD.

	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 con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi	tutti gli impianti ad eccezione di quelli connessi 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
Perdite	deliberazione n. 168/03	aumento convenzionale della quantità di energia elettrica immessa nelle reti MT e BT	tutti gli impianti connessi in BT e MT
Cessione dell'energia e dispacciamento	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. 34/05	modalità e condizioni economiche per il ritiro, da parte dei gestori di rete cui l'impianto è collegato, dell'energia elettrica	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; deliberazione n. 188/05	incentivi in conto energia	impianti fotovoltaici di potenza compresa tra 1 kW e 1.000 kW

Sebbene i tre livelli predetti costituiscano, in linea di principio, dei piani separati, talune pratiche regolatorie effettuano la traduzione di misure incentivanti in esenzioni 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, per propria natura, implica l'adozione di misure asimmetriche. 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 dal Paese membro, nonché la possibilità di misurare e valutare l'efficacia delle diverse misure incentivanti.

F. IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA E DELLA MICROGENERAZIONE SUL SISTEMA ELETTRICO

La diffusione della GD e della MG comportano diverse problematiche nella gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e, più in generale, nell'ambito dell'interazione con il sistema elettrico.

Per quanto riguarda le criticità rispetto alle reti di distribuzione dell'energia elettrica si segnala, in linea generale, che la GD e la MG comportano un diverso modo di utilizzo di tali reti che, essendo state tradizionalmente progettate e gestite per un loro utilizzo di natura prevalentemente passiva, si trovano a dover connettere impianti di produzione in misura tale da comportare problematiche afferenti almeno ai seguenti aspetti:

- a) gestione di transitori derivanti da fenomeni di avviamento, sincronizzazione e messa in parallelo degli impianti di produzione;
- b) variazione dei livelli di correnti di corto circuito e connessa sollecitazione termica/dinamica delle linee elettriche e dei componenti;
- c) corretto funzionamento dei sistemi di protezione;
- d) attuazione delle procedure di ricerca dei tronchi guasti;
- e) funzionamento in isola indesiderata di porzioni di rete;
- f) profili di tensione e regolazione della tensione in rete.

Alla luce delle problematiche sopra accennate, è possibile affermare che un incremento della diffusione della GD e della MG potrebbe comportare l'esigenza di un'eventuale evoluzione delle reti di distribuzione che, a partire da modalità progettuali ed operative basate su una struttura prevalentemente passiva, evolveranno verso una struttura di tipo misto attivo/passivo come già si riscontra, ad esempio, per la rete di trasmissione. Tale evoluzione dovrebbe essere basata sull'individuazione di logiche di controllo efficienti e nuovi sistemi di comunicazione, di modifiche ai sistemi di protezione e alle modalità operative e progettuali delle reti operate dalle imprese di distribuzione⁸.

Inoltre un incremento della diffusione degli impianti da GD e da MG alimentati da gas naturale potrebbe comportare anche l'esigenza di un'eventuale evoluzione delle reti di trasporto del gas.

Tali evoluzioni dovranno essere necessariamente accompagnate dall'evoluzione della normativa tecnico-economica di accesso alle reti elettriche e del gas stabilita dall'Autorità al fine di intercettare caratteristiche di natura comportamentale (evoluzione del quadro di diritti/obblighi dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità e degli utenti delle reti), nonché di natura economica (riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete per affrontare l'evoluzione in questione). Al riguardo, si evidenzia che, in tema di connessioni alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità, con la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04, ha avviato un procedimento nell'ambito del quale verrà predisposta, tra l'altro, una regola tecnica di riferimento per la connessione alle reti di distribuzione in MT e AT riguardante anche gli impianti di GD e MG.

⁸ Tale evoluzione del sistema elettrico di distribuzione dell'energia elettrica trova riscontro anche nelle recenti direttive in ambito europeo in tema di energia elettrica, tra cui la direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ove nel definire il ruolo e la figura del "gestore del sistema di distribuzione" (art. 14), il comma 7 del medesimo articolo stabilisce che: "In fase di pianificazione dello sviluppo del sistema di distribuzione, il gestore del sistema di distribuzione prende in considerazione misure di efficienza energetica/gestione della domanda e/o generazione distribuita che possano supplire alla necessità di incrementare o sostituire la capacità [di trasporto sulle reti di distribuzione – n.d.a.]".

Per quanto riguarda gli impatti sul sistema elettrico, si rileva come la diffusione della GD e della MG potrebbe avere ricadute positive sul sistema elettrico in termini di costo evitato di sviluppo delle reti elettriche, in quanto frequentemente tali impianti di produzione sono ubicati nelle vicinanze dei centri di consumo, e in termini di riduzione delle perdite di trasporto sulle reti elettriche. C'è però da osservare anche che, sulla base di numerosi studi effettuati in materia, l'effetto della riduzione delle perdite, sebbene sostenibile dal punto di vista intuitivo, non sempre trova conferma nella praticità della gestione dei sistemi elettrici; infatti la riduzione delle perdite è un fenomeno non generalizzabile (dipendente dalla localizzazione degli impianti, dalla configurazione della rete elettrica e dalle condizioni di esercizio del sistema elettrico in cui i predetti impianti sono inseriti).

Vale la pena ricordare anche come a volte la GD e la MG siano caratterizzate da scarsa programmabilità della produzione e non sono in grado di effettuare azioni di regolazione primaria di frequenza e di tensione. Ciò potrebbe comportare, a fronte di un'elevata diffusione di GD e MG con le predette caratteristiche, un maggiore costo per la predisposizione e l'utilizzo di margini aumentati di riserva sia attiva che reattiva. Eventuali previsioni di incremento della GD e della MG devono, quindi, essere accompagnate da opportune analisi volte alla verifica e alla determinazione dei predetti impatti.

Si ricorda, inoltre, come di norma la diffusione della GD e della MG è sostenuta dall'idea che la medesima comporti effetti benefici dal punto di vista dell'incremento del livello di affidabilità degli approvvigionamenti di energia elettrica. È bene osservare che tale incremento dovrebbe essere valutato alla luce della reale capacità di contribuzione di tali sistemi di produzione alla copertura dei fabbisogni in ogni situazione di funzionamento del sistema elettrico, in particolar modo nelle situazioni di criticità.

Effetto non trascurabile dal punto di vista regolatorio è il fatto che un rilevante segmento di GD nasce e si sviluppa attorno al fenomeno della produzione e del consumo in sito. Ciò comporta la necessità di ultimare il processo già avviato dall'Autorità nel 2005 ai fini della regolazione dell'accesso alla rete per le cosiddette reti interne di utenza nel cui ambito rientrano anche i predetti sistemi elettrici di produzione e consumo.

In tale contesto, l'Autorità ritiene opportuno proseguire le analisi sin qui condotte anche mediante l'effettuazione di studi (eventualmente includenti studi su casi pratici) che consentano di approfondire gli effetti dell'incremento della diffusione della GD e della MG.

G. ULTERIORI INDICAZIONI ED ORIENTAMENTI

Oltre alle indicazioni e agli orientamenti già richiamati nelle sezioni precedenti, l'Autorità rileva come i temi relativi alla diffusione della GD e della MG e della interazione con il sistema elettrico e del gas di tali forme di generazione siano argomenti di approfondimento rilevanti alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Tali approfondimenti potranno anche includere studi di casi pratici riguardanti regioni particolarmente significative.

Inoltre, nel corso delle proprie attività ai fini della predisposizione della presente relazione, l'Autorità ha rilevato come attualmente i dati disponibili sulla GD e sulla MG risultano frammentati e non immediatamente disponibili⁹. Per superare tale situazione e per consentire un'organica attività

⁹ Ciò è dovuto al fatto che i dati e le informazioni relative alla GD e alla MG non sono raccolti e gestiti ai fini di un monitoraggio delle sole predette forme di produzione. Gli archivi attualmente disponibili sono nati con obiettivi diversi tra loro e spesso redatti da soggetti diversi, quali il GRTN, ora Terna, con la finalità di gestire i flussi di energia sulla

di monitoraggio della GD e della MG, l'Autorità ritiene necessaria l'istituzione di un archivio unico che contenga almeno i seguenti elementi:

- i dati generali d'impianto, del sito d'installazione e della proprietà;
- lo stato dell'impianto, precisando se esso è in fase autorizzativa, o in costruzione, completato, in funzione, in manutenzione, ecc.;
- i dati di esercizio, inseriti con cadenza temporale da definire (mensile, trimestrale, annuale).

L'Autorità ritiene che tale archivio sia organizzato e gestito da Terna Spa, sulla base di condizioni stabilite dalla medesima Autorità, che già dispone di adeguati strumenti e competenze e verso cui già convergono rilevanti flussi informativi utili alla compilazione e alla gestione del predetto archivio. L'Autorità ritiene, inoltre, che a tale scopo Terna Spa possa avvalersi di soggetti terzi quali, ad esempio, la società Gestore del sistema elettrico Spa e delle imprese distributrici.

CAPITOLO 1

INTRODUZIONE

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 microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita 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 e della microgenerazione in Italia relativamente all'anno 2004;
- 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 relativamente alla promozione della concorrenza;
- c) gli effetti che la predetta diffusione può comportare sul sistema elettrico;
- d) le necessità di sviluppo, di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria, che l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione comporta.

L'obiettivo principale che s'intende perseguire con la presente analisi è di definire un quadro della situazione attuale in Italia che possa costituire il punto di partenza per analisi più approfondite.

La presente relazione raccoglie e confronta, nel capitolo 2, il quadro definitorio afferente alla generazione distribuita e alla microgenerazione in Italia e all'estero pervenendo, ai soli fini della medesima relazione, ad una definizione di generazione distribuita e di microgenerazione.

Il capitolo 3 effettua una panoramica, a fini divulgativi, delle tecnologie normalmente impiegate od utilizzabili in un futuro nel campo della generazione distribuita e della microgenerazione.

Nel capitolo 4 viene effettuata una ricognizione fattuale della generazione distribuita e della microgenerazione in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2004 ponendo in evidenza la diffusione delle diverse fonti primarie utilizzate e delle diverse tipologie impiantistiche installate suddivise per aggregazione geografica (nazionale/regionale/provinciale). Dai dati disponibili si osservano le strette correlazioni tra fonti e tecnologie, da un lato, e caratteristiche del territorio e del tessuto industriale e sociale italiano, dall'altro.

Segue il capitolo 5 relativo alla descrizione del quadro normativo e regolatorio attualmente vigente applicabile anche alla generazione distribuita e alla microgenerazione. L'analisi avviata con la presente relazione servirà anche per valutare eventuali necessità di integrare o sviluppare l'attuale quadro regolatorio, per quanto di competenza dell'Autorità, tenendo conto delle effettive possibilità di sviluppo della medesima generazione distribuita oltre che delle caratteristiche delle reti elettriche di distribuzione, delle evoluzioni tecniche, nonché delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel capitolo 6 è presentata un'analisi relativa all'impatto della generazione distribuita sulle reti elettriche di distribuzione dell'energia elettrica, unitamente ad alcune considerazioni circa l'impatto sul sistema elettrico nazionale in termini di gestione in sicurezza del medesimo sistema, con lo scopo di mettere in evidenza le criticità, nonché le differenti necessità di adeguamento in termini di infrastrutture che comporterebbe l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione.

CAPITOLO 2

DEFINIZIONE DI GENERAZIONE DISTRIBUITA E DI MICROGENERAZIONE NEL CONTESTO NAZIONALE

Attualmente non esiste una definizione condivisa di generazione distribuita e più specificatamente di quali taglie impiantistiche debbano essere considerate appartenenti a questa classificazione, nonché a quali livelli di tensione di connessione debba restringersi l'ambito della generazione distribuita.

In campo internazionale si possono individuare moltissime definizioni a riguardo. Ad esempio:

- il DPCA (*Distributed Power Coalition of America*)¹ definisce la generazione distribuita come “*any small-scale power generation technology that provides electric power at a site closer to customers than central station generation. A distributed power unit can be connected directly to the consumer or to a utility's transmission or distribution system*”;
- la CIGRE (*International Conference on High Voltage Electric Systems*)², propone di considerare generazione distribuita tutti gli impianti di produzione di energia elettrica che “*not centrally planned, today not centrally despatched, usually connected to the distribution network, smaller than 50 or 100 MW*”;
- la IEA (*International Energy Agency*)³, propone di definire la generazione distribuita come “*generating plant serving a customer on-site or providing support to a distribution network, connected to the grid at distribution-level voltages. The technologies generally include engines, small (and micro) turbines, fuel cells, and photovoltaic systems. It generally excludes wind power, since that is mostly produced on wind farms rather than for on-site power requirements*”;
- l'*US Department of Energy*⁴ definisce generazione distribuita come “*Distributed generation is small, modular electricity generators sited close to the customer load - can enable utilities to defer or eliminate costly investments in transmission and distribution (T&D) system upgrades, and provide customers with better quality, more reliable energy supplies and a cleaner environment*”.

Anche all'interno della Comunità Europea l'individuazione della definizione di generazione distribuita è scaturita da un processo di approfondimento. Infatti, un recente progetto supportato dalla Commissione Europea (Progetto ENIRDGnet), avviato con l'intento di promuovere lo sviluppo della generazione distribuita nell'Unione Europea, ha sottoposto a vari organismi (istituti di ricerca, enti governativi, aziende) dei Paesi membri un questionario dal quale è emersa una notevole disuniformità nei criteri di individuazione dell'ambito di pertinenza della generazione distribuita, anche all'interno di uno stesso Paese (sia con riferimento alla taglia massima degli impianti, sia con riferimento ai livelli di tensione di connessione alla rete elettrica) giungendo alla conclusione di definire generazione distribuita, tutti quegli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione. Tale definizione coincide con quella indicata dalla direttiva 2003/54/CE⁵.

¹ <http://www.distributed-generation.com/dpca/what.html>.

² Impact of increasing contribution of dispersed generation on the Power System, CIGRE SC #37, 1998.

³ Distributed generation in liberalised electricity market, IEA Publications, 2002.

⁴ http://www.eren.doe.gov/EE/power_distributed_generation.html.

⁵ Articolo 2, comma 31, della direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE.

In sintesi, alla luce di quanto sopra indicato, è possibile dedurre che la cosiddetta generazione distribuita consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica in quanto, di norma, installate al fine di:

- a) alimentare carichi 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;
- b) 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.

Per quanto concerne gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, è da osservare che:

- a) l'articolo 3, comma 1, lettera b), punto i), del decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999 di determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, stabilisce che la predetta rete è costituita, tra l'altro, da reti o parti di reti elettriche aventi tensioni nominali comprese tra 120 e 220 kV che collegano centrali di produzione aventi potenza nominale pari o superiore a 10 MVA alla parte della medesima rete elettrica a tensione nominale di 220 kV. Ciò non implica che unità di produzione con potenza nominale pari o superiore a 10 MVA debbano essere obbligatoriamente connesse alla RTN e, viceversa, che unità di produzione con potenza nominale inferiore a 10 MVA debbano essere obbligatoriamente connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica; tuttavia, è prassi comune indirizzare le richieste di connessione per unità di produzione con potenza nominale inferiore a 10 MVA alle imprese distributrici. Ciò ha trovato riscontro anche nel quadro regolatorio definito dall'Autorità nell'ambito dell'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche. Infatti, l'articolo 5, comma 5.1, della deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 (recante condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi) stabilisce che le richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica con una potenza di connessione inferiore a 10 MVA devono essere presentate all'impresa distributtrice competente per ambito territoriale (viceversa, per potenze uguali o superiori a 10 MVA, le richieste di connessione devono essere presentate al gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A., di seguito: Terna);
- b) con la deliberazione n. 168/03⁶, l'Autorità ha definito “unità di produzione rilevante” «un'unità di produzione i cui programmi di immissione risultano rilevanti, tenendo conto della potenza nominale della medesima e dei limiti della capacità di trasporto, ai fini della previsione da parte di Terna del fabbisogno di risorse per il dispacciamento». Terna, nell'ambito del Codice di rete predisposto ai sensi ai sensi dell'art. 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004⁷ e approvato dall'Autorità con deliberazione n. 79/05, ha stabilito che le unità di produzione rilevanti sono quelle con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Conseguentemente, le unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati inferiore a 10 MVA sono definite “non rilevanti” ai fini del dispacciamento;
- c) la soglia dei 10 MVA è stata poi ripresa anche dall'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03⁹ e dal comma 41 della legge n. 239/04¹⁰ che hanno previsto, per alcune

⁶ Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168, recante “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”.

⁷ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante “Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione”.

tipologie di impianti, tra cui tutti gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, la possibilità, ulteriore rispetto al libero mercato, di richiedere al gestore di rete cui l'impianto è collegato il ritiro, secondo modalità semplificate, dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. All'Autorità è stato attribuito il compito di definire le modalità e le condizioni economiche per il ritiro, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, della suddetta energia elettrica.

Da quanto sopra indicato, appare che il livello di potenza nominale di 10 MVA costituisca una soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione e alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica.

Tutto ciò conduce a ritenere accettabile, ai fini della presente relazione, la seguente definizione di generazione distribuita:

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)¹¹: *l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW¹².*

Le soglie, rispettivamente pari a 10 MVA e 1 MW, sono riferite agli impianti, come normalmente definiti dalle normative vigenti. Le sezioni, o gruppi, sono state considerate come elementi che compongono gli impianti.

Rientrano nella GD tipologie impiantistiche con caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali molto diverse tra di loro. Ad esempio si individuano:

- a) tecnologie volte ad utilizzare le fonti rinnovabili (mini-idro, fotovoltaico, turbine eoliche, impianti alimentati da biomasse);
- b) tecnologie innovative volte ad utilizzare combustibili fossili (microturbine a gas, motori a combustione interna, celle a combustibile);
- c) tecnologie volte ad utilizzare fonti rinnovabili o combustibili fossili per la produzione congiunta di energia elettrica e termica (impianti di cogenerazione e di micro-cogenerazione).

⁹ Decreto legislativo 29 dicembre 2003, recante "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

¹⁰ Legge 23 agosto 2004, n. 239, recante "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

¹¹ Sulla base di quanto stabilito dall'articolo 1, comma 85, della legge n. 239/04.

¹² A livello tecnico-industriale si definiscono, normalmente, minicentrali gli impianti di generazione elettrica con potenza fra 100 kW e 1000 kW e microcentrali gli impianti sotto i 100 kW.

CAPITOLO 3

ANALISI DELLE TECNOLOGIE UTILIZZATE NEGLI AMBITI DELLA
GENERAZIONE DISTRIBUITA E DELLA MICROGENERAZIONE

In generale, le tecnologie utilizzate (tipologie di motori primi) negli ambiti della GD e della MG possono essere classificate come riportato in tabella 3.A.

Produzione di tipo termoelettrico			Produzione di tipo non termoelettrico
	<i>Produzione di sola energia elettrica</i>	<i>Produzione combinata di energia elettrica e di calore</i>	
Turbine a gas	Turbine tradizionali	Turbine tradizionali con recupero di calore	Impianti idroelettrici
	Microturbine	Microturbine con recupero di calore	Impianti eolici
Turbine a vapore	a condensazione	a condensazione e spillamento	Impianti fotovoltaici
	a condensazione per usi geotermoelettrici	a contropressione	Celle a combustibile
Cicli combinati	Cicli combinati semplici	Cicli combinati con recupero di calore	
Turboespansori	Turboespansori	-	
Motori a combustione interna	Motori a combustione interna semplici	Motori a combustione interna con recupero di calore	
Motori Stirling	Motori Stirling semplici	Motori Stirling con recupero di calore	

Tabella 3.A: Principali tecnologie utilizzate nell'ambito della GD.

3.1 Sistemi di produzione di tipo termoelettrico

3.1.1 Sistemi di produzione mediante turbine a gas tradizionali in ciclo semplice

Descrizione della tecnologia

Negli impianti con turbine a gas¹ l'aria comburente, dopo essere stata compressa nel compressore, è inviata al combustore in cui viene miscelata con il combustibile dando luogo ad una combustione a pressione costante. I fumi di combustione ad alta temperatura si espandono in turbina, generando lavoro meccanico convertito tramite un generatore sincrono o asincrono in energia elettrica. Le turbine a gas di taglia inferiore ai 5 MW lavorano usualmente con pressioni di ammissione tra 6 e 15 bar; l'intervallo tipico delle turbine industriali può essere tra 10 e 25 bar, mentre grandi turbine a gas (fino a oltre 100 MW), arrivano anche a 30 bar.

Nel bruciatore, il gas combustibile e una parte dell'aria compressa bruciano in condizioni quasi stechiometriche, per produrre un flusso di gas combusti ad alta temperatura (la temperatura della

¹ Il ciclo termodinamico di riferimento è il cosiddetto ciclo Brayton.

fiamma è di circa 1900°C). Una parte dell'espansione in turbina fornisce la potenza necessaria a muovere il compressore, mentre la restante viene trasmessa al generatore elettrico. I gas esausti sono ad alta temperatura (anche maggiore di 500°C), e quindi ancora con un notevole residuo energetico utilizzabile.

Attualmente le turbine raggiungono rendimenti prossimi al 30% se finalizzate alla sola produzione di energia elettrica. Nei sistemi con recupero del calore invece si raggiungono rendimenti complessivi dell'80% o superiori. Le turbine a gas hanno taglie comprese tra le centinaia di kW e le centinaia di MW.

Durante il funzionamento è possibile sfruttare i seguenti processi al fine di migliorare le prestazioni della macchina:

- *Interrefrigerazione* ove la compressione viene realizzata con un certo numero di stadi inframmezzati da raffreddamenti parziali²; il numero di stadi e lo scambio termico nelle interrefrigerazioni derivano da un compromesso tra l'ottimizzazione fluido-termodinamica ed i relativi costi impiantistici.
- *Rigenerazione* ove si sfrutta il calore residuo dei gas di scarico, tramite il passaggio in uno scambiatore di calore, per riscaldare l'aria comburente prima dell'ingresso in camera di combustione; evitando di bruciare ulteriore combustibile per innalzare la temperatura dell'aria all'uscita del compressore. Questa misura è indispensabile a recuperare efficienza quando i rapporti di compressione sono bassi e perde importanza fino alla completa inefficacia quando il rapporto di compressione è tale da avere aria compressa alla stessa temperatura dei gas di scarico di turbina.

Con riferimento alle tipologie di turbine a gas, si possono individuare due insiemi:

- a) *Turbine di derivazione aeronautica*: queste macchine sono più leggere, compatte e modulari, impiegano materiali avanzati e sistemi di raffreddamento delle pale, e sono progettate per funzionare con elevati rapporti di compressione (20÷30: 1) e alte velocità (> 5000 giri/min);
- b) *Turbine di derivazione industriale*: sono più grosse e pesanti, prive di materiali speciali e di sistemi di raffreddamento, progettate per funzionare con rapporti di compressione minori (5÷10:1) e a velocità più basse (3600÷1800 giri/min). Passando dalle turbine di derivazione industriale a quelle di derivazione aeronautica, complessità ed efficienza aumentano, a scapito del costo di impianto e di manutenzione.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Le turbine a gas sono caratterizzate da un'elevata affidabilità, bassi costi di generazione di energia elettrica, possibilità di cogenerazione con produzione di vapore ad alta pressione (utilizzabile in ambito industriale: industrie alimentari, tessili, per la produzione di carta, gomme ecc., o nell'ambito del condizionamento dell'aria, in aeroporti, centri commerciali, ospedali, ecc.) e basse emissioni. Le turbine a gas possono essere impiegate nei seguenti ambiti:

- come generatori di potenza elettrica a livello di *utility* ed in impianti industriali;
- per applicazioni di GD: in questo ambito le turbine a gas rappresentano una delle tecnologie con più basso costo di manutenzione; per questo e per l'elevata qualità del calore prodotto, le turbine

² In un impianto con turbina a gas, il compressore assorbe una parte notevole della potenza messa in gioco dalla combustione, quindi il ciclo risente in modo importante di variazioni alla potenza di compressione. La compressione termodinamicamente più efficiente è quella isoterma, che consente di portare il fluido aspirato ad un livello di pressione superiore con minor lavoro. Idealmente questa compressione si realizzerebbe frazionandola in infiniti stadi, dopo ciascuno dei quali si riporta il fluido alla temperatura iniziale attraverso uno scambiatore infinitesimo. L'interrefrigerazione si basa su questo principio.

a gas costituiscono un'ottima scelta per impieghi di cogenerazione in impianti industriali e commerciali per potenze maggiori di 5 MW;

- per applicazioni di riserva di potenza, laddove i limiti sulle emissioni di NO_x sono molto stringenti, nell'intervallo di potenza tra i 2 e i 5 MW³.

Rispetto ai motori a combustione interna (cfr. paragrafo 3.1.7), le turbine a gas hanno il vantaggio di avere migliori rapporti peso-potenza e ingombro-potenza. Inoltre le turbine a gas lavorano preferibilmente a carico costante mentre i motori a combustione interna inseguono meglio il carico, almeno con il vincolo della velocità sincrona.

La necessità di avere gas-combustibile ad alta pressione può costituire comunque una significativa barriera alla diffusione di piccole turbine (sotto i 5 MW).

Caratteristiche tecnico-economiche

Le principali caratteristiche tecnico-economiche delle turbine a gas sono riportate nella tabella 3.B.

Taglia (MW)	Turbine a gas (1)		
	1	5	10
Stato della tecnologia	Commerciale		
Rendimento elettrico (%)	22	27	29
Costo capitale (\$/kW) (2)	1.403	779	716
Costo capitale con rec. calore (\$/kW)	1.910	1.024	928
Costi O&M (\$/MWh)	9,6	5,9	5,5
Disponibilità (%)	> 98%		
Vita media (anni)	20		
Tipi combustibili	Gas naturale, biogas, olio		

Note: (1) Dati basati su specifiche delle seguenti macchine: Solar Turbines Saturn 20 – 1 MW; Solar Turbines Taurus 60 – 5 MW; Solar Turbines Mars 100 – 10 MW. (2) Costo capitale in \$ 2003. Questo include oltre al costo della turbina (variabili tra i 660 \$/kW per la taglia di 1 MW a 370 \$/kW per quella da 10 MW), i costi della connessione elettrica, i costi di progetto-costruzione e management, installazione, ingegneria, tasse.

Tabella 3.B: Caratteristiche tecnico-economiche delle turbine a gas tipicamente utilizzate nella GD.

Nel caso di impianti con turbine a gas in assetto cogenerativo, è possibile raggiungere rendimenti complessivi di primo principio mediamente compresi tra il 60 e l'80%, con indici elettrici⁴ tipici compresi tra 0,5 e 0,8.

3.1.2 Sistemi di produzione mediante microturbine a gas

Descrizione della tecnologia

Gli impianti che impiegano microturbine⁵ sono composti dai seguenti elementi:

- compressore centrifugo;

³ Sotto i 2 MW il mercato per applicazioni di riserva e di generazione è dominato dai motori a combustione interna, a causa del costo più basso.

⁴ Con il termine "indice elettrico" si intende il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia termica utile.

⁵ Il ciclo termodinamico di riferimento è il cosiddetto ciclo Brayton.

- turbina radiale centripeta, calettata su di un albero operante a velocità dell'ordine di 50.000 – 120.000 giri/min;
- rigeneratore (o scambiatore di calore aria/gas di scarico - necessario a conseguire rendimenti di ciclo accettabili con i limitati rapporti di compressione consentiti dalla tipologia delle turbomacchine impiegate) nel quale, mediante l'utilizzo del calore dei gas uscenti dalla turbina, è riscaldata l'aria prima del suo ingresso nella camera di combustione. In questo modo, il calore recuperato riduce la quantità di combustibile necessario a pari temperatura di ingresso del gas in turbina, con aumento del rendimento del ciclo termodinamico⁶;
- combustore, che consente di ridurre le emissioni di NO_x di un ordine di grandezza rispetto ai motori alternativi a gas, senza la necessità di introdurre allo scarico sistemi di abbattimento dedicati⁷;
- sistema di recupero termico, costituito da uno scambiatore di calore che recupera l'energia termica dai gas di scarico producendo, ad esempio, acqua calda o vapore a bassa pressione (dalla microturbina fuoriescono allo scarico dei gas caldi a temperature generalmente superiori ai 250°C, che possono essere utilmente sfruttati in una caldaia a recupero per la produzione di calore utile per applicazioni di tipo cogenerativo).

L'energia meccanica sviluppata nel processo di combustione è convertita in energia elettrica mediante un generatore elettrico posto in rotazione dalla turbina. Al generatore elettrico è associato un sistema di conversione della frequenza che modifica la frequenza dell'energia elettrica prodotta (tra 1.500 Hz e 4.000 Hz) portandola al valore della frequenza nominale di rete (50 Hz) mediante un convertitore statico a raddrizzatore ed inverter⁸.

Le prestazioni delle microturbine a gas sono influenzate in modo significativo dalle condizioni ambientali. Il ciclo aperto che caratterizza queste macchine, in modo del tutto analogo a quanto accade per le grandi turbine a gas, risente in particolare delle variazioni di temperatura e di pressione ambiente. In particolare si rileva che:

- al crescere della temperatura ambiente, diminuiscono il rendimento e la potenza prodotta. Per mitigare questi effetti, in alcuni casi vengono adottati sistemi di raffreddamento dell'aria aspirata;
- al diminuire della temperatura ambiente aumentano il rendimento e la potenza (ciò è verificato solo fino a temperature comprese tra 5 e 10°C);
- al diminuire della pressione ambiente diminuisce la potenza prodotta secondo un andamento lineare rispetto alla pressione.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

I sistemi basati sull'impiego di microturbine a gas si prestano notevolmente a cedere il proprio calore di scarto ad un'utenza termica e, quindi, ad essere utilizzate in applicazioni di tipo cogenerativo.

Le microturbine a gas sono attualmente utilizzate per una fascia di potenza elettrica compresa tra le decine e le poche centinaia di kW (anche se possono essere configurate soluzioni

⁶ La rigenerazione è piuttosto diffusa per le microturbine a gas perché consente il raggiungimento di rendimenti più elevati di quelli altrimenti raggiungibili. Le microturbine a gas senza rigenerazione presentano una configurazione molto più semplice, ma hanno un rendimento molto basso (tipicamente fra il 14 e 16%), che le rende poco competitive.

⁷ Va rilevato che le dimensioni ridotte della camera di combustione comportano maggiori superficie di parete per unità di volume. Se da un lato questo determina maggiori dispersioni termiche proporzionali (comunque contenute in rapporto alle potenze complessive in gioco), dall'altro si evidenziano minori temperature di fiamma, con conseguente riduzione delle emissioni di NO_x.

⁸ Nella maggior parte dei sistemi, l'inverter e l'alternatore vengono utilizzati per avviare la turbina. Durante la fase di avviamento l'elettronica di potenza può venire alimentata attraverso batterie o tramite la rete di distribuzione.

impiantistiche raggruppanti un insieme di microturbine per incrementare il livello di capacità installata).

Le microturbine a gas possono utilizzare diversi tipi di combustibili quali, ad esempio, gas naturale, propano, biogas, gasolio, metanolo ed etanolo.

Caratteristiche tecnico-economiche

Le principali caratteristiche tecnico-economiche delle microturbine sono riportate nella tabella 3.C:

Taglia (MW)	Microturbine (1)			
	0,03	0,07	0,08	0,10
Stato della tecnologia	Non ancora del tutto commerciale			
Rendimento elettrico (%)	23	25	24	26
Costo capitale (\$/kW) (2)	2.263	1.708	1.713	1.576
Costo capitale con rec. calore (\$/kW)	2.636	1.926	1.932	1.769
Costi O&M (\$/MWh)	20	15	13	15
Disponibilità (%)	95%			
Vita media (anni)	10			
Tipi combustibili	Gas naturale, biogas			

Note: (1) Dati basati su specifiche delle seguenti macchine: Capstone Model 330 - 30 kW; IR Energy Systems 70LM - 70 kW (two shaft); Bowman TG80 - 80 kW; Turbec T100 - 100 kW. (2) Costo capitale in \$ 2003. Questo include oltre al costo del package microturbina (variabili tra i 1.460 \$/kW per la taglia di 30 kW a 1.095 \$/kW per quella da 100 kW), i costi della connessione elettrica, i costi di progetto-costruzione e management, installazione, ingegneria, tasse.

Tabella 3.C: Caratteristiche tecnico-economiche delle microturbine a gas.

3.1.3 Sistemi di produzione mediante turbine a vapore

Descrizione della tecnologia

I sistemi di produzione con turbina a vapore sono una delle più vecchie e versatili tecnologie per la produzione di energia elettrica. In questi impianti il vapore prodotto in caldaia (generatore di vapore) è inviato alla turbina ove subisce un processo di espansione con conseguente conversione della sua energia termica in energia meccanica. Energia meccanica poi convertita in energia elettrica mediante un generatore elettrico posto in rotazione dalla turbina⁹.

La classificazione proposta in questa relazione si basa sulle diverse modalità di utilizzo - cogenerativo o meno - delle singole turbine:

- turbine a condensazione** (non utilizzabile per fini cogenerativi): in queste turbine, il vapore a bassa pressione (allo scarico della turbina), è inviato direttamente al condensatore che mantiene le condizioni di vuoto (allo scarico della turbina). Questo tipo di turbine consente di raggiungere la massima efficienza nel processo di conversione combustibile - vapore.
- turbine a condensazione e a spillamento o estrazione** (utilizzabile per fini cogenerativi): nelle turbine ad estrazione, il vapore dalla macchina è estratto ad una pressione intermedia per poter successivamente essere utilizzato in altri processi. I punti di estrazione del vapore dalla turbina possono essere molteplici in funzione della temperatura richiesta e dell'impiego;

⁹ Il ciclo termodinamico di riferimento è il cosiddetto ciclo Rankine.

- c) **turbine a contropressione** (utilizzabile per fini cogenerativi): nelle turbine a contropressione il flusso di vapore allo scarico della turbina è impiegato in altri processi (il termine contropressione si riferisce alla turbina che scarica il vapore ad una pressione pari o superiore a quella atmosferica). Generalmente il vapore allo scarico, a bassa pressione e a temperatura non di molto superiore alla temperatura di saturazione, trova impiego per il riscaldamento urbano, mentre se viene rilasciato ad alte pressioni, può trovare utilizzo spesso in ambito industriale (sfruttando ad esempio una successiva espansione in una ulteriore turbina a vapore).

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Le turbine a vapore si prestano sia per utilizzi di tipo cogenerativo, sia per la sola produzione di energia elettrica.

Gli impianti di produzione di energia elettrica che impiegano turbine a vapore possono utilizzare una grande varietà di combustibili sia liquidi (oli), gassosi (gas naturale) che solidi (incluso tutti i tipi di carbone e le biomasse tra cui legna vergine, legna di scarto, scarti di prodotti agricoli).

Caratteristiche tecnico-economiche

Le principali caratteristiche tecnico-economiche delle turbine a vapore (nell'ipotesi di turbine in contropressione) sono riportate nella tabella 3.D.

Taglia (MW)	Turbine a vapore (1)		
	0,5	3	15
<i>Stato della tecnologia</i>	Commerciale		
<i>Tipo di turbina</i>	Contropressione		
<i>Efficienza isoentropica (%) (2)</i>	50	70	80
<i>Rendimento tot. in cogenerazione (%) (3)</i>	75	75	78
<i>Costo capitale (\$/kW) (4)</i>	540	225	205
<i>Costi O&M (\$/MWh)</i>	< 4	< 4	< 4
<i>Disponibilità (%)</i>	99%		
<i>Vita media (anni)</i>	> 25		
<i>Tipi combustibili</i>	Carbone, legno, gas naturale, oli, rifiuti solidi urbani		

Note: (1) Dati forniti dai costruttori: TurboSteam, Inc., 500 kW – 3 MW; General Electric – 15 MW. (2) L'efficienza isoentropica di una turbina a vapore confronta la potenza generata con quella generabile nell'ipotesi di espansione isoentropica (ideale) in turbina. (3) Il rendimento totale in cogenerazione è il rapporto tra gli effetti utili dell'impianto (energia elettrica + energia termica utile) e l'energia contenuta nel combustibile complessivamente utilizzato. (4) Costo capitale in \$ 2003. Include il costo della turbina, generatore, sistemi di controllo e componentistica elettrica; i costi della caldaia e dei sistemi di adduzione del vapore, non sono inclusi.

Tabella 3.D: Caratteristiche tecnico-economiche delle turbine a vapore in contropressione.

Nel caso di impianti con turbine a vapore in assetto cogenerativo, è possibile raggiungere rendimenti complessivi di primo principio mediamente compresi tra il 60 e l'85%, con indici elettrici tipici compresi tra 0,1 e 0,5.

3.1.4 Sistemi di produzione mediante cicli combinati

Sono sistemi costituiti da una o più turbine a gas (o, in alternativa, motori a combustione interna) e da una o più turbine a vapore. In questi impianti il calore dei gas esausti in uscita dalle turbine a gas serve per produrre vapore in un generatore di vapore a recupero; tale vapore viene utilizzato nelle turbine a vapore per produrre energia elettrica addizionale a quella prodotta dalle turbine a gas. Con questi sistemi si possono ottenere rendimenti elettrici superiori al 50%.

I cicli combinati possono essere utilizzati per produrre solo energia elettrica oppure in assetto cogenerativo per produrre energia elettrica ed energia termica utile: in quest'ultimo caso il recupero del calore può avvenire a livello del generatore di vapore a recupero, oppure a livello della turbina a vapore (a contropressione o tramite spillamenti). L'impiego dei cicli combinati è tipico soprattutto per potenze superiori a 10 MW e, pertanto tale tecnologia non è quella maggiormente diffusa nell'ambito della GD.

Nel caso in cui gli impianti a ciclo combinato vengano utilizzati in assetto cogenerativo, è possibile raggiungere rendimenti complessivi di primo principio mediamente compresi tra il 70 e l'88%, con indici elettrici tipici compresi tra 0,6 e 2.

3.1.5 Sistemi di produzione mediante turboespansori

Gli impianti di turboespansione producono energia elettrica sfruttando il salto entalpico disponibile a monte e a valle degli impianti di decompressione del gas naturale nel passaggio dalla rete di trasmissione alle reti di distribuzione ai fini della consegna ai clienti finali. Infatti le grandi reti di trasporto del gas sono esercite, per massimizzare le capacità di portata, a pressioni variabili tra 24 e 70 bar, mentre le reti cittadine sono gestite con pressioni inferiori a 5 bar per minimizzare il rischio d'esercizio e soddisfare le condizioni di sicurezza previste dalle norme riducendo i costi di posa in opera delle reti.

In questo modo viene utilizzata, per la produzione di energia elettrica, l'energia che altrimenti verrebbe dissipata con sistemi di laminazione.

3.1.6 Sistemi di produzione di natura termoelettrica da biomasse

Data l'importanza, dal punto di vista dei potenziali sviluppi, della produzione di natura termoelettrica da biomasse, vale la pena approfondire tale tipo di produzione.

La produzione di energia elettrica e calore da biomasse deriva generalmente da residui (potature di alberi, residui dell'industria della carta, legno di scarto da usi industriali e artigianali, residui agricoli come paglia, bucce e scarti di cereali), mentre l'utilizzo di biomassa proveniente da coltivazioni per usi energetici è attualmente poco frequente. I biocombustibili sono combustibili liquidi ottenuti dalla trasformazione della biomassa, i più comuni sono l'etanolo e il biodiesel.

Le biomasse prima di essere impiegate per produrre energia vengono trattate secondo differenti processi, in particolare:

- trasformazione della biomassa solida in pellet, in olio combustibile attraverso il processo di pirolisi, in etanolo attraverso la conversione biologica di zuccheri per mezzo di microrganismi;
- trasformazione della biomassa in biogas (metano, CO) attraverso il processo di fermentazione anaerobica da parte di batteri (ad esempio da un allevamento di 20 bovini si possono ottenere circa 28 m³ di biogas al giorno, pertanto lo sfruttamento per la produzione combinata di energia

elettrica e calore può diventare economicamente conveniente per allevamenti o consorzi con più di 200 bovini);

- gassificazione che fa ricorso a letti fluidi o solidi;
- produzione dell'idrogeno dalle biomasse, sia tramite gassificazione sia tramite pirolisi.

I processi di gassificazione e, in particolare, di produzione di idrogeno da biomasse, richiedono ancora attività di ricerca, sviluppo e sperimentazione.

Attualmente la tecnologia più utilizzata per produrre energia elettrica e calore da biomassa si basa sulla combustione diretta della biomassa in piccoli impianti con una relativamente bassa efficienza elettrica (20%), ma con l'utilizzo del calore si può superare un'efficienza complessiva dell'80%. La maggior parte degli impianti utilizzano un ciclo Rankine a vapore (STP) e sono costituiti da caldaia, turbina, condensatore e pompa. Un processo simile anch'esso maturo è quello con motore a vapore (SEP).

Altre tecnologie in fase di sviluppo e sperimentazione sono:

- ORC turbine a ciclo Rankine organico;
- StEP processo con motore Stirling;
- SSEP processo con motore a vite a vapore;
- HAT processo con turbina ad aria calda;
- SBG+MG gassificazione a letto solido e motore a gas;
- FBG+TG gassificazione a letto fluido e turbina a gas.

Gli indicatori tecnico/economici di diversi processi cogenerativi a biomassa sono riportati nella tabella 3.E.

Tecnologia	Taglie più frequenti [kW]	Rendimento elettrico %	Rendimento totale in cogenerazione %	Rapporto calore utile/elettricità	Costo investimento €/kW
STP	200-2.500	8-20	80	3-9	2.700-1.400
ORC	200-1.400	10-20	85	3,2-7,5	3.000-2.000
StEP	10-150	6,5-28	65-85	1-12	2.800-2.700
SEP	20-1.500	6-20	80	3-12	2.200-1.700
SSEP	200-2.000	10-20	80	3-7	3.000-1.300
HAT	200-1.800	13-24	70	2-4	3.300-1.600
SBG+MG	20-2.000	15-30	75	1,5-4	2.600-2.200
FBG+TG	1.000-2.000	20-30	80	1,6-3	3.300-2.800

Tabella 3.E: Caratteristiche delle tecnologie di generazione elettrica da biomasse.

Nel calcolo del costo di produzione si assume generalmente un prezzo del combustibile di 1,2 c€/kWh, un fattore di utilizzo di 4000 ore, una vita di 15 anni e un tasso di sconto del 6%¹⁰. Considerando che l'efficienza elettrica degli impianti a biomassa è bassa (<20%) e che il trasporto ha effetti negativi sull'ambiente e sui costi di produzione, è necessario che il raggio dell'area di raccolta sia limitato. Un impianto da 10 MW può necessitare di un'area di raccolta di circa 13 km di raggio, mentre per un impianto da 50 MW si può arrivare ad un raggio attorno ai 25 km con un raddoppio dei costi di trasporto. I maggiori benefici si possono quindi ottenere con impianti di taglia generalmente inferiore ai 10 MW.

¹⁰ Nei costi di produzione devono essere inclusi anche i costi di trasporto che influiscono in maniera rilevante.

3.1.7 Motori a combustione interna

Descrizione della tecnologia

I motori a combustione interna sono macchine termiche che generano energia meccanica attraverso gli effetti derivanti dal processo di combustione. Si usa dividere i motori alternativi in due grandi categorie, in funzione del tipo di accensione, a cui corrisponde un ciclo termodinamico ideale¹¹:

- accensione comandata a scintilla AS (spark ignition): *ciclo Otto* (combustione a volume costante);
- accensione per compressione AC (compression ignition): *ciclo Diesel* (combustione a pressione costante).

I motori vengono inoltre classificati in base al ciclo operativo, cioè alla successione delle fasi che il fluido attivo compie nel cilindro e ripete con legge periodica, in particolare:

- *motore alternativo a due tempi* quando il ciclo si compie con due corse del pistone, in altre parole ad ogni giro dell'albero a gomiti;
- *motore alternativo a quattro tempi* quando il ciclo si compie con quattro corse del pistone, cioè ogni due giri dell'albero motore.

Un'altra suddivisione riguarda l'utilizzo dell'aria di combustione:

- *motori aspirati* quando l'aria viene immessa nel cilindro a condizione ambiente;
- *motori sovralimentati* quando si utilizza l'energia dei gas di scarico per pilotare un turbocompressore, che innalza la pressione dell'aria aspirata dal pistone, aumentandone la sua densità e di conseguenza incrementando la potenza del motore. Con la sovralimentazione si possono ottenere prestazioni superiori a quelle dello stesso motore aspirato (senza variare la cilindrata e il numero di giri)¹².

La scelta della tipologia di motore dipende da diversi fattori; generalmente si utilizzano motori Diesel quando sono richiesti bassi costi di installazione, servono sistemi compatti con elevata potenza e il gas non è disponibile o è troppo costoso. Si utilizzano invece motori Otto (a gas) quando si hanno restrizioni sulle emissioni gassose, i costi di manutenzione sono più importanti dei costi di installazione ed è disponibile un fornitore affidabile di gas.

I motori a combustione interna consentono di avere dei rendimenti elettrici del 20 % per i motori da qualche kW, e superiori al 40% per i generatori da qualche MW. Tali rendimenti sono funzione del carico a cui il motore lavora e delle condizioni ambientali (temperatura ambiente), con differenze che però non vanno oltre qualche punto percentuale. Le condizioni ambientali hanno invece un'influenza non trascurabile sulla potenza elettrica erogata, soprattutto alle alte temperature, in quanto la temperatura ambiente determina la densità dell'aria aspirata nel cilindro, e quindi la potenza.

¹¹ I cicli Diesel e Otto sono cicli termodinamici teorici di riferimento, validi per motori ideali: gli effetti reali di scostamento sono numerosi: ad es. la combustione a volume costante sarebbe tipica di una propagazione della fiamma a velocità infinita, nell'esatto istante in cui il pistone si trova al punto morto superiore e quindi ha velocità nulla, per cui il volume della camera di combustione non sta cambiando; ancora, compressione ed espansione nella realtà sono tutt'altro che adiabatiche, poiché attraverso le pareti del cilindro si cede calore al sistema di raffreddamento, ecc.

¹² In generale questo dispositivo viene abbinato ad uno scambiatore di calore (detto "intercooler") che effettua l'inter-refrigerazione dell'aria allo scopo di aumentare ulteriormente la densità e ridurre nel contempo il lavoro di compressione del motore. La sovralimentazione con inter-refrigerazione in generale aumenta la potenza del motore diminuendone i costi specifici e nella maggior parte dei casi migliora il rendimento e riduce le emissioni inquinanti allo scarico (in particolar modo gli NO_x).

Va infine rimarcato come i motori a combustione interna impiegati per la generazione elettrica abbiano in generale una buona capacità di inseguimento del carico, di avviamento e di arresto. Hanno inoltre raggiunto elevata affidabilità, richiedendo pochi interventi manutentivi, e quindi elevata disponibilità (fino al 95%).

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

I principali impieghi dei motori a combustione interna sono di seguito indicati:

- produzione isolata;
- produzione di riserva
- produzione integrativa¹³
- produzione in assetto cogenerativo¹⁴.

Caratteristiche tecnico-economiche

Le principali caratteristiche tecnico-economiche dei motori a combustione interna sono riportate nella tabella 3.F:

Taglia (MW)	Motori a combustione interna (1)				
	0,1	0,3	1	3	5
Stato della tecnologia	Commerciale				
Rendimento elettrico (%)	30	31	34	35	37
Costo capitale (\$/kW) (2)	1.030	790	720	710	695
Costo capitale con rec. di calore (\$/kW)	1.350	1.160	945	935	890
Costi O&M (\$/MWh)	18	13	9	9	8
Disponibilità (%)	> 96%				
Vita media (anni)	20				
Tipi combustibili	Gas naturale, biogas, comb. liquidi				

Note: (1) Dati basati su specifiche delle seguenti macchine: MAN 150 kW – 100 kW; Cummins GSK 19G – 300 kW; Cummins QSV91G – 1 MW; Caterpillar G33616LE – 3 MW; Wartsila 18V34SG – 5 MW. (2) Costo capitale in \$ 2003. Questo include oltre al costo del motore a combustione interna (variabile tra i 350 – 450 \$/kW), i costi della connessione elettrica, i costi di progetto- costruzione e management, installazione, ingegneria, tasse.

Tabella 3.F: Caratteristiche tecnico-economiche dei motori a combustione interna.

Nel caso in cui gli impianti con motori a combustione interna vengano utilizzati in assetto cogenerativo, è possibile raggiungere rendimenti complessivi di primo principio mediamente compresi tra:

- il 60 e l'80%, con indici elettrici tipici compresi tra 0,5 e 0,7 nel caso di ciclo Otto;
- il 60 e l'85%, con indici elettrici tipici compresi tra 0,8 e 2,4 nel caso di ciclo Diesel.

¹³ La produzione integrativa è utilizzata, ad esempio, nell'ambito della MG domestica ove recentemente sono stati posti sul mercato alcuni modelli di motori a combustione interna di piccolissima taglia, da 1 a 5 kWe. Il loro sviluppo è legato all'attuale liberalizzazione dei mercati elettrici ed è reso possibile dalla disponibilità di sistemi di controllo a costi relativamente bassi. Caratteristica fondamentale dei motori a combustione interna di piccola taglia è la versatilità di utilizzo, ossia la capacità di seguire repentine variazioni di carico, mantenendo rendimenti soddisfacenti anche ai carichi parziali. La presenza di gas di scarico ad elevata temperatura (400 – 500 °C), unita all'esigenza di smaltire il calore del circuito di raffreddamento del motore, rendono questi motori adatti all'impiego cogenerativo in un'abitazione, che richiede la generazione di acqua calda a 70 – 80 °C per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

¹⁴ Nell'ambito della cogenerazione le applicazioni più comuni riguardano edifici residenziali, commerciali, alberghi, ospedali, impianti di depurazione delle acque, impianti per la produzione tessile, impianti per la produzione di ceramica e carta, impianti chimici e per la produzione di materie plastiche.

3.1.8 Sistemi di produzione mediante motori Stirling

Descrizione della tecnologia

Il motore Stirling, brevettato nel 1816 da Robert Stirling, è stato utilizzato per la prima volta in campo solare nel 1872. Da allora sono stati sviluppati numerosi prototipi soprattutto per trazione, sia terrestre che marina e sottomarina.

Il motore Stirling è un motore che utilizza, direttamente o attraverso un processo di combustione (esterna al motore), l'energia termica proveniente da una qualunque fonte primaria¹⁵; è ritenuto in particolare il motore più adatto per lavorare con i collettori solari tipo dish¹⁶: la sua efficienza è subordinata ad alte temperature massime di ciclo termodinamico che possono essere raggiunte, ad esempio, tramite collettori solari (circa 650 e 800°C), ottenendo rendimenti di conversione reale fra 30 e 40%.

I fluidi di lavoro più usati sono l'elio e l'idrogeno, per via delle loro alte caratteristiche di scambio termico. L'elio ha meno problemi di compatibilità coi materiali ed è più sicuro, anche se l'idrogeno consente prestazioni migliori in termini di efficienza.

Un'esigenza peculiare è quella di lavorare ad alte pressioni, allo scopo di avere sufficienti densità di potenza; sono tipiche pressioni nel range di 5-20 MPa, il che comporta problemi di tenuta, tuttora in via di soluzione.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Tale tecnologia attualmente non è molto sviluppata e non esistono applicazioni commerciali. Tuttavia si registra in questi ultimi anni un interesse crescente dovuto alla possibilità di conseguire, con tali motori, elevati rendimenti, buone performance a carichi parziali, flessibilità nella scelta della fonte, ridotte emissioni inquinanti, ridotte vibrazioni e rumore.

Caratteristiche tecnico-economiche

Sebbene allo stato attuale i motori Stirling non sono commercialmente diffusi, si ritiene, anche ipotizzando un livello di commercializzazione maturo come quello dei motori Diesel, che difficilmente possano essere raggiunti costi inferiori a circa il doppio di quelli che caratterizzano i motori Diesel di pari potenza, soprattutto a causa dei materiali che devono essere utilizzati nelle parti del motore in cui, al fine di conseguire elevati rendimenti, si raggiungono alte temperature.

Nel caso in cui gli impianti con motori Stirling vengano utilizzati in assetto cogenerativo, è possibile raggiungere rendimenti complessivi di primo principio mediamente compresi tra il 60 e l'80%, con indici elettrici tipici compresi tra 1,2 e 1,7.

3.1.9 Considerazioni conclusive

Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici, si osserva che:

¹⁵ I motori Stirling utilizzano non solo la radiazione termica solare tramite un concentratore solare, ma anche energia termica liberata dalla combustione di un qualunque combustibile liquido, gassoso o solido, incluse le biomasse.

¹⁶ I sistemi Dish - Stirling sono generatori solari termoelettrici di piccola taglia che convertono la radiazione solare in energia elettrica per via termodinamica. In genere sono costituiti da un paraboloide riflettente di alcuni metri di diametro che concentra la radiazione solare diretta sul ricevitore termico di un motore Stirling di alcuni kW, collegato direttamente ad un alternatore.

- a) per potenze superiori ai 5 MW, con produzioni annue di diversi GWh, sono piuttosto diffuse le turbine a gas, le cui prestazioni possono ulteriormente migliorare con lo sviluppo dei materiali adatti a resistere ad alte temperature;
- b) per potenze inferiori sono piuttosto diffusi i motori a combustione interna che, in particolare sotto i 500 kW, presentano costi d'investimento nettamente più bassi di quelli tipici delle turbine a gas. Anche per i motori a combustione interna sono attesi miglioramenti soprattutto per quanto riguarda i sistemi di controllo e la riduzione delle emissioni inquinanti;
- c) per potenze fino a qualche centinaia di kW, si stanno sviluppando le microturbine a gas, le cui prestazioni sono ancora in via di perfezionamento;
- d) il motore Stirling, che attualmente risulta lontano dalla commercializzazione per la generazione elettrica, è di interesse per l'efficienza, la riduzione di emissioni e la silenziosità potenzialmente conseguibili. La principale barriera alla diffusione di questa tecnologia è l'elevato costo di impianto, il cui abbattimento dipenderà molto dalle risorse disponibili per ulteriori sviluppi e da un successivo incremento dei volumi di produzione.

3.2 Sistemi di produzione di tipo non termoelettrico

3.2.1 Sistemi di produzione idroelettrici

Descrizione della tecnologia

I sistemi di produzione idroelettrici sono basati sull'utilizzo di turbine idrauliche che trasformano energia potenziale (correlata ad un dislivello) in energia cinetica. A seconda del dislivello disponibile e della portata di fluido sfruttabile esistono diverse tipologie di turbine idrauliche¹⁷ (tabella 3.G).

¹⁷ Le turbine idrauliche risultano composte da una serie di elementi riconducibili al distributore, alla girante e al diffusore. Tra le diverse tipologie di turbine idrauliche si rammentano:

- *turbina Pelton*: macchina ad azione; nel distributore costituito da uno o più ugelli acceleratori che indirizzano getti di acqua alle pale del rotore si trasforma tutta l'energia di pressione del fluido in energia cinetica.
- *turbina Francis*: macchina a reazione, dove il distributore è costituito da una serie di pale che indirizzano l'acqua verso le pale della girante. Tale turbina è usata generalmente quando il flusso a disposizione varia poco nel corso del tempo.
- *turbina Banki-Mitchell o Crossflow*: adatta per flussi fino a 400 m³/s e cadute da 1 a 200 m, è di costruzione molto semplice e relativamente economica, cosa che ha permesso il suo relativo sviluppo. Il rotore è costituito da pale che si aprono su due cilindri concentrici. L'ingresso dell'acqua nel rotore è radiale attraverso un ugello di sezione rettangolare di larghezza pari a quella delle pale della girante. Il flusso scorre attraverso le pale verso l'interno per poi attraversare nuovamente le pale per uscire verso l'esterno dal lato opposto rispetto all'ugello. All'interno dell'ugello è presente un deflettore, la cui mobilità può essere usata per dirigere opportunamente il flusso e per regolare la portata (e quindi anche la potenza). La semplicità di regolazione si traduce in compattezza e in buoni rendimenti (88% per le più grandi e 80% per le più piccole) pressoché costanti al variare della portata. La velocità di rotazione è generalmente bassa con il risultato che un moltiplicatore deve essere inserito fra la turbina ed il generatore. Questa turbina è attualmente poco diffusa.
- *turbina Kaplan*: macchina di tipo a reazione, impiegata per salti fra 2 e 80 metri e con portate variabili fra 8 e 400 m³/s. Essa costituisce di fatto una evoluzione della Francis veloce con un numero di giri/minuto caratteristico di 340÷850. La girante è costituita da un mozzo sagomato ad ogiva su cui è montato un numero limitato di pale (da 3 a 8). Il diametro complessivo della girante può superare gli 8 m. Caratteristica di questo tipo di turbina è di avere le pale della girante orientabili per ottenere il massimo rendimento a qualsiasi portata. È dunque una turbina adatta alla parzializzazione del carico che avviene come nella Francis regolando la portata attraverso le pale del distributore.
- *turbina a elica*: turbina molto simile alla turbina Kaplan ove, però, non è possibile la regolazione dell'inclinazione delle pale della girante. Questa semplificazione consente una riduzione dei costi ma implica il fatto che le turbine di questo tipo possono essere impiegate solo in casi in cui la turbina lavora a carico costante;

Tipo di turbina	Dislivello geodetico H [m]	Portata Q [m ³ /s]	Potenza elettrica P [MW]	Categoria
<i>Pelton</i>	50 ÷ 1900	0,5 ÷ 20	0,05 ÷ 450	azione
<i>Francis</i>	10 ÷ 800	2 ÷ 150	0,05 ÷ 1000	reazione
<i>Crossflow</i>	1 ÷ 200	0,01 ÷ 400	0,001 ÷ 400	azione
<i>Elica e Kaplan</i>	2 ÷ 80	8 ÷ 400	0,1 ÷ 250	reazione
<i>Bulbo</i>	2 ÷ 30	8 ÷ 400	0,1 ÷ 60	reazione

Tabella 3.G: Caratteristiche dei diversi modelli di turbine idrauliche.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da affidabilità e da flessibilità di funzionamento, compreso l'avviamento e l'arresto veloci (ad esempio è possibile passare dallo stato di centrale ferma a quello di massima potenza in poche decine di minuti). Gli eccellenti rendimenti ai carichi parziali consentono di seguire in modo efficiente le variazioni di carico e di fornire una riserva rotante. Detti impianti si prestano, quindi, allo sfruttamento dell'energia primaria di tipo rinnovabile (acqua) con elevate caratteristiche di flessibilità.

Caratteristiche tecnico-economiche

La figura 3.1 mostra i costi d'investimento per impianti idroelettrici di piccola taglia.

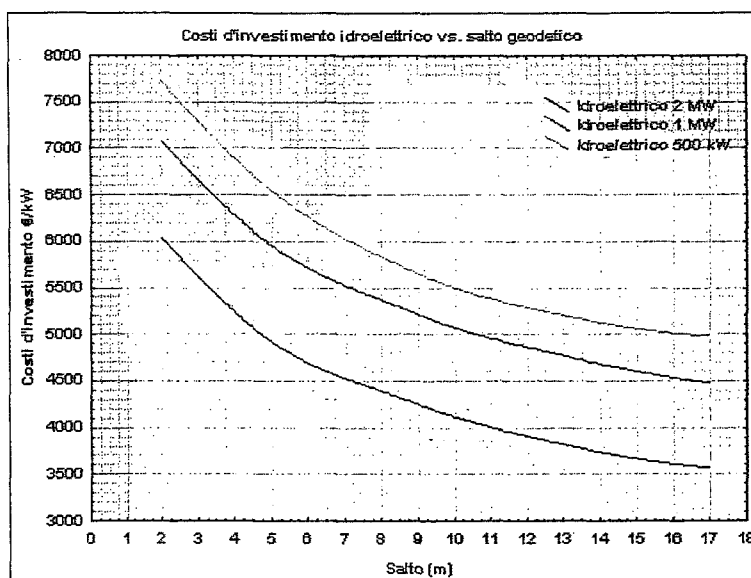


Figura 3.1: Costi di investimento tipici per gli impianti idroelettrici di piccola taglia.

- *turbina a bulbo*: anche queste sono molto simili alle turbine Kaplan. Sono macchine assiali di tipo a reazione, impiegate per salti fino a 30 metri. Esse sono impiegate in impianti di tipo fluviale oltre che in impianti che sfruttano il movimento delle maree. Un passaggio dritto sostituisce il consueto distributore a spirale della Kaplan, portando dei vantaggi in termini d'ingombro e costi. Solitamente i gruppi bulbo sono costituiti da un complesso unico che comprende turbina e alternatore, disposto entro un tubo ad asse orizzontale. Per macchine a pale fisse quali le turbine a bulbo ed a elica, si hanno dei buoni rendimenti solo in condizioni di carico nominale.

3.2.2 Sistemi di produzione eolici

Descrizione della tecnologia

I sistemi di produzione che sfruttano l'energia del vento sono composti da una serie di elementi tra i quali il più importante è l'aerogeneratore, cioè l'unità che è in grado di convertire l'energia del vento in energia elettrica. In generale, l'aerogeneratore è costituito dai seguenti sottosistemi principali:

- il motore eolico (aeromotore), che trasforma l'energia cinetica del vento in energia meccanica; il suo principale componente è il rotore, dotato di pale opportunamente sagomate secondo un profilo aerodinamico. L'asse del rotore può essere orizzontale o verticale;
- l'apparato di conversione dell'energia meccanica in energia elettrica, basato su un classico generatore elettrico rotante (sincrono o asincrono) azionato dal motore eolico attraverso una trasmissione che comprende sovente un moltiplicatore di giri; a valle del generatore può essere presente anche un sistema di condizionamento della potenza prodotta, necessario per ottenere in uscita una corrente, continua o alternata, di caratteristiche appropriate all'impiego.

Gli aerogeneratori (o turbine eoliche) ad asse orizzontale comprendono, oltre al rotore, i seguenti principali componenti strutturali:

- la navicella, che sorregge ad una sua estremità il rotore; in essa sono alloggiati gli alberi di trasmissione, il moltiplicatore di giri, il generatore ed eventuali altri componenti elettrici, nonché varie apparecchiature ausiliarie e di controllo; la navicella viene orientata automaticamente per mantenere il rotore sempre allineato alla direzione del vento;
- il sostegno, generalmente metallico, con struttura tubolare o a traliccio, che ha la funzione di mantenere la navicella, e quindi il mozzo del rotore, ad un'altezza opportuna rispetto al suolo; il sostegno poggia, a sua volta, su una fondazione in calcestruzzo armato.

Gli aerogeneratori ad asse verticale possono avere pale diritte, parallele all'albero, cui sono fissate con barre trasversali, oppure pale curvilinee, fissate all'albero ad entrambe le estremità (rotore Darrieus), oppure pale sagomate secondo una superficie cilindrica (rotore Savonius). Oggi i rotor ad asse verticale vengono impiegati soltanto su aerogeneratori di piccola taglia.

Le tecnologie degli aerogeneratori differiscono a seconda della loro taglia, che a sua volta corrisponde a diversi tipi di applicazione.

Aerogeneratori di taglia media e grande

La potenza unitaria è compresa fra 100 e 1000 kW negli aerogeneratori di media taglia ed è superiore a 1000 kW in quelli di grande taglia.

Il principale campo di applicazione è oggi quello che vede aerogeneratori di taglia media e grande raggruppati in centrali eoliche collegate a reti in media ed alta tensione. Queste centrali sono formate dal raggruppamento di un certo numero di aerogeneratori, che vengono disposti su un'area di territorio rurale secondo uno schema opportunamente studiato in funzione del terreno e del regime ventoso. Il numero delle macchine per impianto in Europa va tipicamente da alcune unità fino a qualche decina. Centrali eoliche di potenza fino a circa 5-7 MW possono essere collegate in media tensione, mentre per potenze superiori la connessione, di norma, è effettuata alla rete elettrica di alta tensione.

In ogni caso, la disponibilità della fonte eolica, e quindi anche la producibilità degli impianti, è affetta da un certo grado di variabilità e d'incertezza, e la sua valutazione può avvenire soltanto su

basi statistiche. Nell'ambito dei sistemi elettrici, le centrali eoliche contribuiscono quindi essenzialmente a coprire il carico di base, in modo analogo agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, e richiedono la presenza di altre fonti per il bilanciamento del carico, in particolare nei momenti di punta.

Nel complesso la tecnologia degli aerogeneratori medi e grandi ha ormai raggiunto un sufficiente grado di maturità; i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi e alla simultanea crescita della potenza unitaria degli aerogeneratori.

In Italia, la taglia di aerogeneratore più diffusa è stata a lungo quella compresa fra 600 e 850 kW. Negli ultimi anni, seguendo una tendenza già in atto nell'Europa settentrionale, anche in Italia si è incominciato ad installare diverse macchine con potenze fino a 2 MW. Nelle macchine da 600-850 kW il rotore è generalmente dotato di 3 pale, ha un diametro fra 40 e 55 m e un'altezza del mozzo dal suolo intorno ai 50 m. Nelle macchine più grandi, fra 1 e 2 MW di potenza, i rotori, sempre tripala, hanno invece diametri fra 60 e 90 m e altezze al mozzo fino a 100 m. La regolazione della potenza avviene, nelle macchine medie e grandi, per variazione del passo delle pale oppure, ma soprattutto nei modelli più piccoli, per stallo aerodinamico del rotore.

È da notare che esistono già, nei cataloghi dei costruttori, modelli da 3 MW e più, con rotori che superano i 100 m di diametro, tipicamente destinati agli impianti fuori costa (offshore). Sempre per quest'ultimo impiego sono stati già sviluppati alcuni prototipi fino a 6 MW di potenza e 120 m di diametro di rotore.

Il funzionamento tradizionale degli aerogeneratori connessi alla rete avveniva a velocità del rotore costante, con il generatore elettrico (di tipo asincrono) collegato direttamente alla rete attraverso il trasformatore. In gran parte dei modelli più recenti si è però affermato il funzionamento a velocità più o meno variabile, grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza all'uscita del generatore (sia sincrono che asincrono). In qualche modello, dotato di generatore ad alto numero di poli, è anche scomparso il moltiplicatore di giri.

La potenza elettrica prodotta dipende dall'intensità del vento. Per l'avviamento della macchina è necessario che la velocità del vento raggiunga una soglia minima di inserimento (3-5 m/s). Solo con vento pari almeno alla velocità nominale (tipicamente 12-15 m/s) la macchina è in grado di erogare la potenza di progetto. Con velocità del vento elevate (>25 m/s) l'aerogeneratore viene staccato dalla rete. In siti con ventosità buona (almeno 6-7 m/s di velocità media annua del vento a 10 m dal suolo), il numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale può andare tipicamente da 2.000 a 2.500 sulla terraferma. Per le installazioni offshore si parla almeno di 3.500 ore.

Aerogeneratori di piccola taglia

Gli aerogeneratori di piccola taglia (qui individuati come quelli sotto i 100 kW di potenza) sono una categoria piuttosto eterogenea, in quanto si va da unità da poche decine di watt o pochi chilowatt, tipicamente intese per impieghi isolati come carica batterie, fino a macchine da 50-100 kW che presentano caratteristiche tecniche e modalità di funzionamento già simili a quelle degli aerogeneratori di media taglia di cui si è detto sopra. Di solito i modelli dai 5 kW in su possono funzionare sia in applicazioni "stand-alone" per l'alimentazione di utenze elettriche isolate, che in connessione a reti elettriche di bassa o media tensione.

Gli aerogeneratori di piccola taglia vengono sovente prodotti in serie limitate da aziende di modeste dimensioni. Non mancano tuttavia costruttori che hanno raggiunto livelli di produzione significativi, sviluppando modelli con buone prestazioni e in grado di funzionare in ambienti anche molto difficili. In ogni caso, i prezzi d'acquisto per chilowatt delle piccole macchine rimangono assai più elevati di quelli delle unità di taglia maggiore.

Oggi un tipico aerogeneratore ad asse orizzontale con potenza da 5 a 20 kW, adatto sia per applicazioni isolate che per collegamento alla rete, presenta caratteristiche abbastanza consolidate: rotore con diametro da 5 a 10 m dotato di pale a passo fisso in numero da tre (più comune) a sei; orientamento al vento mediante pinna direzionale; funzionamento a velocità variabile; regolazione della potenza ai forti venti mediante disallineamento dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento (controllo d'imbardata); alternatore con eccitazione a magneti permanenti e raddrizzatore. L'uscita è quindi in corrente continua e l'eventuale collegamento alla rete avviene attraverso un inverter. La macchina viene montata su un sostegno tubolare o a traliccio che le conferisce un'altezza al mozzo da 10 a 30 m rispetto al suolo.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Lo sviluppo della fonte eolica è condizionato non solo dall'individuazione di aree con adeguata ventosità accompagnata dalla disponibilità di terreni aventi opportune caratteristiche di orografia e copertura, ma anche da problemi di compatibilità ambientale. L'impatto visivo è la causa principale di opposizione agli impianti eolici, soprattutto in aree densamente popolate o di pregio paesaggistico e naturale. Altri problemi ambientali, come il rumore, l'interferenza con le telecomunicazioni e il disturbo all'avifauna, sembrano avere un'incidenza minore, ma devono comunque essere tenuti presenti per prevenire reazioni negative da parte dell'opinione pubblica. In Paesi con penetrazioni della generazione eolica percentualmente non più trascurabili come un tempo si sta oggi esaminando con attenzione anche l'aspetto dell'integrazione di questi impianti nel sistema elettrico, per valutare in particolare i problemi che potrebbero insorgere per quanto riguarda la regolazione di tensione e frequenza in zone critiche della rete.

Caratteristiche tecnico-economiche

Nella tabella 3.H sono riportate alcune caratteristiche tecniche ed economiche degli aerogeneratori delle varie taglie.

<i>Taglia (MW)</i>	Piccola (<100 kW)	Media (100-1.000 kW)	Grande (> 1.000 kW)
<i>Stato della tecnologia</i>	Commerciale		
<i>Tipo di turbina</i>	Asse orizzontale e verticale	Asse orizzontale	Asse orizzontale
<i>Rendimento globale (Cp) in condizioni di progetto (%)</i>	30	35	35
<i>Costo capitale dell'impianto completo (\$/kW)</i>	3.000-4.000	1.000-1.500	1.200-1.600 2.000-2.300 (offshore)
<i>Costi annui O&M (\$/kWh)</i>	1-3 % del costo capitale		
<i>Disponibilità (%)</i>	95-99%		
<i>Vita tecnica media (anni)</i>	20		

Tabella 3.H: Caratteristiche dei diversi modelli di turbine eoliche.

In media, il 70% del costo capitale delle centrali eoliche è dovuto agli aerogeneratori e il rimanente alle altre opere elettriche e civili. Per gli impianti offshore (non presenti per ora in Italia) si stima un costo capitale superiore del 50% a quello degli impianti sulla terraferma; tale maggior costo dovrebbe essere compensato dalla produzione più elevata.

3.2.3 Sistemi di produzione da energia solare con tecnologia fotovoltaica

Descrizione della tecnologia

La tecnologia fotovoltaica è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, il quale avviene integralmente all'interno della cella (o dispositivo fotovoltaico). Le diverse tipologie di celle e moduli sono classificabili nelle tre seguenti categorie:

- a) Celle e moduli al silicio cristallino:
 - i. Celle monocristalline, celle multicristalline;
 - ii. Celle ibride Silicio amorfo/monocristallino;
- b) Celle e moduli a film sottile:
 - i. Celle solari a film sottile in Amorfo (a-Si);
 - ii. Celle solari a film sottile al CIS (Diseleniuro di indio e rame), al CIGS (Diseleniuro di indio, gallio e rame), al CIGS su polyimide e ibrida composta da amorfo e CIS;
 - iii. Celle solari a film sottile al CdTe/CdS (Telloruro di cadmio);
- c) Celle organiche (celle in fase di sviluppo).

Celle e moduli al silicio cristallino

Per molto tempo, riferendoci alle applicazioni terrestri, il materiale di base per la fabbricazione di celle è stato il silicio, nella forma mono e multicristallina. Le celle fotovoltaiche sono ottenute da lingotti che vengono tagliati in fette con seghe a filo. La cella fotovoltaica è in sostanza costituita da due o più strati di materiale semiconduttore che, nel caso del silicio monocristallino hanno spessore totale compreso tra 200 e 400 µm. Il silicio è sempre stato il materiale più usato per la produzione di celle solari e quasi il solo materiale utilizzato per produzioni su grande scala. Si trova in quantità sulla crosta terrestre, non è velenoso; inoltre i processi tecnologici sono molto avanzati e ne permettono la preparazione ad un elevato grado di purezza partendo dalla sabbia (SiO₂).

Nel 2004 è apparso evidente che la disponibilità commerciale di Silicio di elevata purezza e basso costo non è più in grado di soddisfare la richiesta di un mercato in continua crescita specie perché quasi tutti i produttori utilizzano silicio mono o policristallino per la fabbricazione di celle solari.

Celle e moduli a film sottile

L'elevato costo del silicio ha stimolato negli anni '90 lo studio di soluzioni basate su materiali innovativi. Lo sviluppo dei materiali e dei dispositivi a film sottile ha cercato, con alterne vicende, di rispondere a questa richiesta. Caratteristiche comuni ai film sottili sono la capacità di essere depositati su grandi superfici, l'adattabilità a processi industriali su grande scala e l'uso di supporti non costosi quali lamine di acciaio, di alluminio, di vetro. Nonostante i tentativi di sviluppo della tecnologia a film sottile, la stragrande maggioranza degli impianti fotovoltaici sfrutta la tecnologia delle celle a silicio. Le motivazioni di quest'insuccesso sono da ricercare soprattutto nella notevole complessità dei metodi di controllo dei processi tecnologici adottati per realizzare i film. Inoltre le prestazioni in termini di efficienza sono tuttora inferiori a quelle del silicio e le problematiche di affidabilità e di durata non sono ancora state risolte in maniere convincente.

Celle organiche

Si tratta delle celle cosiddette di terza generazione che si stanno affacciando con successo sul mercato. Non sono ancora prodotte a livello industriale ma gli esperti ne prevedono una forte

diffusione a partire dal 2010. La tecnologia in questione comprende diversi tipi di celle (polimeriche, ibride, dye, nanocristalline, “quantum dot”, etc).

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

I sistemi fotovoltaici possono differenziarsi per il fatto di essere o meno connessi alla rete elettrica. Gli impianti connessi alla rete sono dotati di inverter per convertire l’energia elettrica da continua ad alternata. I sistemi non connessi alla rete utilizzano batterie per accumulare l’energia prodotta e un controllore di carica per mantenere cariche al meglio le batterie. Talvolta viene anche usato un inverter in modalità “stand alone” per fornire energia elettrica in corrente alternata per usi locali ed isolati. Le possibili applicazioni sono riferite alla taglia:

- da 100 a 1.000 W: sistemi di pompaggio, impianti di dissalazione, sistemi “stand-alone”, piccoli sistemi per tetti, sistemi ibridi;
- da 1 a 20 kW: edifici connessi alla rete, grandi sistemi per edifici isolati, sistemi ibridi di media taglia (con eolico, motore diesel e batterie);
- da 20 a 50 kW: grandi sistemi connessi alla rete su edifici, infrastrutture o a terra;
- da 50 a 1000 kW e oltre: sistemi di grande potenza connessi alla rete.

Caratteristiche tecnico-economiche

La tabella 3.I riporta le principali caratteristiche tecnico-economiche di celle e moduli e le previsioni al 2012 per moduli al silicio (CZ monocristallino, MC multicristallino) e sistemi.

Celle e moduli al silicio	Anno 2003	Anno 2012
Rendimento medio della cella	MC: 14,5% CZ: 16%	MC: 16% CZ: 18%
Costo di fabbricazione moduli	MC: 2,40 € CZ: 2,60 €	MC: 1,10 € CZ: 1,00 €
Prezzo del modulo	3,00 €	1,50 €
Prezzo del sistema per kW di picco	7.000 €	3.000 €
Costo del kWh prodotto	tra 0,3 e 0,6 €	tra 0,18 e 0,36 €

Tabella 3.I: Caratteristiche tecnico- economiche delle celle e moduli fotovoltaici (costi in euro al 2003 e 2012).

3.2.4 Sistemi di produzione mediante celle a combustibile

Descrizione della tecnologia

Nelle celle a combustibile l’energia chimica viene trasformata in energia elettrica tramite delle reazioni elettrochimiche, senza che avvenga un processo di combustione. Sebbene la trasformazione diretta chimico-elettrica presenti delle perdite, queste sono generalmente assai inferiori a quelle che si hanno nei processi tradizionali, in cui l’energia chimica del combustibile viene trasformata prima in energia termica e poi in lavoro meccanico. Una cella a combustibile consiste di due elettrodi, un elettrodo negativo “anodo” e un elettrodo positivo “catodo” e da un elettrolita. Vengono alimentate con idrogeno che viene immesso all’anodo, mentre l’ossigeno nell’aria alimenta il catodo. Attivato da un catalizzatore l’idrogeno si separa in protoni ed elettroni, che prendono percorsi differenti per raggiungere il catodo. Gli elettroni vanno al catodo attraverso un circuito esterno, creando un flusso di elettricità. I protoni migrano al catodo attraverso l’elettrolita, dove si riuniscono con l’ossigeno e gli elettroni producendo acqua (figura 3.2). La cella a combustibile è un sistema di conversione dell’energia che può almeno teoricamente produrre energia elettrica finché gli elettrodi sono

alimentati da combustibile e comburente; solo la progressiva degradazione o un malfunzionamento dei componenti limita la vita delle celle a combustibile.

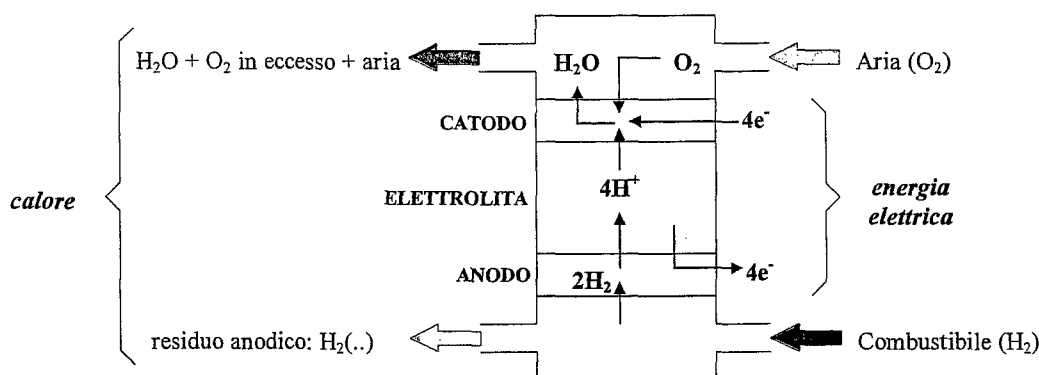


Figura 3.2: Principio di funzionamento di una cella a combustibile ad acido fosforico (PAFC).

Poiché il principale combustibile è l'idrogeno, che in generale non è direttamente disponibile, si deve convertire il combustibile primario in un gas con un elevato contenuto di idrogeno attraverso delle reazioni di *reforming*, inoltre è necessario ridurre la concentrazione di impurità in quanto possono avvelenare i materiali di cui sono costituiti gli elettrodi riducendone le prestazioni e la vita della cella. Una tipica cella fornisce una tensione di 0,7-0,8 V e una potenza di uscita di alcune decine di watt. Al fine di raggiungere valori maggiori di tensione e potenza, si devono assemblare le celle in moduli collegandole in serie e/o in parallelo.

Le celle a combustibile si possono classificare in base al loro elettrolita. Attualmente le celle più sviluppate sono di cinque tipologie che si differenziano oltre che per il tipo di elettrolita, per la temperatura di funzionamento e per le prestazioni:

- celle a combustibile alcaline (AFC) utilizzate principalmente per impieghi spaziali;
- celle ad acido fosforico (PAFC) in fase di commercializzazione;
- celle a membrana a scambio di protoni (PEMFC) prossime alla commercializzazione;
- celle a carbonati fusi (MCFC) in fase dimostrativa e di test;
- celle a ossidi solidi (SOFC) in fase dimostrativa e di test.

Potenzialità di utilizzo della tecnologia

Attualmente le applicazioni delle celle a combustibile riguardano la realizzazione di impianti pilota dimostrativi e di ricerca in quanto il loro sviluppo è in generale immaturo e i costi sono ancora troppo elevati. E' difficile prevedere quando diverranno economicamente competitive e affidabili, con vite operative confrontabili con le altre tecnologie convenzionali.

La tecnologia delle celle a combustibile presenta potenzialmente molti vantaggi, che possono essere riassunti come segue:

- rendimenti elettrici elevati;
- tempi brevi d'installazione;
- basse emissioni (produzione pressoché nulla di ossidi di azoto e di composti dello zolfo);
- bassa manutenzione;
- basse vibrazioni e rumore;
- cogenerazione di alta qualità per le celle ad alta temperatura, con possibilità di realizzare cicli combinati;
- buone prestazioni ai carichi parziali.

Nel presente stato di sviluppo alcuni svantaggi limitano la loro diffusione:

- costi d'investimento elevati;
- tecnologia non matura, vita operativa limitata;
- le celle ad alta temperatura necessitano di tempi lunghi di accensione;
- sistemi e infrastrutture di produzione, distribuzione e accumulo d'idrogeno necessitano di ricerca e sviluppo.

Ad oggi si ritiene che in futuro possano trovare applicazioni nei seguenti settori di mercato:

- MCFC in cicli combinati con turbine con taglie da 200 kW a 20 MW per generazione elettrica e calore nel terziario e nell'industria;
- SOFC per cogenerazione residenziale con unità da alcuni kW, e per impieghi di generazione elettrica e calore nel terziario e nell'industria in cicli combinati con turbine fino a 20 MW;
- PEMFC, PAFC per micro-cogenerazione nel residenziale e terziario (alberghi, ospedali ecc.) con taglie da alcuni kW a centinaia di kW.

Caratteristiche tecnico-economiche

Nella tabella 3.J si riassumono le caratteristiche più importanti delle celle a combustibile per applicazioni di GD:

Tipo di cella a combustibile	PAFC	PEMFC	MCFC	SOFC
Potenza elettrica [kW]	100-10.000	1-250	100-2.000	50-220
Efficienza elettrica cella [%]	40-50	40-52	45-60	45-60
Efficienza elettrica sistema [%]	30-40	30-40	40-50	40-50
Efficienza globale in cogenerazione [%]	60-80	60-80	80-90	80-90
Temperatura di funzionamento [°C]	150-220	60-100	600-700	800-1.000
Ione trasportato e tipo elettrolita	Ioni H ⁺ , H ₃ PO ₄ – soluzione di acido fosforico	Ioni H ⁺ , con anioni in membrana do polimeri	Ioni CO ₃ ⁼ , tipicamente sale eutettico LiKCO ₃	Ioni O ⁼ , matrice ceramica di zirconia stabilizzata con ossidi liberi
Costruzione tipica	Carbonio, ceramica porosa	Plastica, metallo o carbonio	Metalli resistenti ad alta temp., ceramica porosa	Ceramica, metalli resistenti alta temp.
Reforming interno	NO	NO	SI	SI
Catalizzatore	Platino	Platino	Nickel	Perovskite
Ossidante	Aria o aria arricchita di O ₂	Aria o O ₂	Aria	Aria
Contaminante principale	CO > 1%, zolfo	CO, zolfo e NH ₃	Zolfo	Zolfo
Vita operativa [ore]	40.000	10.000	20.000	5.000
Costo d'impianto [€/kW]	4.000-5.000	7.000-10.000	6.000-10.000	15.000-20.000

Tabella 3.J: Caratteristiche delle celle a combustibile.

3.3 Conclusioni

Nel presente capitolo sono state descritte, a titolo puramente informativo, le tecnologie attualmente esistenti, commercialmente diffuse o ancora in fase di ricerca, utilizzate nell'ambito della GD.

La scelta di una tecnologia piuttosto che di un'altra dipende da moltissimi elementi: la fonte disponibile, i prodotti che si intendono ottenere (solo energia elettrica o anche calore), la qualità del

calore (il livello di temperatura) e quindi il fluido intermedio necessario (acqua calda eventualmente in pressione o vapore).

In tale contesto, non trascurabile è il costo della produzione di energia elettrica e termica per le diverse tecnologie. Nelle tabelle riportate nel presente capitolo sono stati evidenziati costi di investimento indicativi per le diverse tecnologie, con o senza produzione combinata di energia elettrica e calore. Con particolare riferimento agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili, tali costi possono variare moltissimo anche sulla base dell'ubicazione dell'impianto e sull'eventuale necessità di raccogliere, trasportare e pretrattare il combustibile (ad esempio nel caso delle biomasse). Quindi, il costo di investimento non è l'unico elemento utile ai fini della stima del costo di produzione di energia elettrica e termica: occorre infatti tenere conto anche dei costi di esercizio molto variabili a seconda della tipologia impiantistica, dei costi di combustibile, ove presenti, e della loro variabilità nel tempo. In più, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, occorre tener conto della presenza di due prodotti utili e non solo dell'energia elettrica.

In conclusione, la scelta di una tecnologia nell'ambito della GD dipende da moltissimi aspetti, quali ad esempio quelli sopra elencati, che devono essere presi in considerazione durante lo studio di fattibilità. Non è possibile pertanto definire un criterio di scelta univoco. Anche la definizione dei costi di produzione può portare, al variare delle specifiche situazioni, a risultati molto diversi.

CAPITOLO 4

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED ALLA MICROGENERAZIONE NELL'ANNO 2004 IN ITALIA

4.1 Introduzione generale

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della MG 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".

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. 387/03².

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.

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 residuati 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. Pertanto, nella presente relazione, tra le fonti rinnovabili sono inclusi i rifiuti.

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

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 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 MG 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 esposte alcune considerazioni relative all'attuale diffusione della GD e della MG, 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.

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, 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

Nel 2004 risultavano installati in Italia 2.481 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 3.851 MW (circa il 5% della potenza efficiente lorda del totale parco impianti di generazione presente in Italia) ed una produzione lorda di 14,3 TWh (circa il 5% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica).

Di questi 2.481 impianti, 1.692 (il 68% del totale impianti di GD) sono idroelettrici, per una potenza efficiente lorda pari a 2.015 MW (52%) ed una produzione lorda di 7,7 TWh (54%); 693 sono termoelettrici (28%) con potenza efficiente lorda pari a 1.516 MW (39%) ed una produzione di 5,9 TWh (41%); i restanti sono 4 impianti geotermoelettrici (28 MW complessivi), 79 impianti eolici (286 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	1.692	2.015	7.693.667	366.115	7.204.391
<i>Biomasse e rifiuti</i>	222	414	1.773.470	106.684	1.595.426
<i>Fonti non rinnovabili</i>	457	1.058	3.933.982	2.824.930	978.667
<i>Ibridi</i>	14	45	187.483	93.610	83.902
Totale termoelettrici	693	1.516	5.894.935	3.025.224	2.657.995
Geotermoelettrici	4	28	195.396	0	183.356
Eolici	79	286	482.525	2.671	478.231
Fotovoltaici	13	7	4.042	14	3.965
TOTALE	2.481	3.852	14.270.564	3.394.024	10.527.938

Tabella 4.A : Impianti di GD.

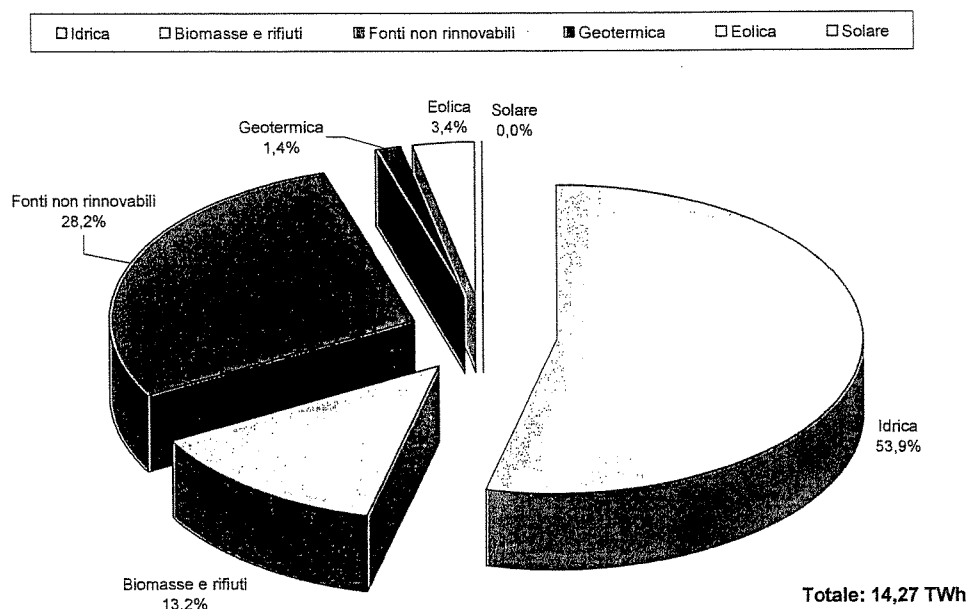


Figura 4.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD.

Analizzando il **sistema di generazione elettrica italiano** nel suo complesso si nota invece che solo il 16,5% della produzione lorda deriva da impianti idroelettrici (circa 50 TWh), inclusi gli apporti da pompaggio, a fronte di una potenza efficiente lorda pari al 25% (21.073 MW) del totale, l'81,1% circa (246 TWh) da termoelettrico (con una potenza efficiente lorda di 61.531 MW, circa il 73% del totale) ed infine il restante 2,4% di energia viene prodotta da impianti geotermoelettrici (1,8%), eolici e fotovoltaici con una potenza efficiente lorda complessiva del 2% rispetto al totale pari a 84.424 MW (figura 4.2).

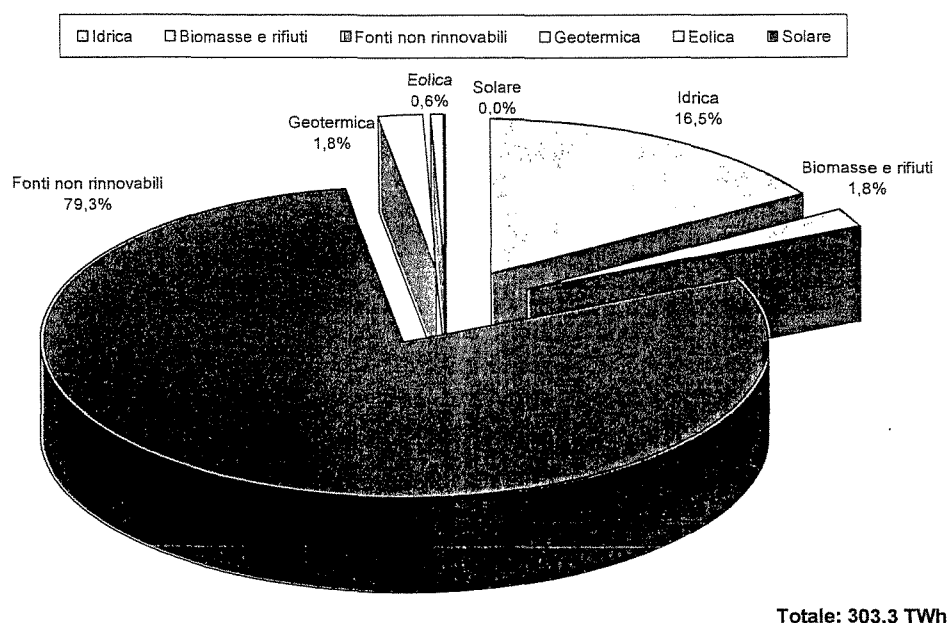


Figura 4.2: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale.

Complessivamente il 72% della **produzione di energia elettrica** da impianti sotto i 10 MVA è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili (di cui il 76% da fonte idrica), con simili rapporti per quanto riguarda la potenza efficiente lorda⁴ (figura 4.3), a fronte di uno scenario complessivo nazionale in cui la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 18% dell'intera produzione nazionale⁵.

Circa il 24% della produzione lorda di **energia elettrica** da impianti di GD è **consumata in loco**, mentre il 74% di energia prodotta è immessa in rete e il restante 2% è consumata dai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Andando ad analizzare le 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 (51%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (72%), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa

⁴ In figura 4.3 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.

⁵ Nella figura 4.2 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 2004 è pari a circa 55,7 TWh, il 18% della produzione lorda totale.

termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti (tabella 4.A e figura 4.4).

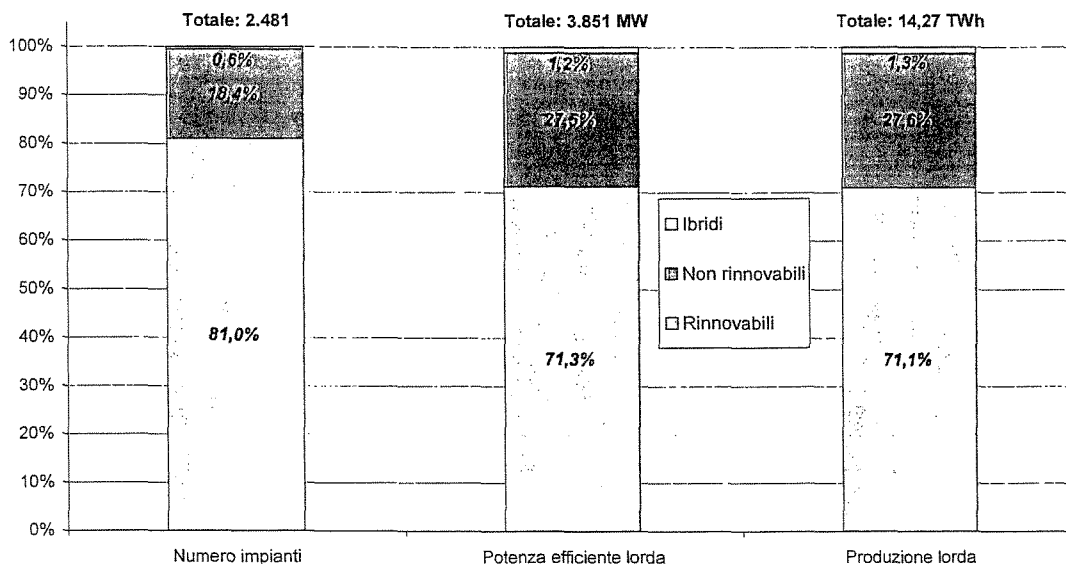


Figura 4.3: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella GD.

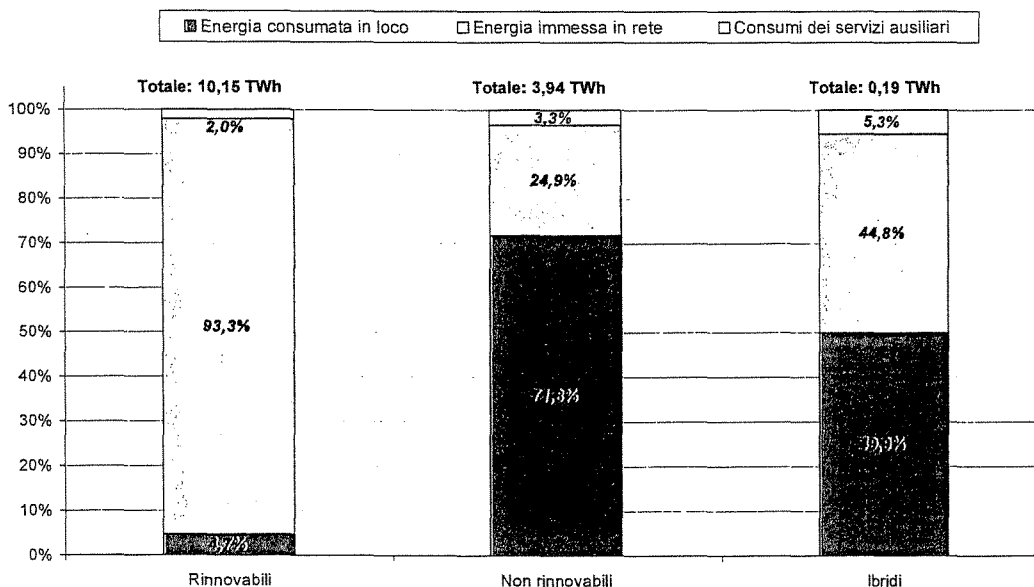


Figura 4.4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

Questo quadro 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.

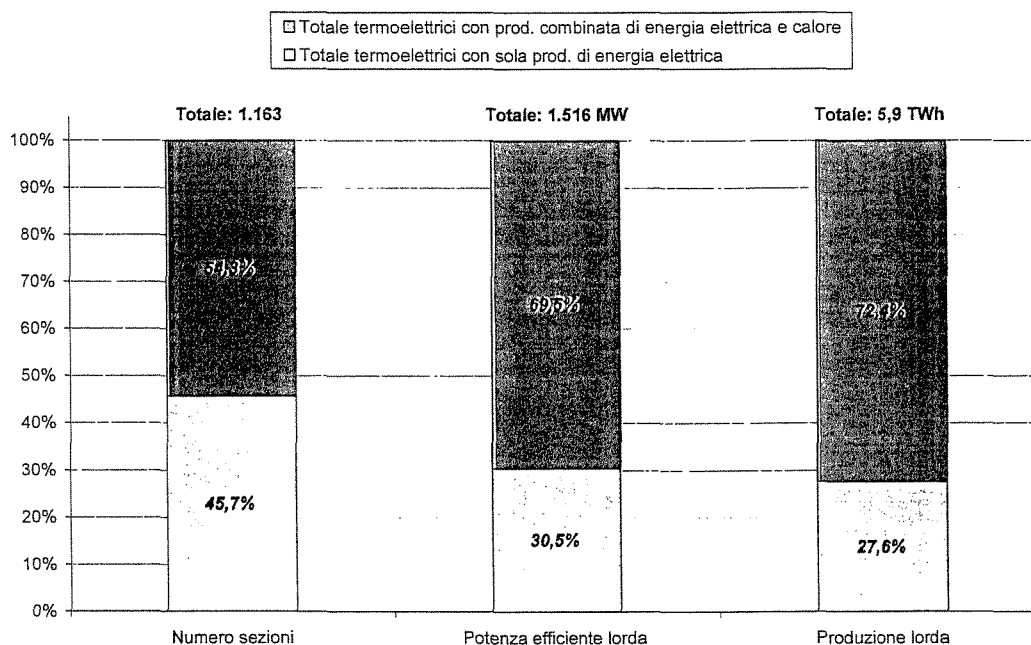


Figura 4.5: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD.

Dai seguenti grafici si osserva la distribuzione del totale degli impianti di GD in Italia in termini di potenza e di energia (figure 4.6 e 4.7) e degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figure 4.8 e 4.9). Le considerazioni che si possono trarre dipendono dalle diverse fonti e verranno messe in evidenza nei prossimi paragrafi.

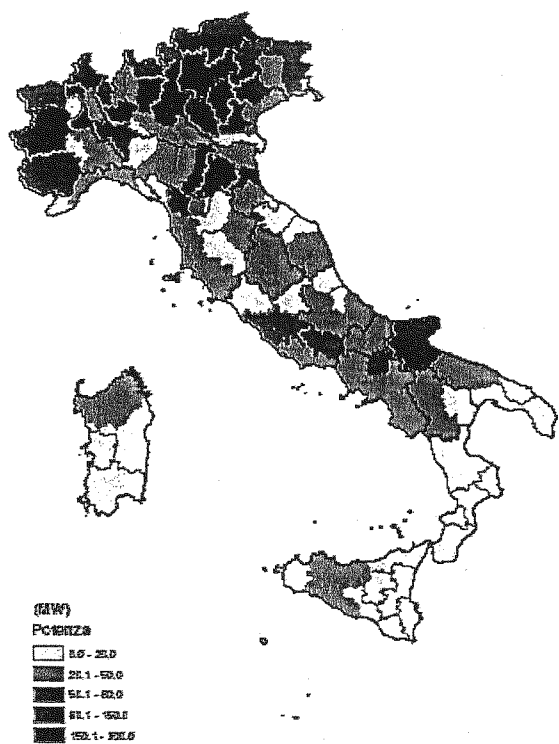


Figura 4.6: Dislocazione degli impianti di GD in termini di potenza.

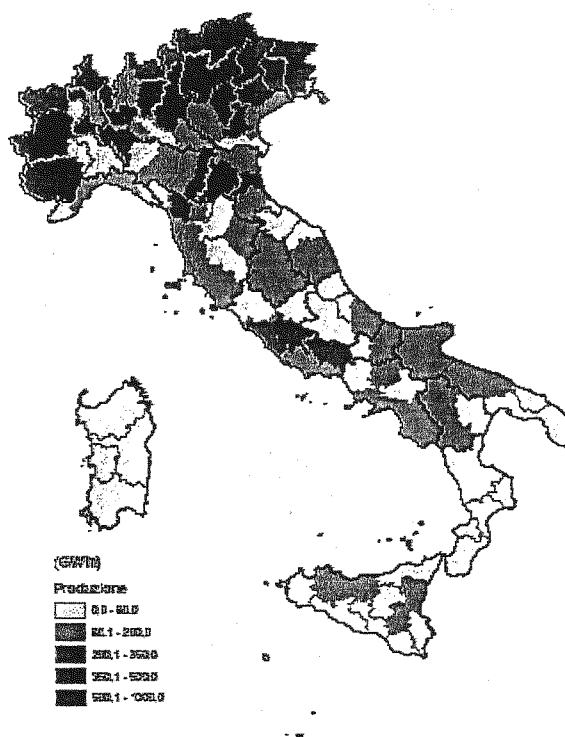


Figura 4.7: Dislocazione degli impianti di GD in termini di energia.

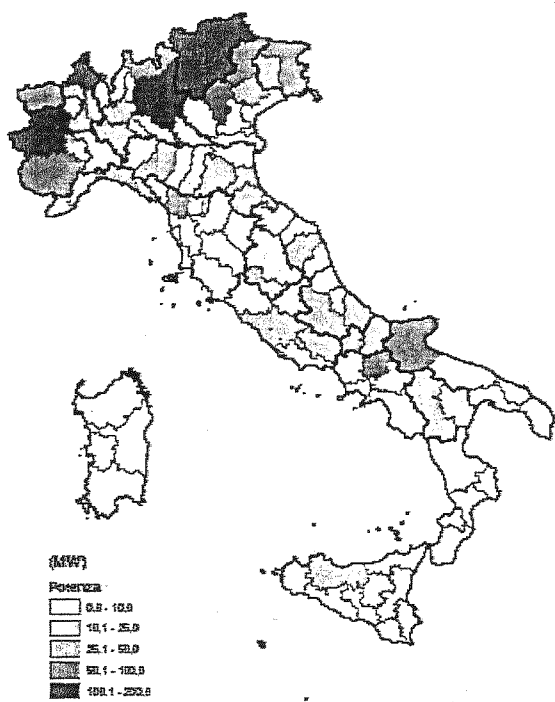


Figura 4.8: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in termini di potenza.

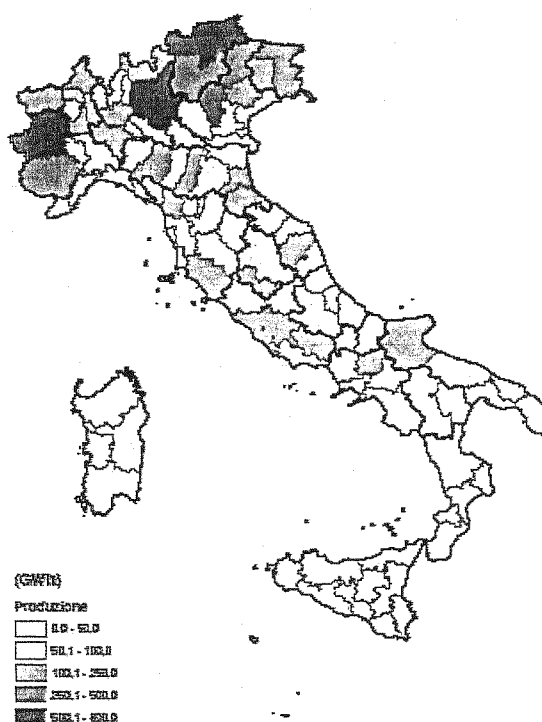


Figura 4.9: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in termini di energia.

Infine le [figure 4.10 e 4.11](#) descrivono, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della GD sul totale regionale.

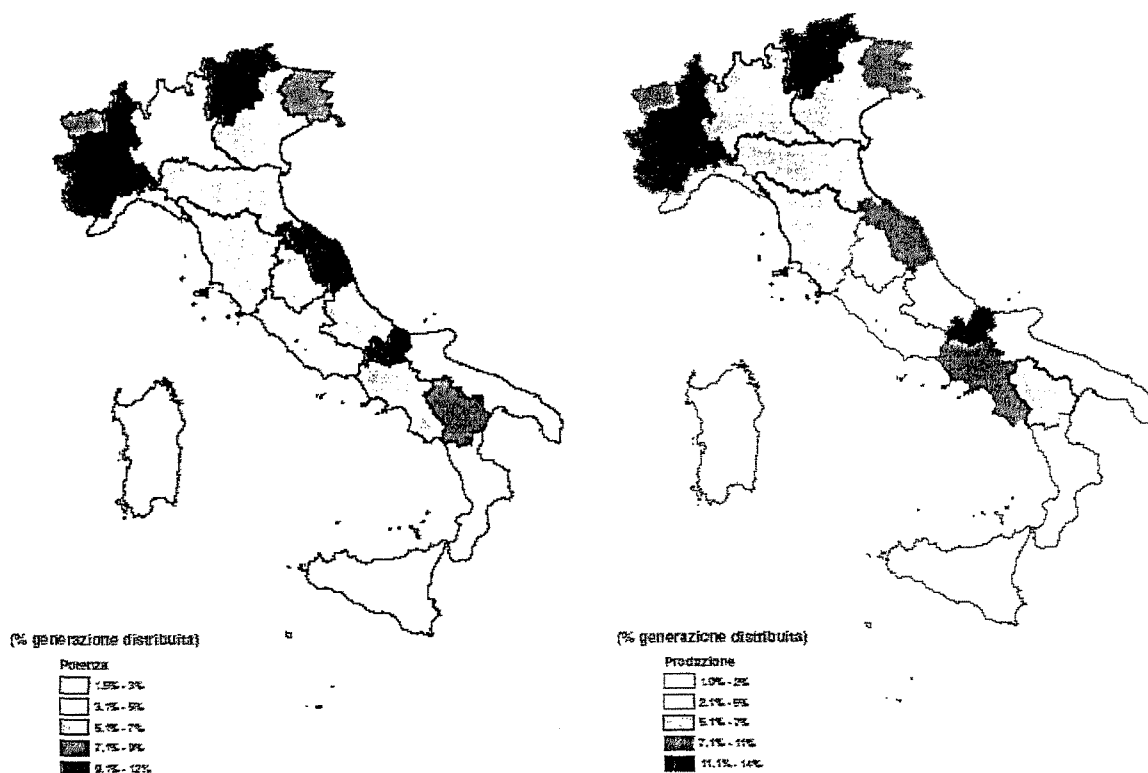


Figura 4.10: Penetrazione della GD in termini di potenza sul totale regionale.

Figura 4.11: Penetrazione della GD in termini di energia sul totale regionale.

4.2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della GD

La fonte idrica è la più sfruttata in Italia nell'ambito della GD. Infatti, con riferimento ai dati 2004, circa il 52% della potenza efficiente lorda utilizza questa fonte producendo circa 7,7 TWh di energia elettrica (circa il 54% dell'intera produzione lorda da impianti di GD). Si nota inoltre che, nonostante il numero di impianti idroelettrici sotto i 10 MVA rappresenti più dell'83% degli impianti idroelettrici installati in Italia, essi costituiscono solo il 10% dell'intera potenza efficiente lorda idroelettrica presente in Italia, con una produzione lorda pari al 15% della produzione totale italiana da impianti idroelettrici. Tale produzione è suddivisa in maniera diversa tra le varie tipologie impiantistiche. Infatti, la maggior parte degli impianti idroelettrici sotto i 10 MVA è costituita da impianti ad acqua fluente con potenze che raggiungono anche il limite minimo di 12 kW. L'idroelettrico che ricade nella GD è costituito per il 94% da impianti ad acqua fluente per lo più di taglia sotto 1 MW (circa il 71%, [figura 4.12](#)), per il 4% da impianti a bacino con varie taglie, sebbene si noti una prevalenza degli impianti compresi tra i 3 e i 6 MW (circa il 48%), e per il 2% da impianti a serbatoio, il 26% dei quali con taglia inferiore a 1 MW. Infine, esiste anche un impianto di pompaggio di gronda.

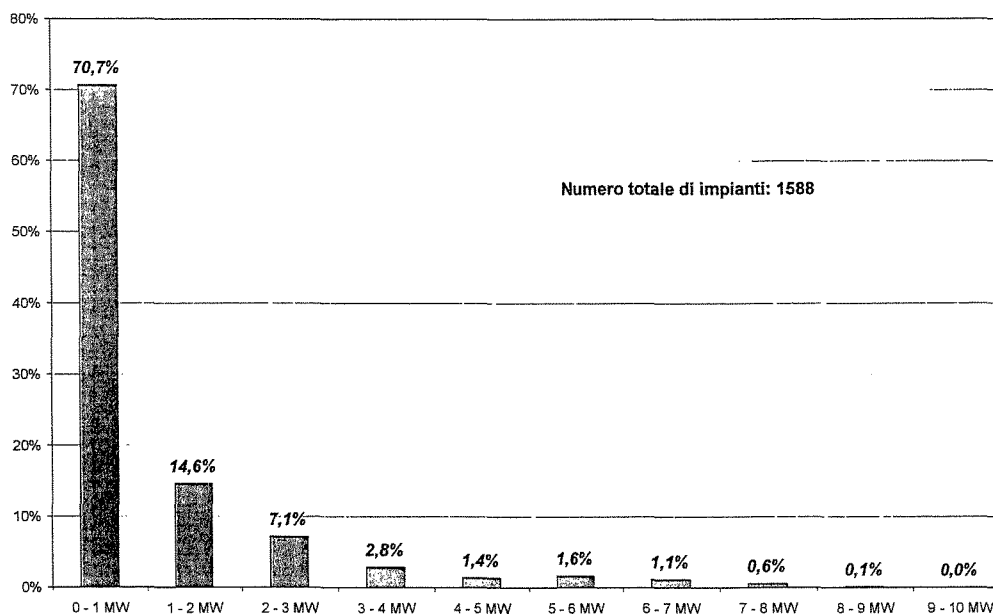


Figura 4.12: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

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 termini di potenza efficiente lorda la quota relativa agli impianti idroelettrici ad acqua fluente scende a circa l'80% (1.616 MW) del totale idroelettrico da GD, mentre la corrispondente produzione di energia elettrica raggiunge valori prossimi all'86% (circa 6,6 TWh). Viceversa la percentuale di impianti a bacino sale a circa il 14% per quanto riguarda la potenza e a quasi l'11% per quanto riguarda la produzione lorda, così come nel caso degli impianti a serbatoio si registrano percentuali del 6% per la potenza e di circa il 4% per la produzione di energia elettrica (figura 4.13). Si evidenzia quindi come gli impianti ad acqua fluente abbiano dei fattori di utilizzo molto più elevati rispetto agli altri impianti idroelettrici (intorno alle 4000 ore, contro le 3000 ore degli impianti a bacino e le circa 2300 ore degli impianti a serbatoio), mentre questi ultimi avendo capacità di regolazione presentano un utilizzo programmato e concentrato nelle ore di punta.

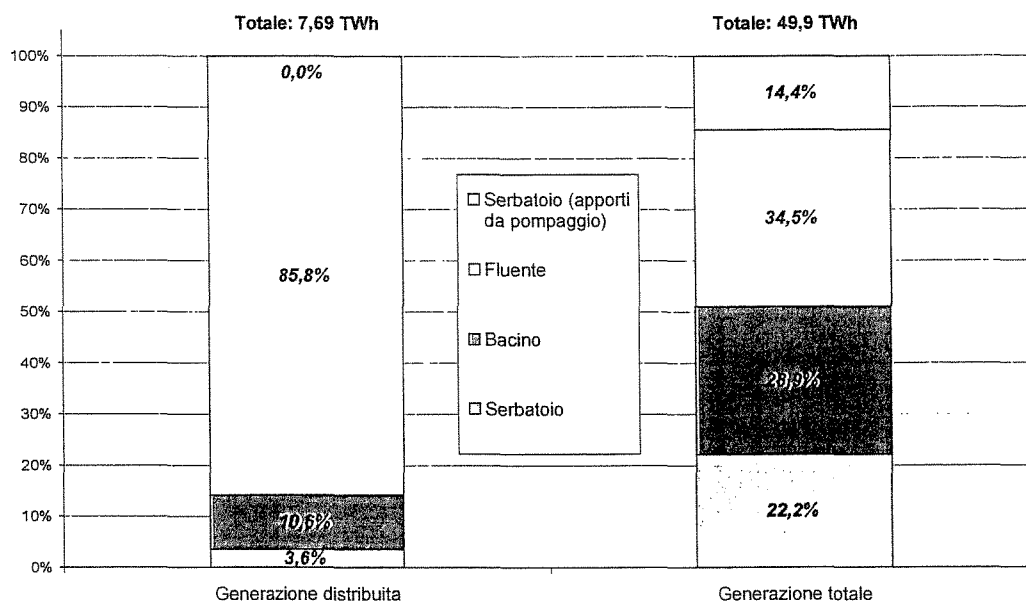


Figura 4.13: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale.

Considerando, infine, il **settore idroelettrico** nella sua totalità **nazionale** si nota che circa il 94% degli impianti ad acqua fluente ha una potenza inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre circa il 38% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente. Inoltre il fatto che circa l'87% di questi impianti abbia una potenza efficiente lorda inferiore ai 3 MW testimonia che essi, e più in generale la GD, permettono uno sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili marginali.

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'82% 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 (24%) ed in Lombardia (21%) che insieme rappresentano circa il 45% 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 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 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 15% (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 sotto l'1% al sud e nelle isole (figure 4.14 e 4.15).

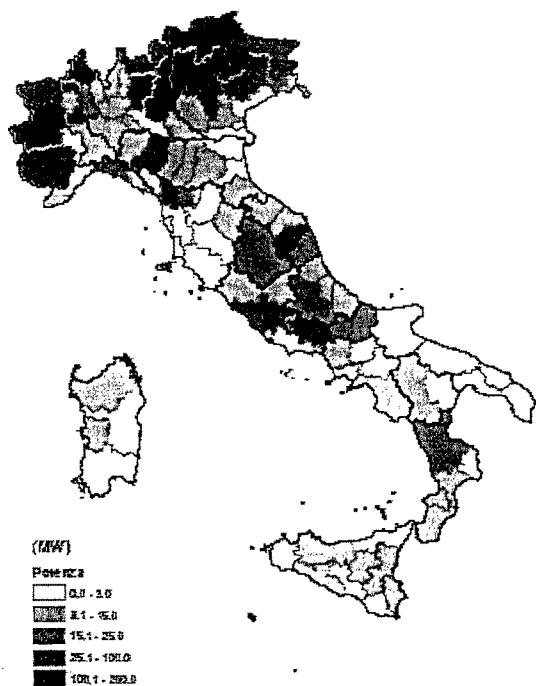


Figura 4.14: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di potenza.

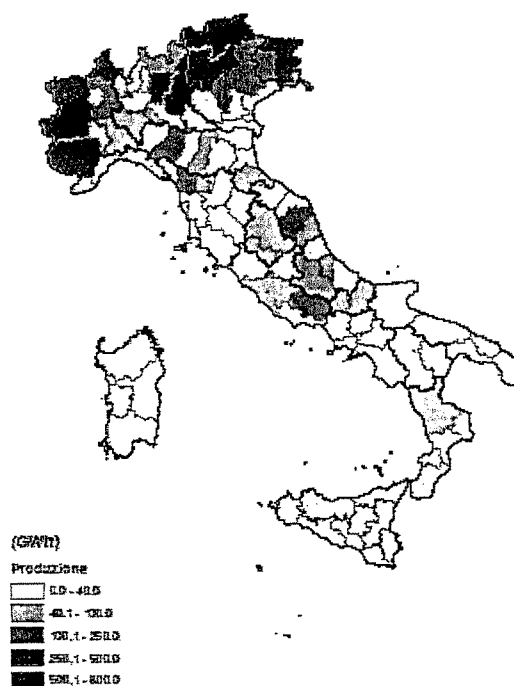


Figura 4.15: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia.

Altro aspetto rilevante è la variazione dell'incidenza della produzione da **impianti ad acqua fluente** sulla produzione totale. Questa infatti tende a diminuire andando da nord verso sud a vantaggio della produzione da impianti a bacino. Si passa, infatti, da percentuali di energia prodotta sul totale pari all'88% da impianti ad acqua fluente e all'8% da impianti a bacino nel nord, a percentuali rispettivamente del 79% e del 20% nel centro, fino a percentuali rispettivamente del 62% e del 32% nel sud e nelle isole. Inoltre si evidenzia, come già sottolineato nel paragrafo 4.2.1, che solo una piccolissima parte dell'energia prodotta è utilizzata per consumi locali e che la maggioranza è immessa in rete; quindi la localizzazione dell'impianto risulta funzione esclusiva della disponibilità della fonte primaria di energia utilizzata.

Infine emerge dal confronto fra le figure 4.14 e 4.15 che spostandosi dal nord verso il sud la riduzione di produzione è molto più rapida rispetto a quella rilevata in riferimento alla potenza installata. Cioè il rapporto fra potenza installata e produzione tende a crescere. Tale considerazione di carattere grafico appare confermata dall'analisi dei fattori di utilizzo che quasi si dimezzano passando da nord a sud.

4.2.3 Gli impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici nella GD

Queste tecnologie impiantistiche che sfruttano rispettivamente le fonti eolica, solare e geotermica al 2004 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 diffusione⁶. 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.

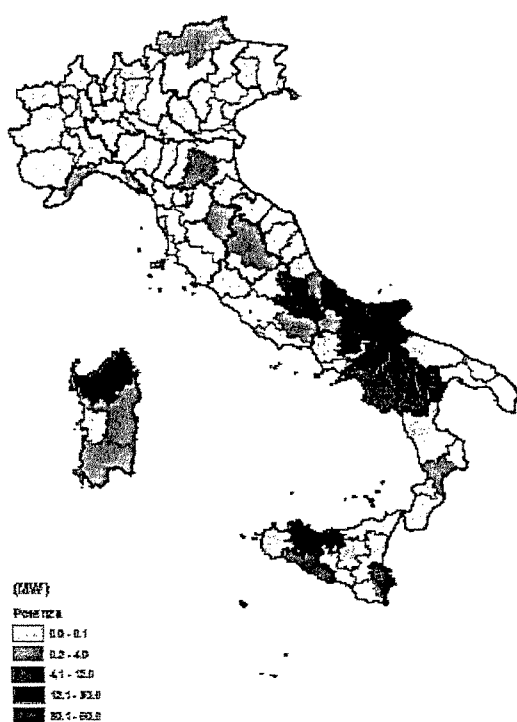


Figura 4.16: Dislocazione degli impianti eolici di GD in termini di potenza.

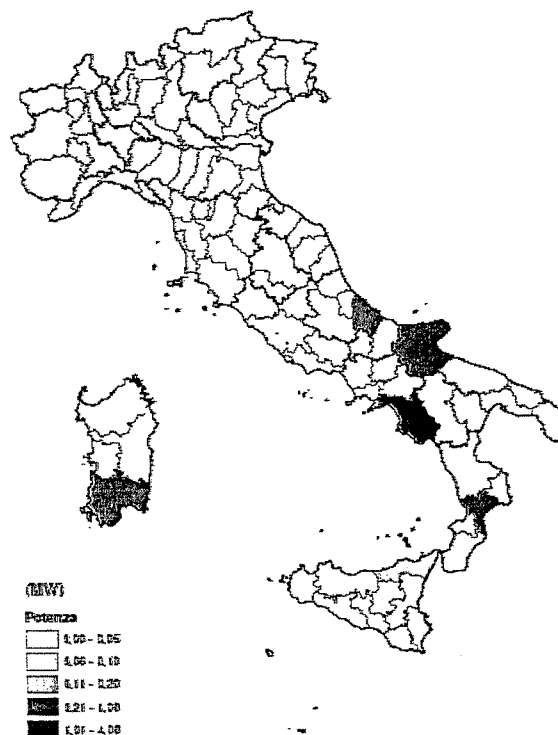


Figura 4.17: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD in termini di potenza.

4.2.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Analizzando il settore termoelettrico, emerge che in Italia, con riferimento al 2004, sono in esercizio 693 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 1.163 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 1.516 MW, di cui circa 107 MW (53 impianti) con una produzione nel 2004 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

⁶ 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 fino a 1 MW.

sia per tecnologia impiantistica, sia per combustibile di alimentazione utilizzato. Questo è ancor più vero nel caso degli impianti ibridi. Infatti tra i 14 impianti ibridi indicati in tabella 4.A ce ne sono due che non hanno sezioni ibride, ma più sezioni di cui alcune alimentate da fonti rinnovabili e altre da fonti non rinnovabili, ed un altro impianto con due sezioni di cui una alimentata esclusivamente da fonti non rinnovabili (quindi non ibrida) e un'altra alimentata sia da fonti non rinnovabili che da fonti rinnovabili (cioè una sezione policombustibile ibrida). 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 1163 sezioni termoelettriche 395 sezioni sono alimentate da biomasse e rifiuti solidi o gassosi per complessivi 417 MW, 752 sezioni sono alimentate da fonti non rinnovabili per complessivi 1.064 MW (di cui 178 MW in grado di essere alimentati con più combustibili, per un totale di 73 sezioni) e 16 sono sezioni ibride per circa 35 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 o rifiuti.

Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici installati in Italia nel 2004 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 32% del totale termoelettrico rinnovabile italiano, segno evidente che gran parte degli impianti di generazione elettrica utilizzando biomasse o rifiuti presentano dimensioni contenute.

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 (per maggiori dettagli si veda il paragrafo sulla microgenerazione).

Circa il 70% della potenza termoelettrica distribuita presente nel nostro Paese è concentrata nel nord Italia, ed in particolare in Lombardia (20%), Emilia Romagna (18%), Veneto (14%), Piemonte (11%) con produzioni rispettivamente del 19%, 21%, 13% e 10% rispetto alla produzione di energia elettrica nazionale da termoelettrico distribuito (circa 5,9 TWh). Inoltre osservando le cartine relative alla potenza e alla produzione da termoelettrico distribuito nelle varie province d'Italia si nota che proprio le province più industrializzate del settentrione e d'Italia presentano i livelli più alti di produzione e di potenza installata, ovvero Torino, Milano, Padova, Modena, Bologna e poi a seguire Cuneo, Varese, Bergamo, Brescia, Verona, ecc.

Anche osservando la distribuzione del termoelettrico sotto i 10 MVA nel resto d'Italia ci si rende conto che lo stretto legame con il livello di industrializzazione del territorio resta valido. Nel centro Italia è, infatti, installato il 19% della potenza nazionale e si produce circa il 19% della produzione termoelettrica distribuita nazionale con medie regionali notevolmente inferiori a quelle delle regioni settentrionali e più vicine a quelle del meridione (tra lo 0,5% e il 3% della produzione totale nazionale da termoelettrico distribuito). Fanno eccezione le regioni più industrializzate, cioè la Toscana e il Lazio, in cui è concentrato circa l'80% della produzione del centro Italia (rispettivamente il 9% e il 6% della produzione nazionale da termoelettrico distribuito) ed in particolare le province di Lucca, Roma e Frosinone. Il restante 9% della produzione nazionale (l'11% in potenza), invece, è prodotto nel sud e nelle isole ed in particolare si concentra in Campania (3% della produzione nazionale) dove spicca la provincia di Napoli, in Puglia (2%) dove spicca la provincia di Bari e in Sicilia (2%), per lo più nelle province di Messina, Palermo e Catania (figura 4.18 e figura 4.19).

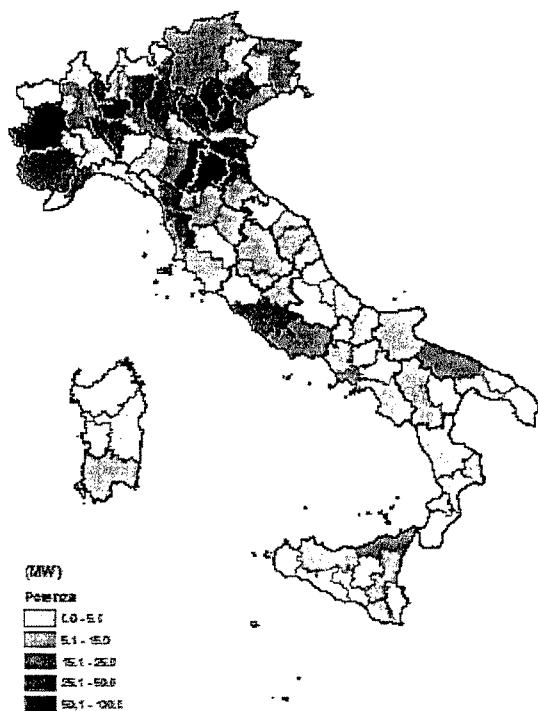


Figura 4.18: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in termini di potenza.

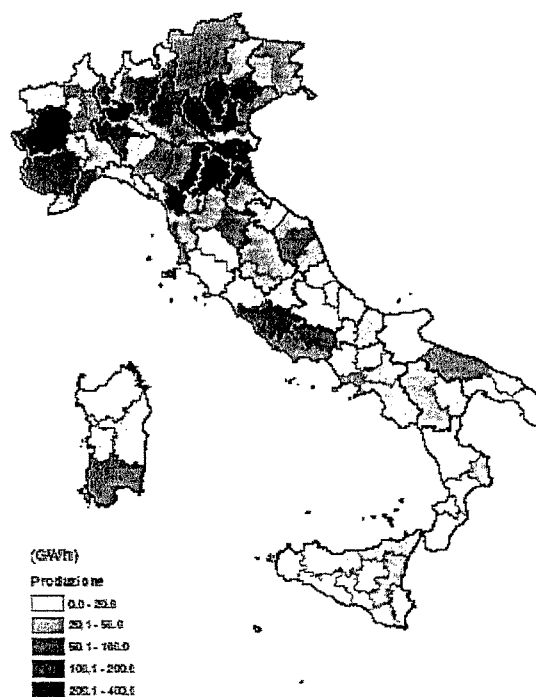


Figura 4.19: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in termini di energia.

Considerando poi le fonti di energia primaria utilizzate per la **produzione di energia elettrica** si può osservare che dei complessivi 5,9 TWh lordi prodotti dal termoelettrico distribuito circa il 61% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, il 6% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 32% utilizzando biomasse e rifiuti (riassumendo il 68% della produzione è ottenuto tramite fonti non rinnovabili e il 32% tramite fonti rinnovabili), figura 4.20. Un mix di fonti primarie, quindi, molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove circa il 53% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 19% utilizzando altri prodotti petroliferi, il 19% utilizzando combustibili solidi (per lo più carbone), il 2% utilizzando fonti rinnovabili (biomasse e rifiuti) ed il restante 7% utilizzando altre fonti non rinnovabili (figura 4.21).

Complessivamente, quindi, circa 4 TWh di energia elettrica sono prodotti tramite impianti di GD alimentati da fonti non rinnovabili, di cui circa il 16% (pari a più di 0,6 TWh) sono ottenuti da sezioni policombustibile. La produzione di energia elettrica da termoelettrico rinnovabile è ottenuta, invece, per il 77% (circa 1,5 TWh) dallo sfruttamento dei rifiuti solidi urbani sia in forma gassosa (65%), che in forma solida (35%).

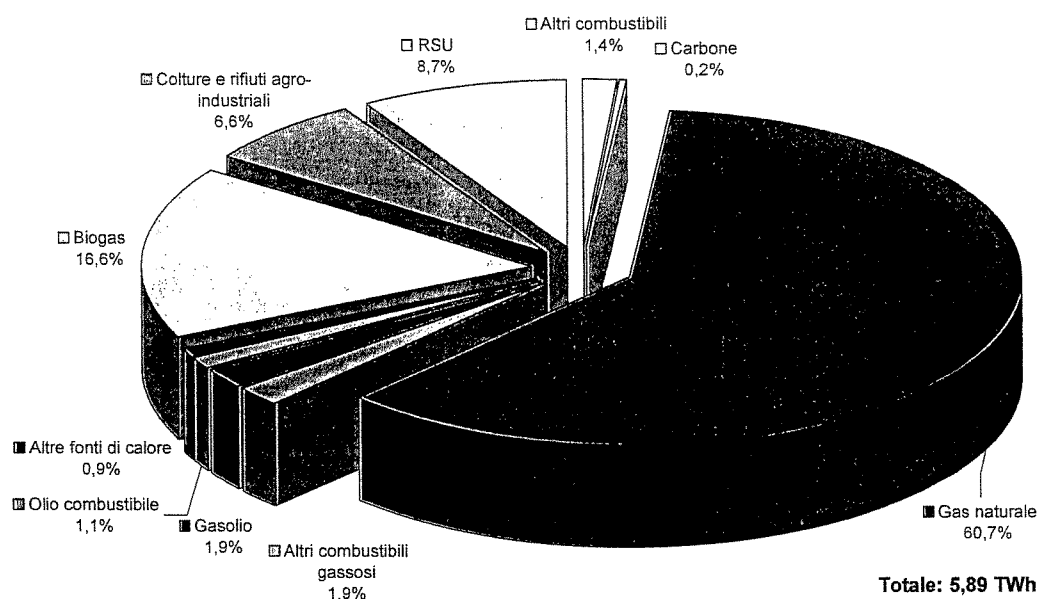


Figura 4.20⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita.

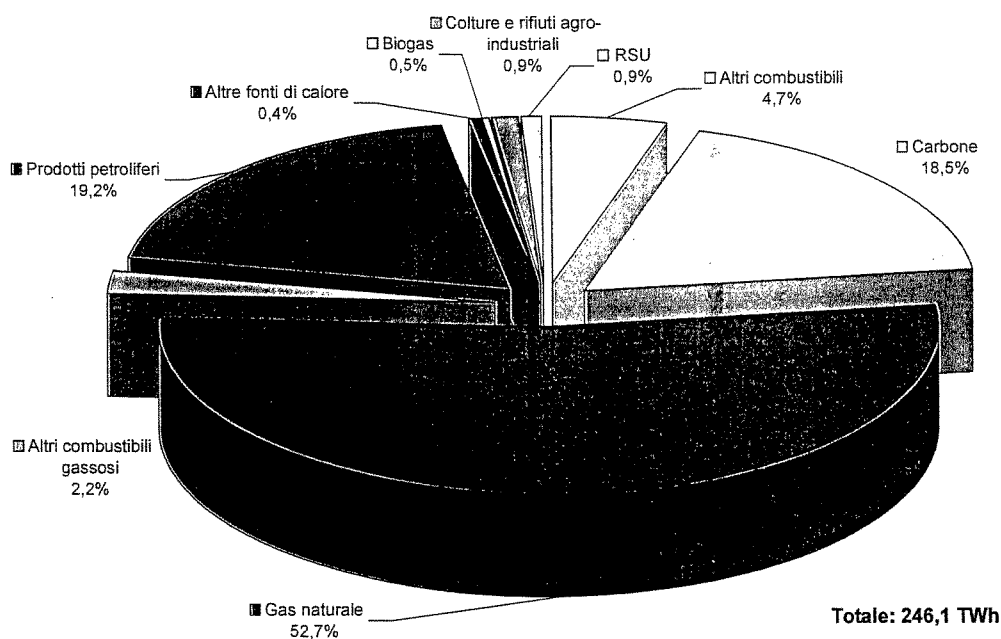


Figura 4.21⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale.

⁷ 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.

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.

Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica l'84% circa della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più RSU (circa il 69% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato, di cui il 77% sottoforma di biogas), e il restante 16% è prodotto tramite altre fonti di calore (3%) e prodotti petroliferi (13%), per lo più gasolio (5%) e gas naturale (4%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (88%), per lo più gas naturale (83%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzati per produrre solo il 12% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 4.22 e 4.23).

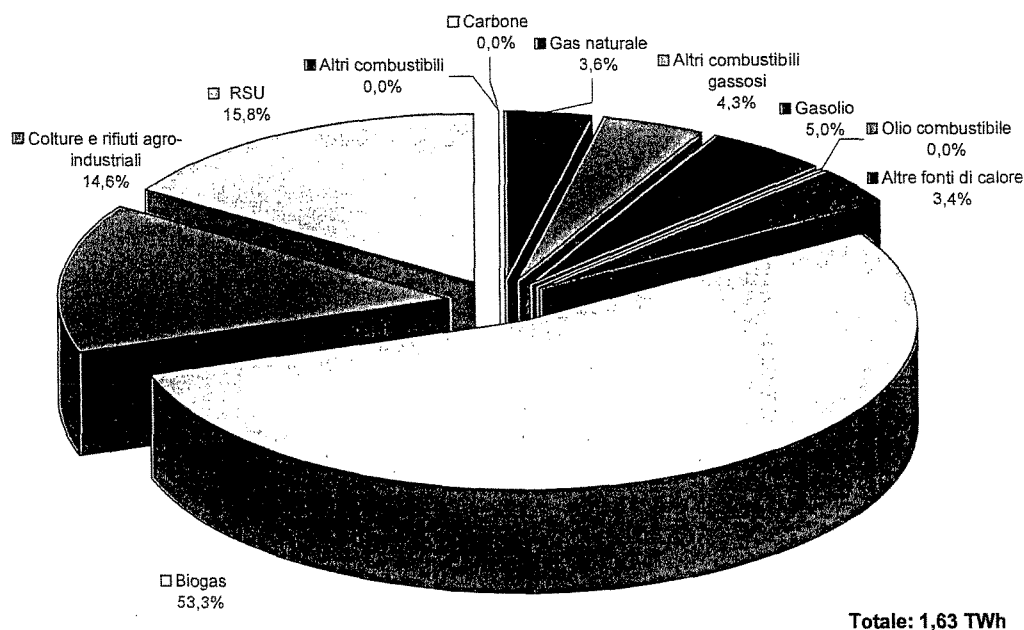


Figura 4.22 ⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica.

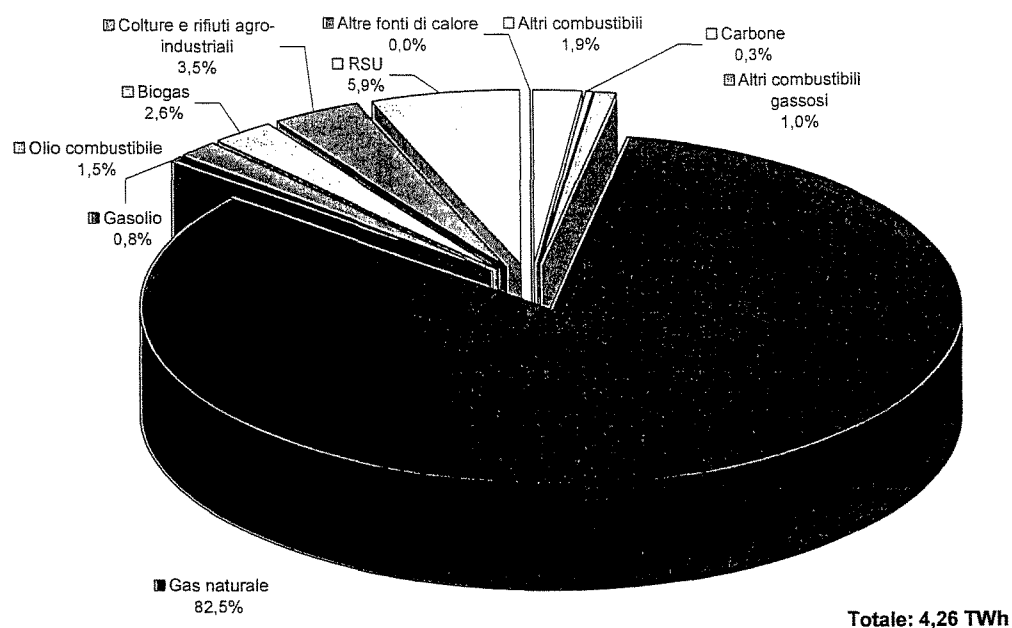


Figura 4.23 ⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Sul piano regionale le percentuali relative alla produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili oscillano tra il 60% e l'80% con le uniche eccezioni di Trentino Alto Adige, Umbria, Campania, Puglia e Sicilia dove la produzione da biomasse e rifiuti supera quella da fonti non rinnovabili. Da sottolineare però anche la posizione della Lombardia che con una percentuale del 41,5% di produzione da fonti rinnovabili (circa 469 GWh) copre circa il 25% dell'intera produzione termoelettrica da rinnovabile italiana (ci si riferisce sempre alla produzione da GD). Produzione questa concentrata per lo più al nord (circa 1,2 TWh pari al 66% della produzione totale) ed in particolare, oltre che in Lombardia, in Emilia Romagna (15%), Veneto (11%) e Piemonte (8%) ed effettuata per lo più utilizzando i rifiuti solidi urbani (con percentuali fra il 70 e l'80% della produzione termoelettrica rinnovabile regionale) sia in forma solida che gassosa; un po' minore è la percentuale degli RSU in Lombardia dove risulta molto sviluppato anche l'utilizzo come combustibile di residui di colture ed altri rifiuti agro-industriali (33% circa della produzione lombarda da biomasse e rifiuti). Più a sud presentano un grado di sfruttamento dei combustibili rinnovabili (per lo più RSU) superiore alla media la Toscana (9% della produzione distribuita nazionale da biomasse e rifiuti), la Campania (5%) e la Puglia (5%).

Anche la produzione da fonti non rinnovabili risulta essere concentrata nelle regioni più industrializzate d'Italia ed in particolare al nord che, con più di 2,9 TWh, produce circa il 74% dell'intera produzione distribuita nazionale da fonti non rinnovabili. Tale produzione da fonti non rinnovabili viene ottenuta utilizzando soprattutto il gas naturale con percentuali ovunque superiori al 90% se si eccettuano Piemonte, Liguria, Trentino, Lazio, Puglia (tra il 75% e l'86%) e soprattutto Umbria (57%) e Sicilia (0%). In Umbria la produzione da termoelettrico non rinnovabile si basa su gasolio (6%), olio combustibile (37%) e gas naturale, mentre in Sicilia su gasolio (57%) e gas da estrazione (43%). Queste due regioni rappresentano un'eccezione, come mix energetico, all'interno del quadro generale, tuttavia si sottolinea che le loro produzioni sono limitate, infatti in Umbria viene prodotto solo lo 0,7% dell'energia elettrica da termoelettrico non rinnovabile e in Sicilia l'1,5%. Inoltre andando ad analizzare i fattori di utilizzo di questi impianti si nota ad esempio che quelli alimentati a gasolio presentano fattori di utilizzo molto bassi.

Altro aspetto molto interessante è il rapporto fra la **produzione consumata in loco** e quella immessa in rete. Se, infatti, globalmente nel termoelettrico distribuito si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari a circa il 51% dell'intera produzione termoelettrica lorda distribuita, 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 72% (l'89% nel caso di impianti policombustibile), con punte minime del 29% per il gasolio e del 7% 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 7% della produzione lorda da termoelettrico rinnovabile.

Da questo punto di vista emergono anche differenze 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 il 10% 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 4.24).

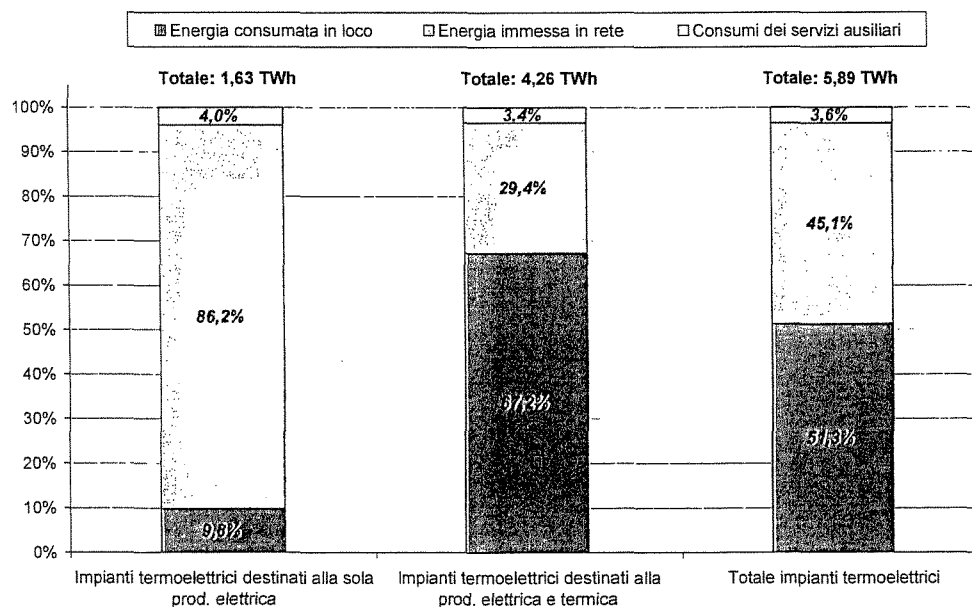


Figura 4.24: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD.

Anche per quanto riguarda i **fattori di utilizzo** 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 4000 e le 5000 ore annue senza alcuna sensibile differenza tra le fonti e anche 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 4000 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 - 2000 ore, con l'eccezione degli impianti che utilizzano gas residui di processi chimici. Si ritiene che i diversi fattori di utilizzo si possano spiegare anche in una logica di carattere economico. In particolare, nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili la redditività dell'impianto è fortemente correlata al costo del combustibile, soprattutto nel caso di impianti con sola produzione di energia elettrica. Nel caso di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore, invece, la possibilità di utilizzare sia l'energia elettrica che termica fa sì che l'incidenza del costo del combustibile sia attenuata. Pertanto gli impianti che, pur non avendo una produzione combinata, utilizzano combustibili poco costosi, ad esempio residui di processi industriali realizzati in loco, risultano essere meno sensibili ai predetti costi e quindi tendono a presentare più elevati fattori di utilizzo.

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 e risulta insensibile alla presenza della produzione congiunta di energia elettrica e termica. Per le turbine, invece, siano esse a gas o a vapore, la configurazione impiantistica risulta determinante. Infatti le turbine a vapore utilizzate in impianti a condensazione con o senza spillamenti hanno fattori di utilizzo tra le 4000 e le 4500 ore, quelle utilizzate in impianti a contropressione intorno alle 3000 ore, le turbine a gas invece hanno fattori di utilizzo fortemente influenzati dalla presenza di produzione combinata di energia elettrica e termica (sopra le 5000 ore) o di sola produzione di energia elettrica (meno di 3000 ore). Infine nel caso di impiego in cicli combinati i fattori di utilizzo variano dalle 3000 ore (sola produzione di energia elettrica) alle 5000 ore (produzione combinata).

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 43% del totale ed una produzione di circa 2 TWh (più del 34% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Ancor più interessante è notare che di queste sezioni circa il 79% è costituita da motori con taglia sotto 1 MW (82% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 74% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, [figure 4.25 e 4.26](#)) 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 (8,5% della produzione lorda da termoelettrico) di energia prodotta da **turbine a vapore** impiegate in impianti a **condensazione** a cui corrispondono 107 MW di potenza efficiente lorda (7% del totale potenza termoelettrica distribuita) e taglie comprese fra 1 e 4 MW, mentre le altre tipologie sono scarsamente utilizzate.

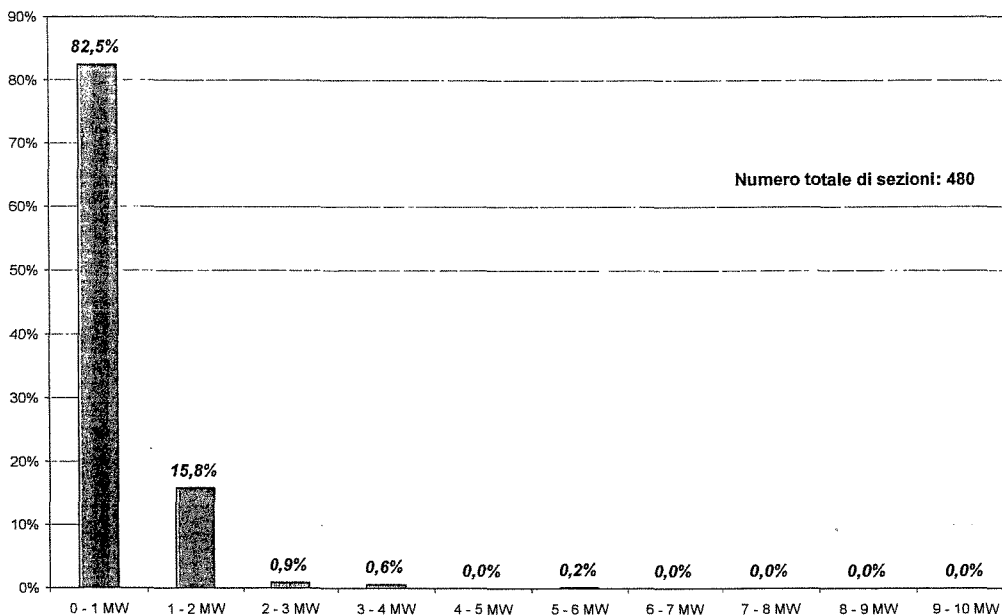


Figura 4.25: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

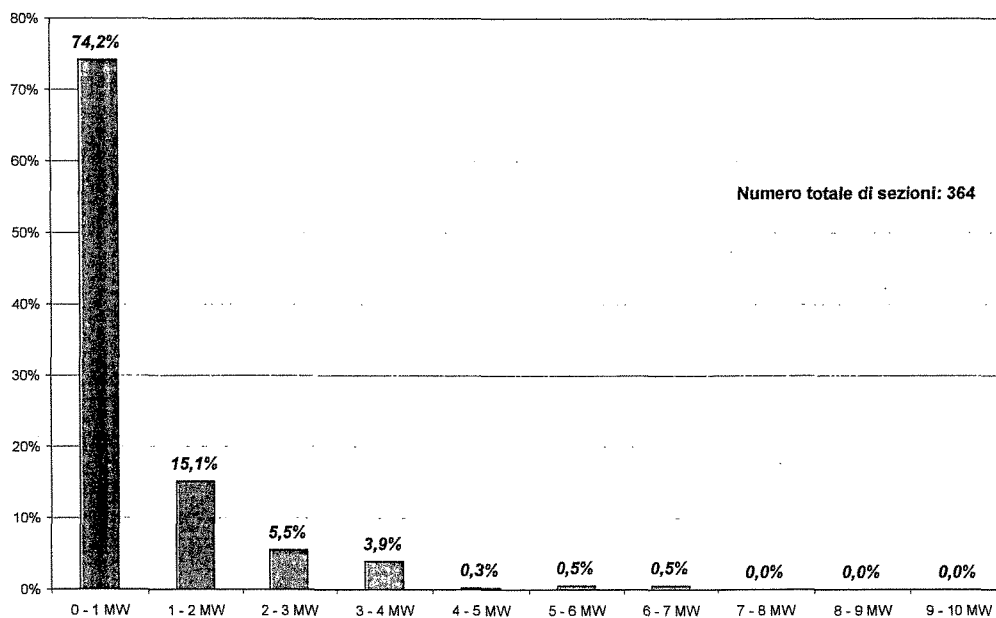


Figura 4.26: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

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 12%, circa 0,7 TWh, della produzione lorda da termoelettrico distribuito) con taglie dei motori primi per lo più sotto i 3 MW (figura 4.27) e di **impianti turbogas** (21% del

totale potenza termoelettrica distribuita e 29%, più di 1,7 TWh, della produzione lorda) con tagli dei motori primi per lo più intorno ai 2 e ai 5 MW (figura 4.28). Turbogas con produzione combinata che risultano particolarmente concentrati in Emilia Romagna con circa 111 MW (circa il 35% della potenza da turbogas sotto i 10 MVA presente in Italia) ed una produzione di 0,6 TWh (11% della produzione totale nazionale da termoelettrico distribuito).

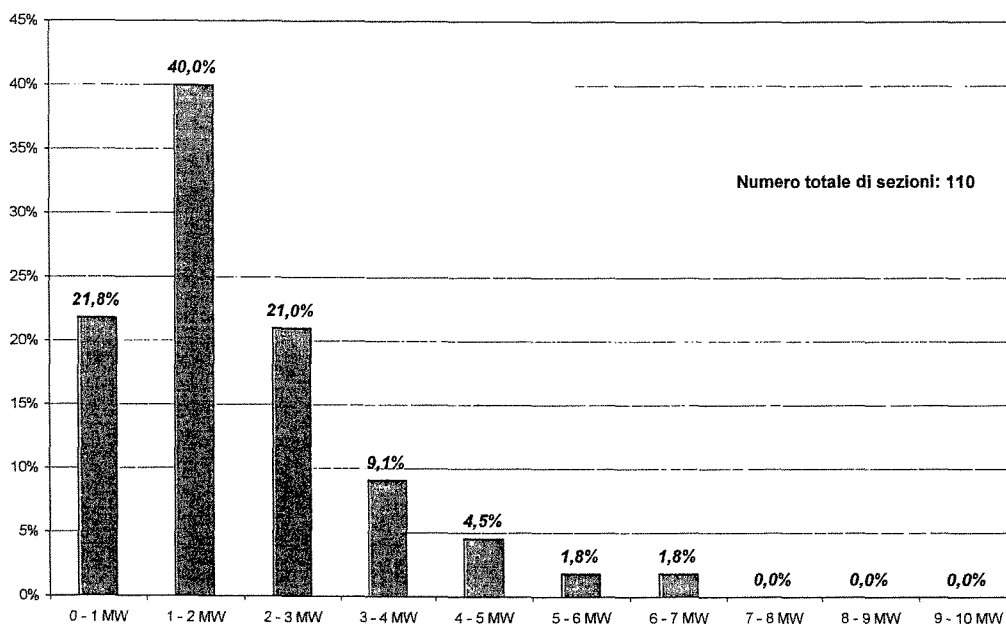


Figura 4.27: Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in controcompressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

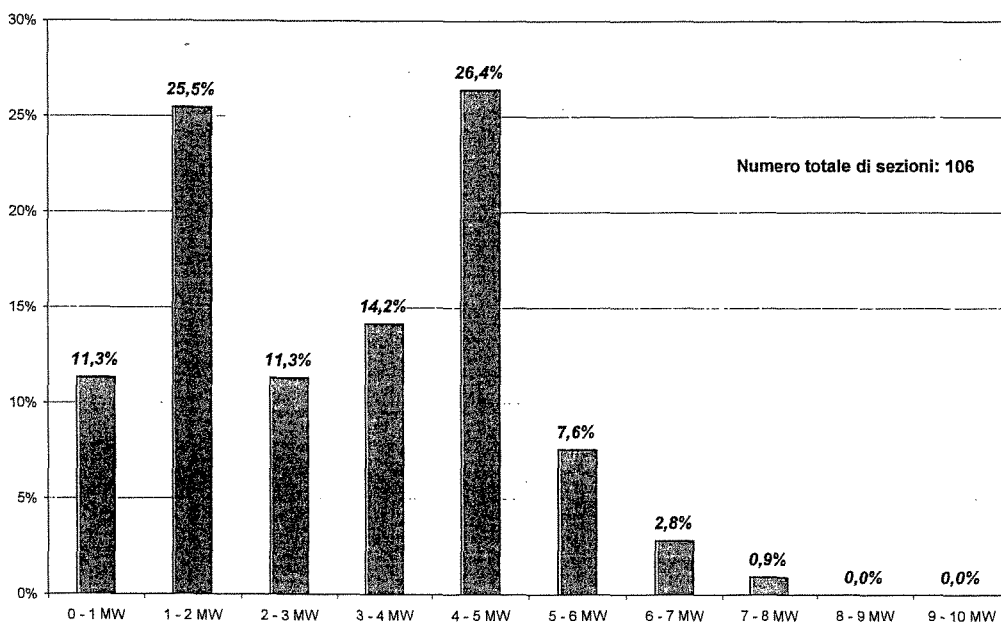


Figura 4.28: Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD.

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

Le seguenti figure 4.29 e 4.30 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.

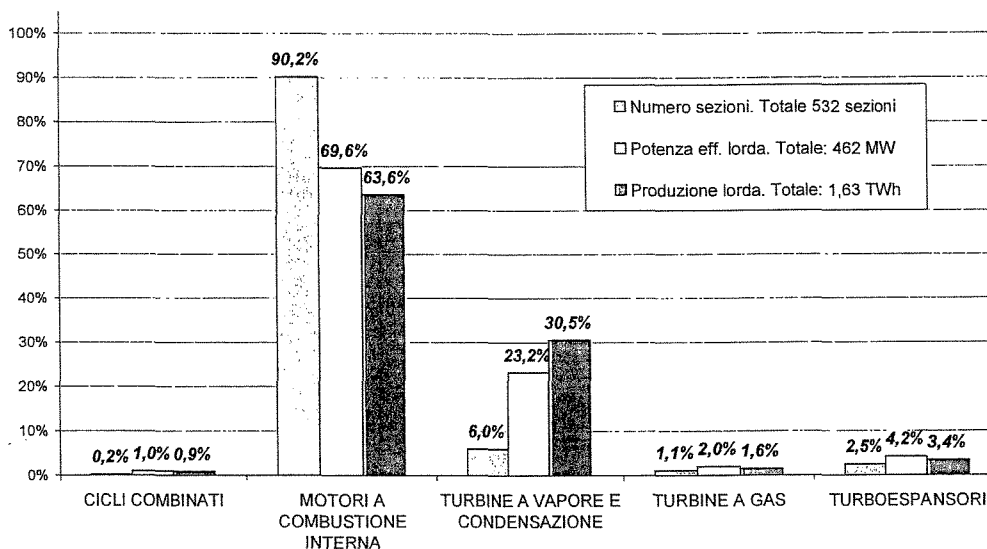


Figura 4.29: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD.

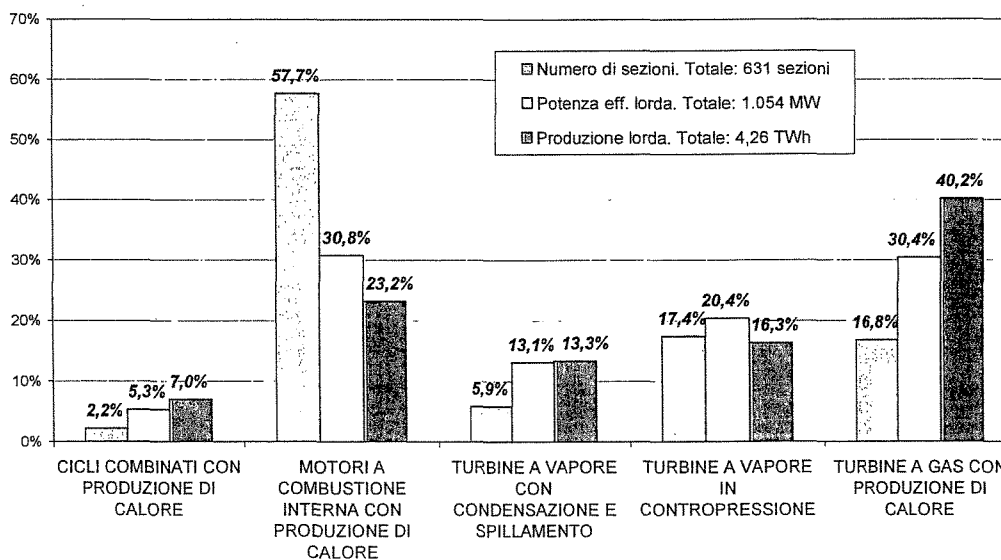


Figura 4.30: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

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 4.26](#)) in cui emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

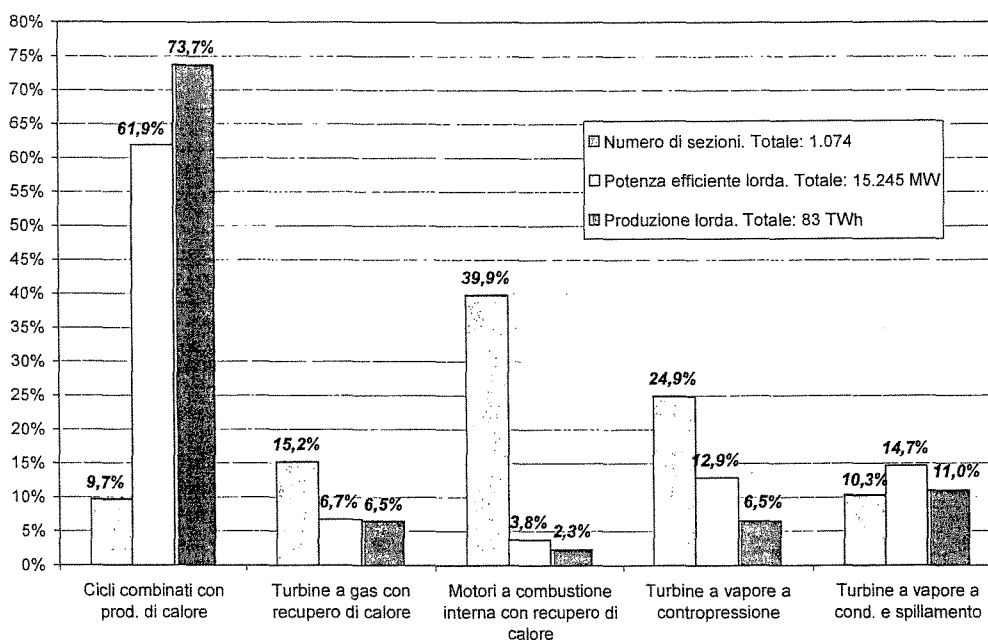


Figura 4.31: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano.

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 4.32](#)) e nel caso globale nazionale ([figura 4.33](#)).

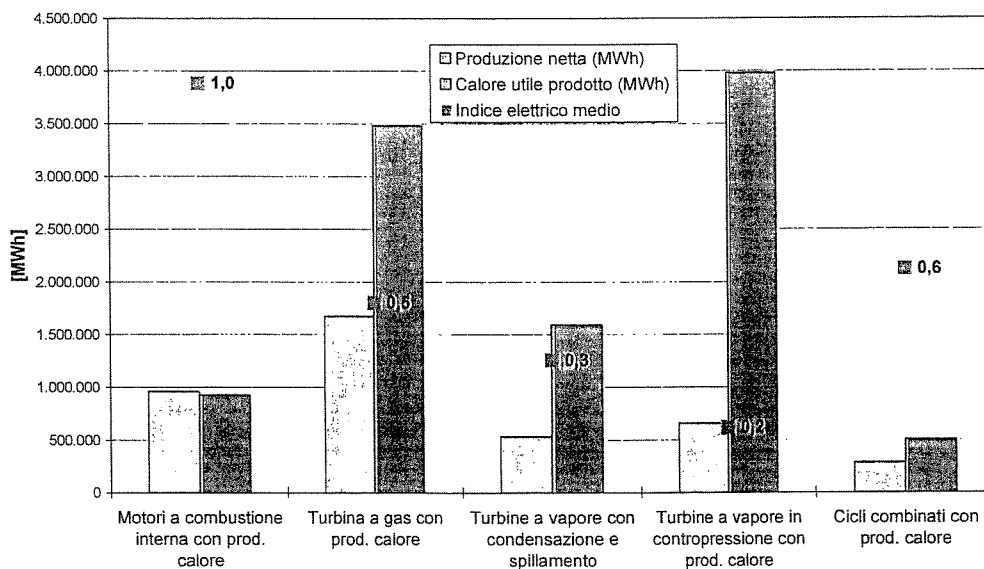


Figura 4.32: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD.

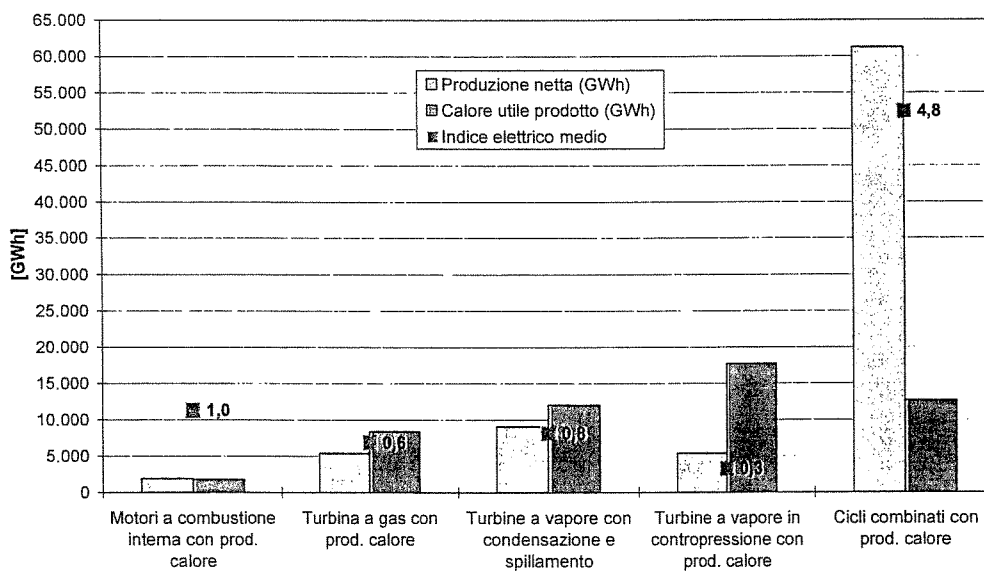


Figura 4.33: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano.

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 MG 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 MG che comportano un maggior consumo di energia primaria rispetto agli impianti separati a parità di produzione.

4.3 La Microgenerazione

4.3.1 Quadro generale

Nel 2004 risultavano installati in Italia 1.437 impianti di MG per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 578 MW (circa il 15% della potenza efficiente lorda da GD) ed una produzione lorda di 2.152 GWh (circa il 15% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD).

Di questi 1.437 impianti, 1.137 (il 79% del totale) sono idroelettrici, per una potenza efficiente lorda pari a 414 MW (72%) ed una produzione lorda di 1.731 GWh (più dell'80%); 272 sono termoelettrici (19%) con potenza efficiente lorda pari a 150 MW (26%) ed una produzione lorda di 416 GWh (più del 19%); i restanti sono 16 impianti eolici (10 MW circa) e 12 impianti fotovoltaici (4 MW circa) che rappresentano in totale poco più del 2% della potenza efficiente lorda e lo 0,2% della produzione lorda da MG (tabella 4.B e figura 4.34).

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.137	415	1.731.332	118.452	1.581.742
Biomasse e rifiuti	95	60	221.961	6.172	208.641
Fonti non rinnovabili	175	89	193.416	132.965	53.646
Ibridi	2	1	800	800	0
Totale termoelettrici	272	150	416.177	139.937	262.287
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	16	10	2.089	6	2.083
Fotovoltaici	12	4	2.129	14	2.112
TOTALE	1.437	578	2.151.727	258.409	1.848.224

Tabella 4.B : Impianti di MG.

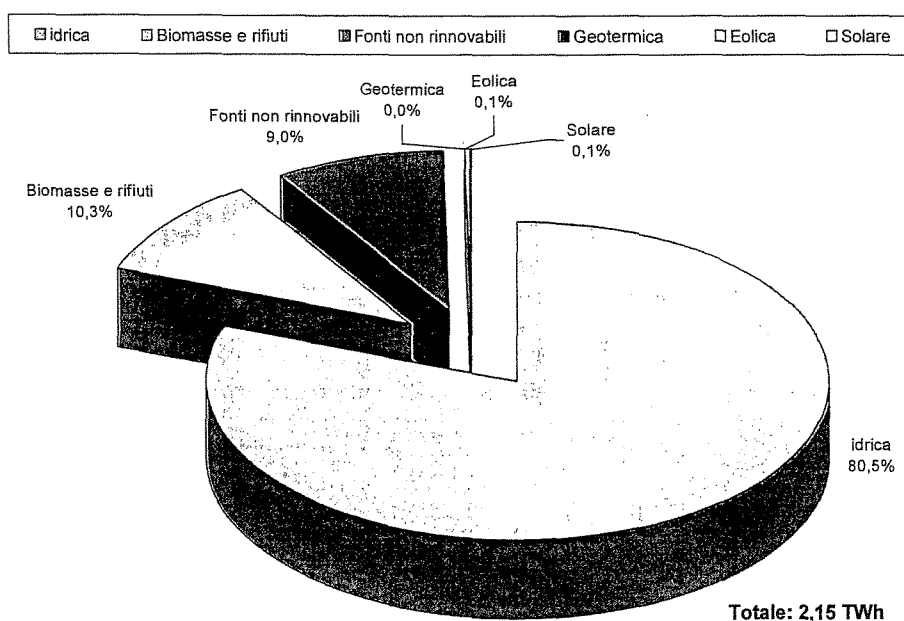


Figura 4.34: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della MG.

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 (80%) con una riduzione invece dell'incidenza delle fonti non rinnovabili (9%), mentre il contributo delle biomasse e dei rifiuti si riduce, ma non di molto, attestandosi intorno al 10% della produzione da MG (figura 4.34).

Complessivamente quindi circa il 91% della produzione lorda di energia elettrica da impianti di MG è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili (circa il 72% per la GD), con percentuali di poco inferiori relativamente alla potenza efficiente lorda (84%) e al numero di impianti (88%), a fronte di uno scenario complessivo nazionale in cui la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 18% dell'intera produzione nazionale (figura 4.35).

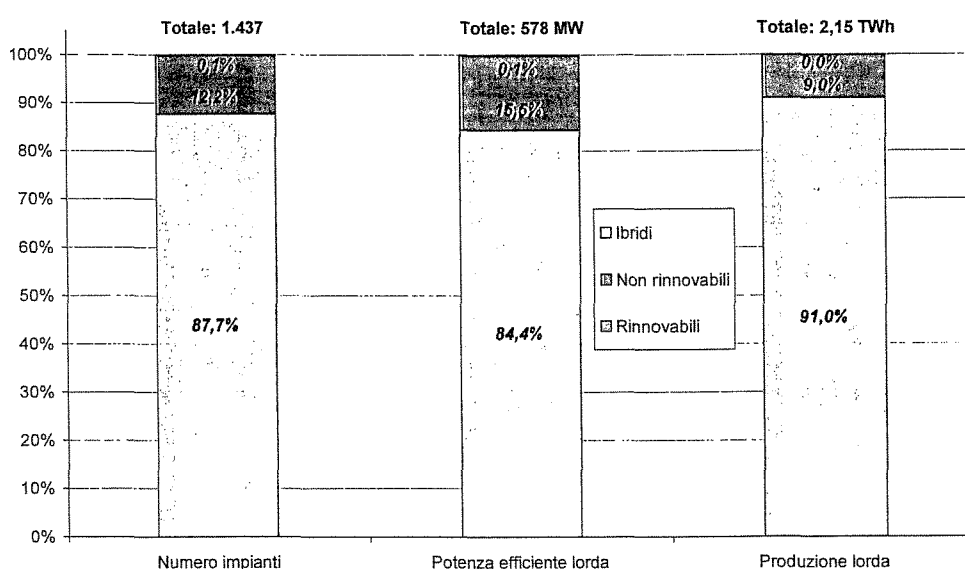


Figura 4.35: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella MG.

Dell'intera **produzione lorda** da MG circa il 12% è **consumata in loco**, mentre l'86% 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 34% medio, fino a raggiungere nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili percentuali del 69%, 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 4.36). Tutto ciò conferma quanto già detto nel paragrafo 4.2 a proposito dei criteri di sviluppo delle diverse tipologie impiantistiche caratteristiche della MG 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 4.37), sia in termini di potenza che di produzione di energia elettrica.

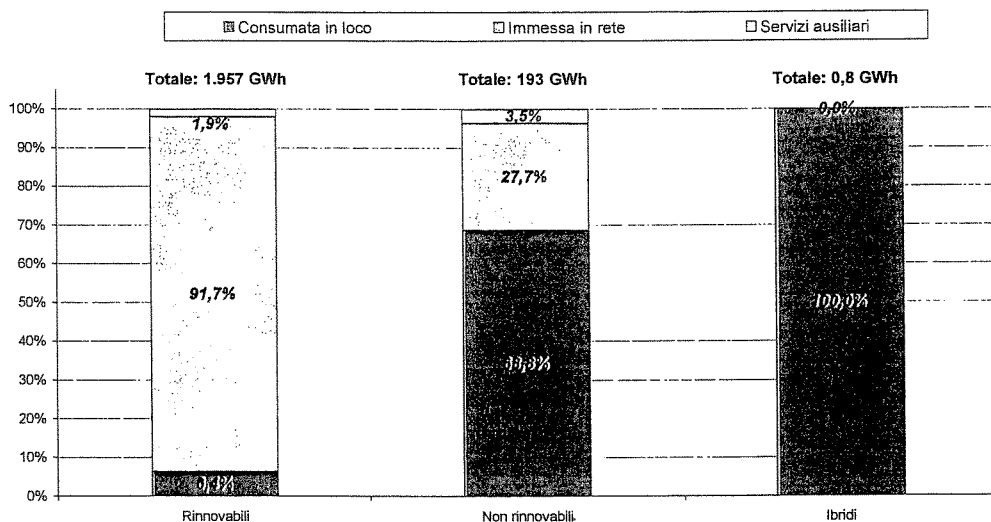


Figura 4.36: Ripartizione della produzione lorda da MG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi).

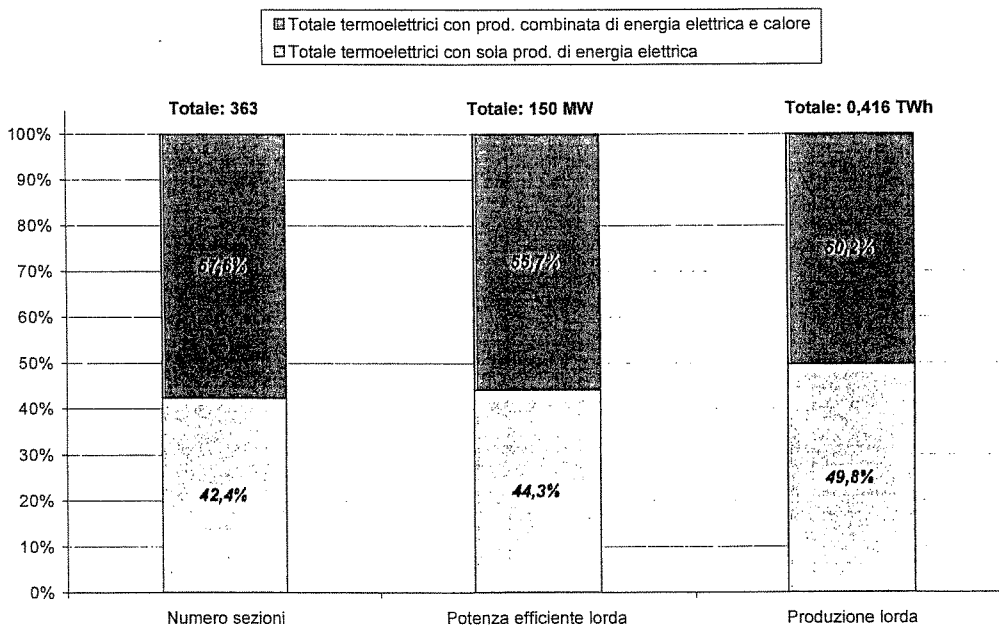


Figura 4.37: Impianti termoelettrici nell'ambito della MG.

Di seguito si riportano i grafici con la distribuzione degli impianti di MG in Italia in termini di potenza e di energia (figure 4.38 e 4.39) e degli impianti di MG alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figure 4.40 e 4.41). Le considerazioni che si possono trarre dipendono dalle diverse fonti e verranno messe in evidenza nei prossimi paragrafi.

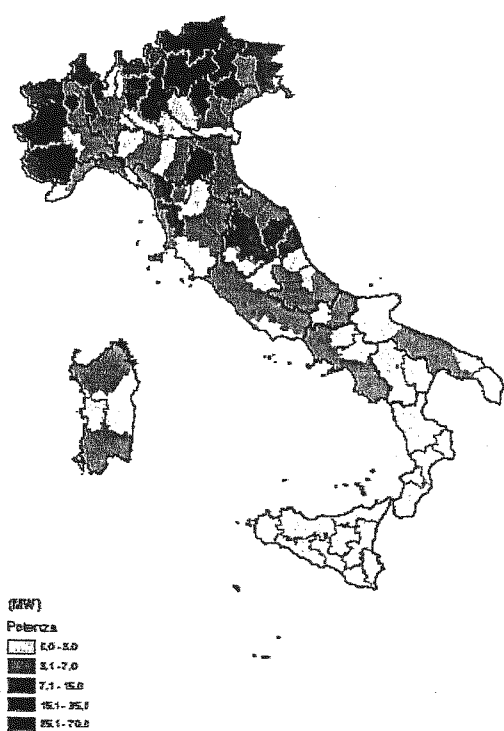


Figura 4.38: Dislocazione degli impianti di MG in termini di potenza.

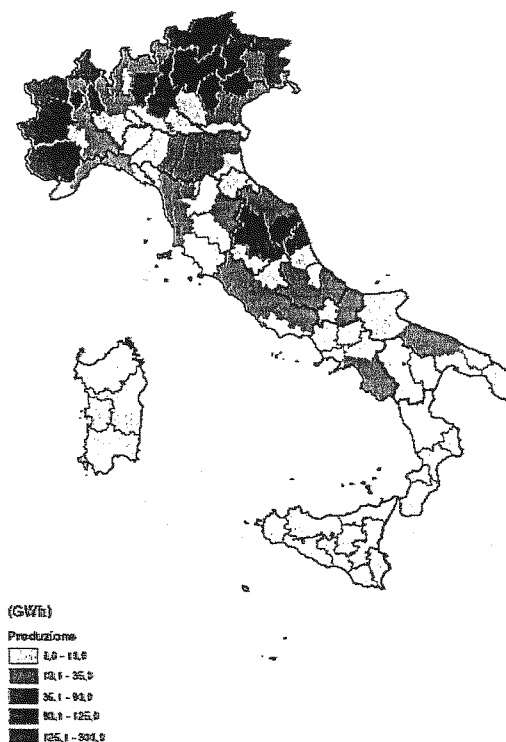


Figura 4.39: Dislocazione degli impianti di MG in termini di energia.

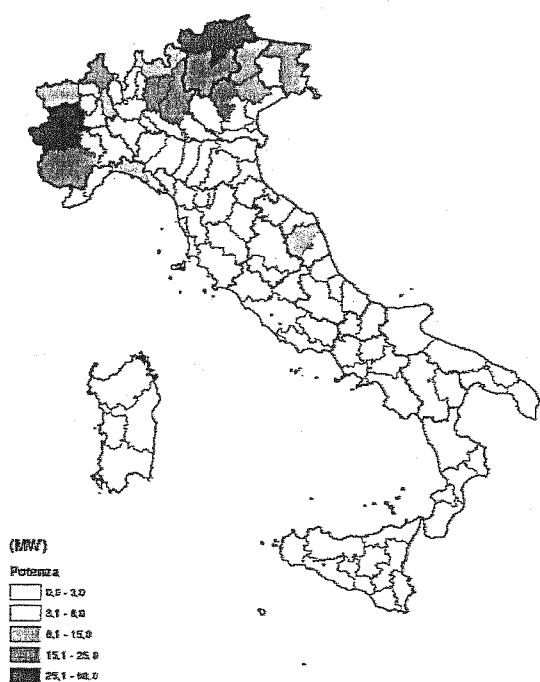


Figura 4.40: Dislocazione degli impianti di MG alimentati da fonti rinnovabili in termini di potenza.

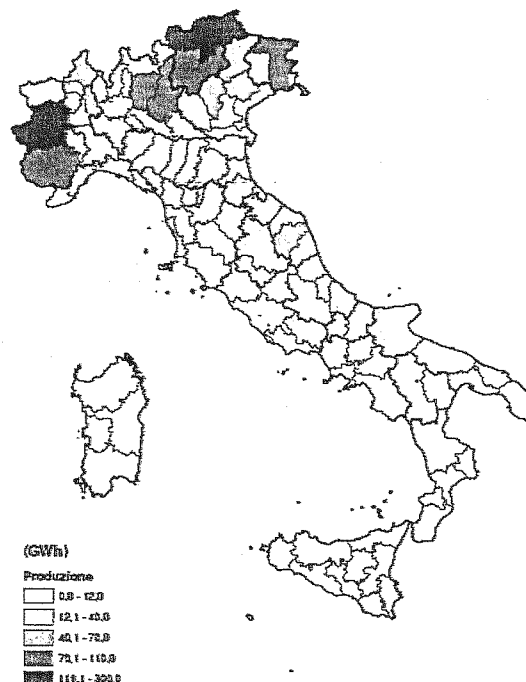


Figura 4.41: Dislocazione degli impianti di MG alimentati da fonti rinnovabili in termini di energia.

Infine le figure 4.42 e 4.43 descrivono, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della MG in Italia rispetto alla GD. Il confronto è effettuato su base regionale.

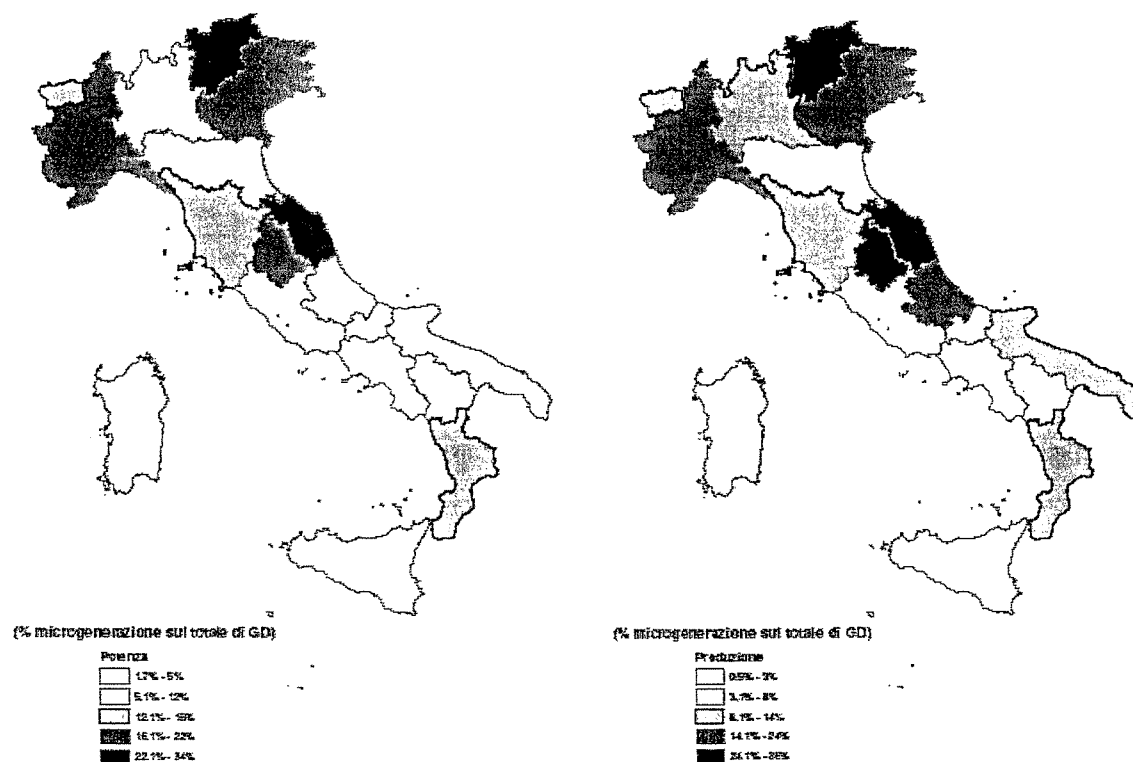


Figura 4.42: Penetrazione della MG in termini di potenza rispetto alla GD.

Figura 4.43: Penetrazione della MG in termini di energia rispetto alla GD.

4.3.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della MG

Così come avviene nella GD, anche nell'ambito della MG la fonte più sfruttata in Italia è quella idrica. Infatti, con riferimento ai dati 2004, circa il 72% della potenza efficiente lorda utilizza questa fonte producendo circa 1.731 GWh di energia elettrica (circa l'80% dell'intera produzione lorda da impianti di MG). Si nota inoltre che, nonostante il numero di impianti idroelettrici da MG 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 MG rispetto a quanto riscontrato nell'analisi dell'idroelettrico sotto i 10 MVA. Infatti più del 98% degli impianti sono ad acqua fluente (1.121 impianti), mentre meno del 2% rientrano nelle restanti tipologie impiantistiche (6 impianti a bacino e 10 a serbatoio), con percentuali analoghe in riferimento alla produzione elettrica e alla potenza efficiente correlata. Inoltre, anche con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate come si può notare dalla figura 4.44, la maggior parte degli impianti ad acqua fluente è concentrata sotto i 400 kW.

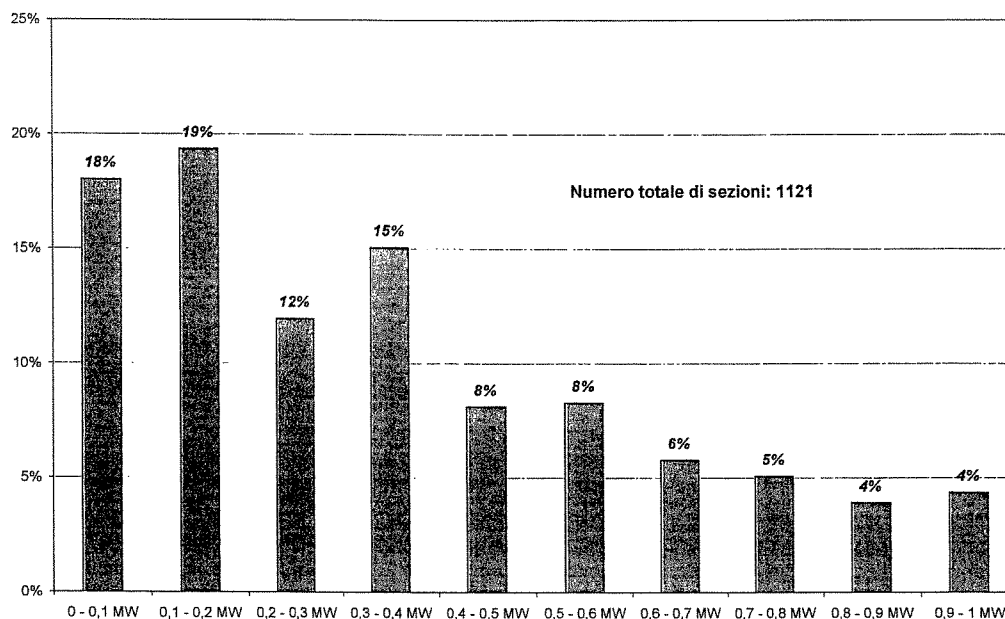


Figura 4.44: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della MG.

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 MG 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 22% dell'intera produzione da idroelettrico distribuito, confermando ancora una volta che la MG 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 l'80% della potenza efficiente lorda, che fornisce l'84% della produzione nazionale da microidroelettrico. Questa produzione, dovuta essenzialmente ad impianti ad acqua fluente, è concentrata soprattutto in Piemonte (25%), in Trentino Alto Adige (21%) ed in Lombardia (14%) che insieme forniscono circa il 60% dell'energia elettrica prodotta da microidroelettrico 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 del 14% nel centro Italia e del 2% nel sud e nelle isole, con valori regionali intorno al 2% nel centro (dove si

contraddistingue la regione Marche con una produzione del 5,5%) e sotto l'1% al sud e nelle isole (figure 4.45 e 4.46).

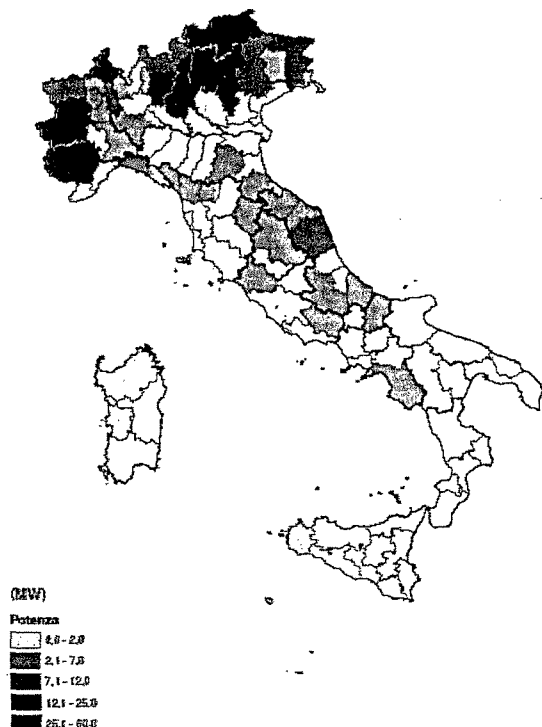


Figura 4.45: Dislocazione degli impianti idroelettrici di MG in termini di potenza.

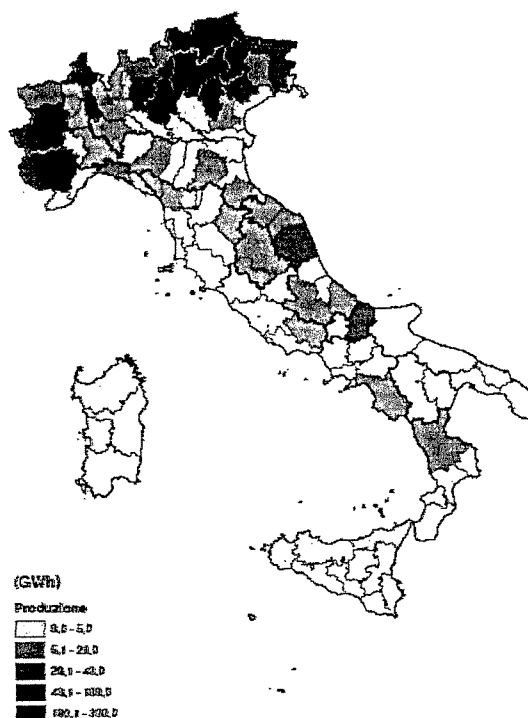


Figura 4.46: Dislocazione degli impianti idroelettrici di MG in termini di energia.

4.3.3 Gli impianti eolici e fotovoltaici nella MG

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 20% del totale eolico da GD, sebbene producano meno dello 0,5% 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 53% 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 4.47 e 4.48 si possono fare considerazioni analoghe a quelle fatte in merito alle medesime tecnologie nell'ambito della GD.

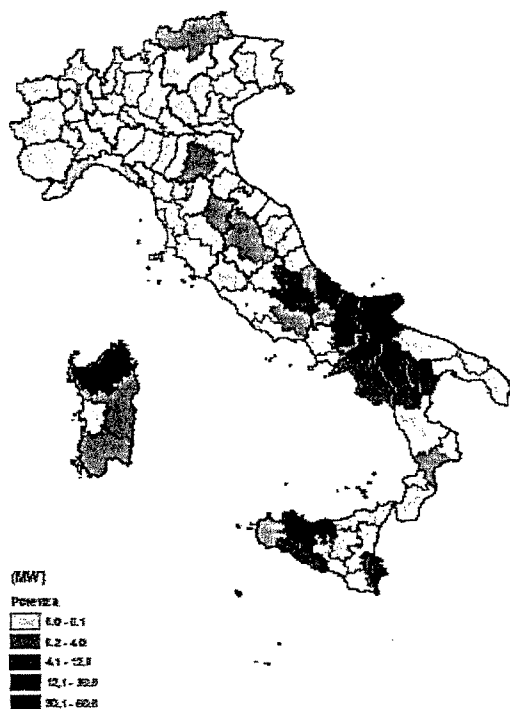


Figura 4.47: Dislocazione degli impianti eolici di MG in termini di potenza.

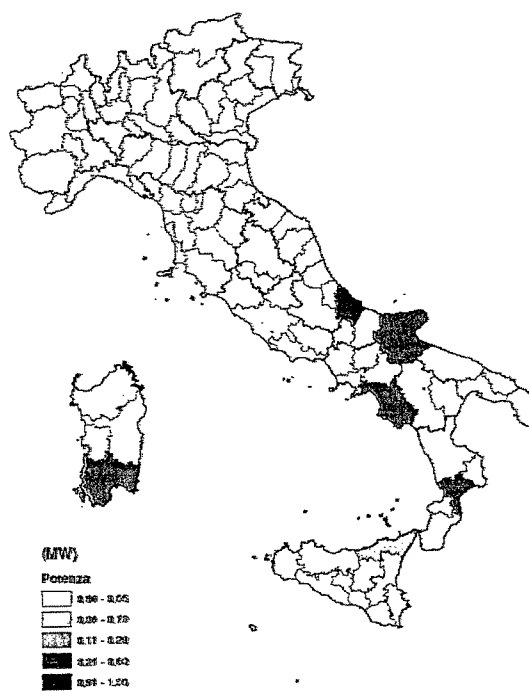


Figura 4.48: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di MG in termini di potenza.

4.3.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della MG

Analizzando il settore termoelettrico, emerge che in Italia, con riferimento al 2004, sono in esercizio 272 impianti di potenza fino a 1 MW (nel complesso 363 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 150 MW, di cui circa 17 MW (36 impianti) hanno registrato nel 2004 una produzione nulla.

Considerando le sezioni, su 363 sezioni termoelettriche, 129 sezioni sono alimentate da biomasse e rifiuti solidi o gassosi per complessivi 60 MW circa, 231 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 3 sono sezioni ibride per circa 0,7 MW.

Complessivamente, quindi, in termini di potenza efficiente lorda, poco meno del 60% del parco termoelettrico nell'ambito della MG è alimentato da fonti non rinnovabili, circa il 40% è alimentato da biomasse 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 2004 si osserva che, mentre la potenza termoelettrica da MG non rinnovabile rappresenta poco più dell'8% del totale termoelettrico distribuito non rinnovabile, la potenza microtermoelettrica rinnovabile rappresenta il 14% 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 da MG presente nel nostro Paese è concentrata nel nord Italia, ed in particolare in Piemonte (18%), Lombardia (15%), Veneto (14%), Emilia Romagna (12%), con produzioni rispettivamente del 15%, 15%, 13% e 13% rispetto alla produzione di energia elettrica nazionale da microtermoelettrico (circa 416 GWh). Inoltre osservando le cartine relative alla potenza e alla produzione da microtermoelettrico spiccano le province di Torino, Brescia, Bolzano e Treviso.

Nel centro Italia è, invece, installato il 21% della potenza nazionale e si produce circa il 23% della produzione termoelettrica da MG. In particolare si evidenziano forti produzioni in Toscana (10% del totale nazionale da microtermoelettrico) e Umbria (6%), in particolare nella provincia di Perugia. Il restante 8% della produzione nazionale (il 9% in potenza), invece, è prodotto nel sud e nelle isole ed in particolare si concentra in Campania (4% della produzione nazionale) e in Puglia (4%) (figura 4.49 e figura 4.50).

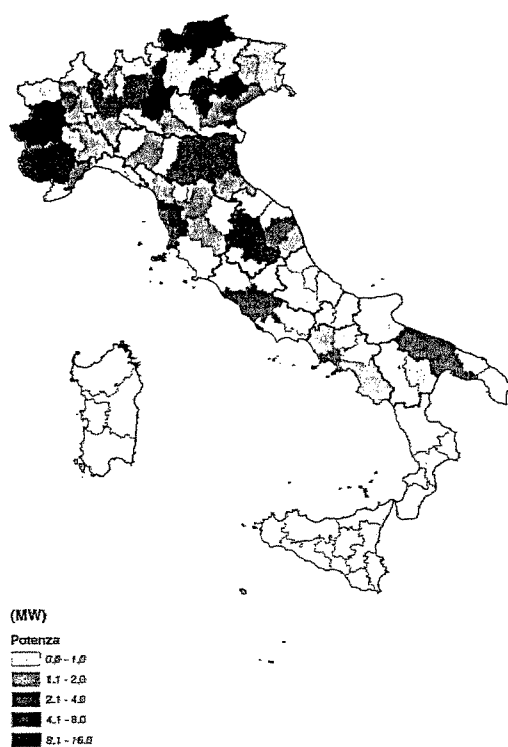


Figura 4.49: Dislocazione degli impianti termoelettrici di MG in termini di potenza.

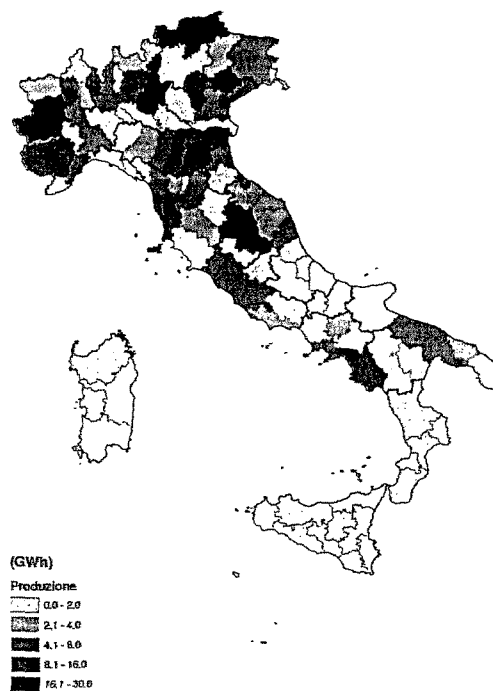


Figura 4.50: Dislocazione degli impianti termoelettrici di MG in termini di energia.

Considerando poi le fonti di energia primaria utilizzate per la **produzione di energia elettrica** si può osservare che, dei complessivi 416 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da MG, circa il 37% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, quasi il 9% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, quasi l'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 53% utilizzando biomasse e rifiuti (riassumendo il 47% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 53% tramite fonti rinnovabili), figura 4.51. 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 193 GWh di energia elettrica sono prodotti tramite impianti di MG 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'89% (circa 198 GWh) dallo sfruttamento dei rifiuti solidi urbani sia in forma gassosa (97%), che in forma solida (3%).

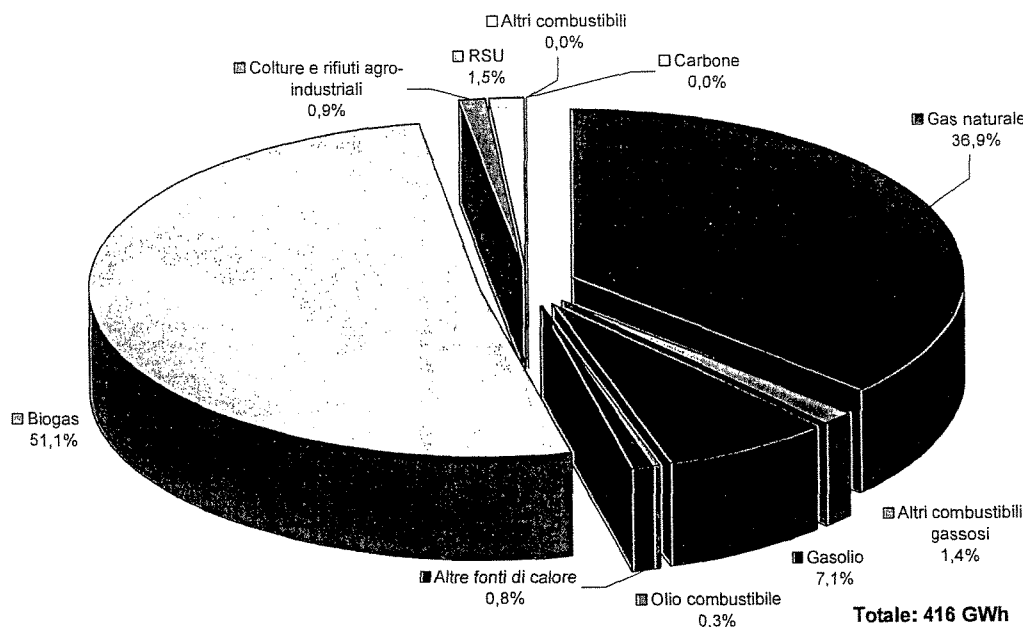


Figura 4.51⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG termoelettrica.

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 90% circa della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili, per lo più RSU (circa l'86% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato, di cui l'85% sottoforma di biogas), e il restante 10% è prodotto tramite altre fonti di calore (2%) e prodotti petroliferi (8%), per lo più gasolio (5%) 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 (73%), per lo più gas naturale (64%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzati per produrre il restante 27% della produzione elettrica da termoelettrico combinato ([figure 4.52 e 4.53](#)).

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 4.52 e 4.53](#) con le [figure 4.22 e 4.23](#) 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 MG termoelettrica.

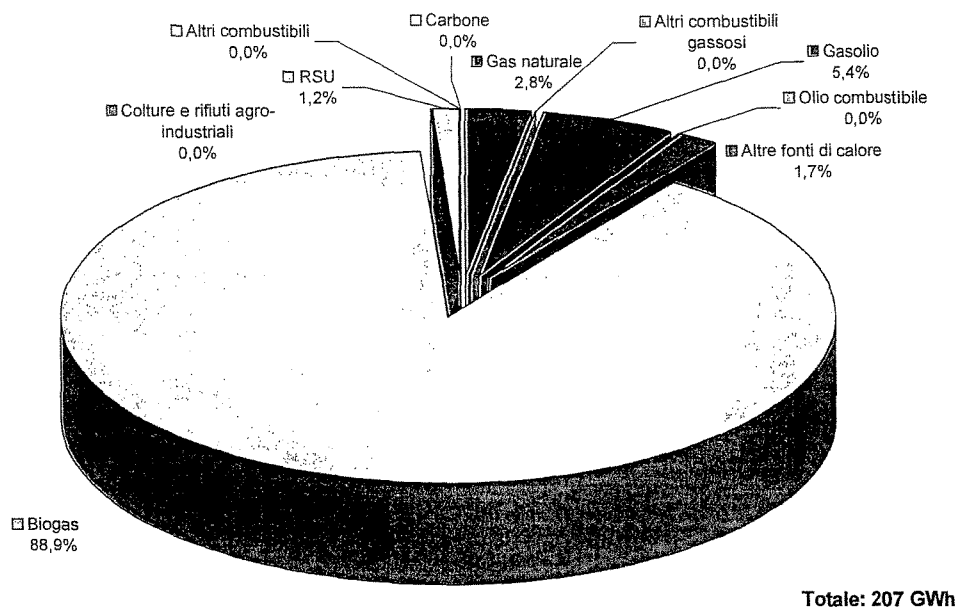


Figura 4.52⁷: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica.

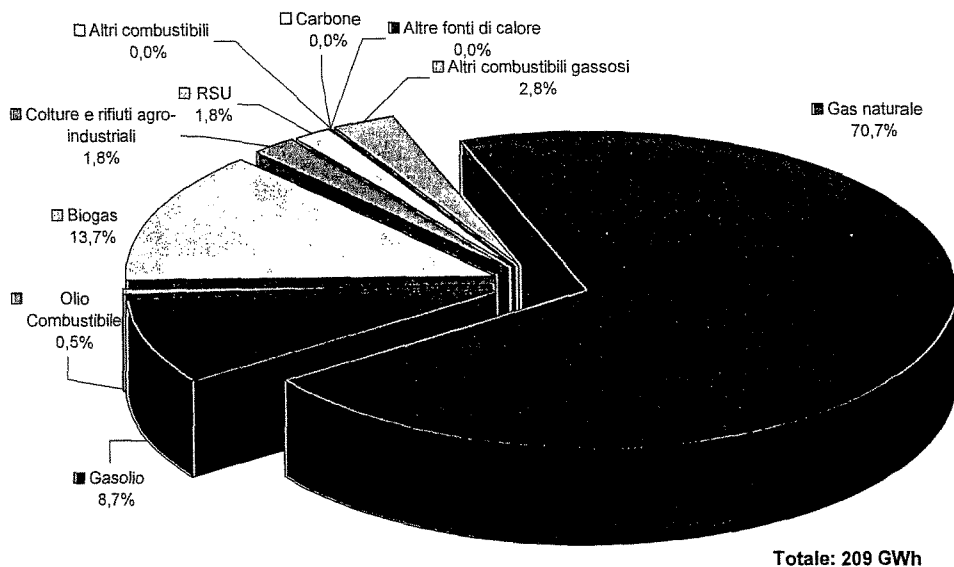


Figura 4.53⁷ Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della MG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Sul piano regionale le percentuali relative alla produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili si attestano intorno ai valori medi nazionali (46% della produzione totale da microtermoelettrico) 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 53% del Piemonte fino all'84% del Trentino Alto Adige). Nel nord viene infatti prodotto l'82% dell'energia elettrica da microtermoelettrico non rinnovabile (circa 159 GWh), mentre la produzione da fonti rinnovabili è di circa 127 GWh e rappresenta il 57% della produzione microtermoelettrica rinnovabile nazionale.

Nel resto d'Italia la produzione di energia elettrica è invece quasi esclusivamente dovuta all'utilizzo di biomasse e rifiuti con percentuali intorno all'85-90%. Uniche eccezioni la Toscana che produce circa 43 GWh (45% della produzione del centro Italia) utilizzando equamente fonti non rinnovabili e rinnovabili e la Campania che produce circa 17 GWh (49% della produzione microtermoelettrica della zona sud-isole) utilizzando per il 65% biogas da RSU e per il restante 35% gas naturale e 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 MG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari a circa il 34% 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 70% (il 96% nel caso di impianti policombustibile), con punte minime del 47% per il gasolio. 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 3% 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 il 5% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 62% circa del totale prodotto (figura 4.54).

Complessivamente, quindi, la percentuale di consumo in loco scende rispetto a quella registrata nell'ambito della GD poiché nella MG 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 MG.

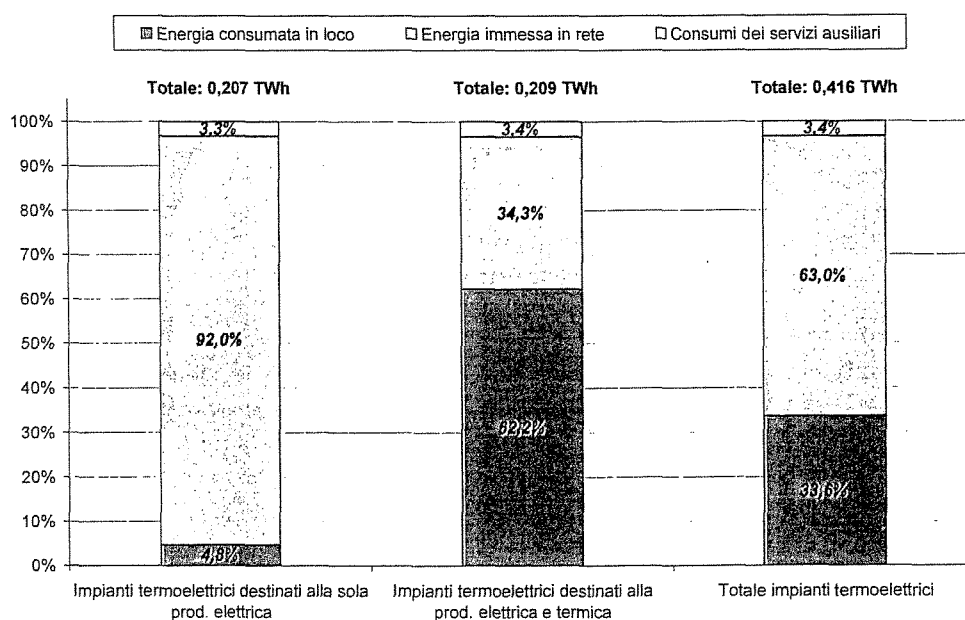


Figura 4.54: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della MG.

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 microtermoelettrico 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 microtermoelettrico 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 e produzione combinata di energia elettrica e calore, dove si passa dalle 5000 ore della GD alle 2500 ore della MG.

Concentrandosi sui **motori primi** impiegati nella MG si nota che più del 91% delle sezioni degli impianti utilizzano **motori a combustione interna**, per una potenza pari a circa l'89% del totale ed una produzione di circa 362 GWh (cioè l'87% dell'intera produzione termoelettrica da MG). Viceversa gli altri tipi di motore primo hanno una diffusione molto limitata.

Le seguenti figure 4.55 e 4.56 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.

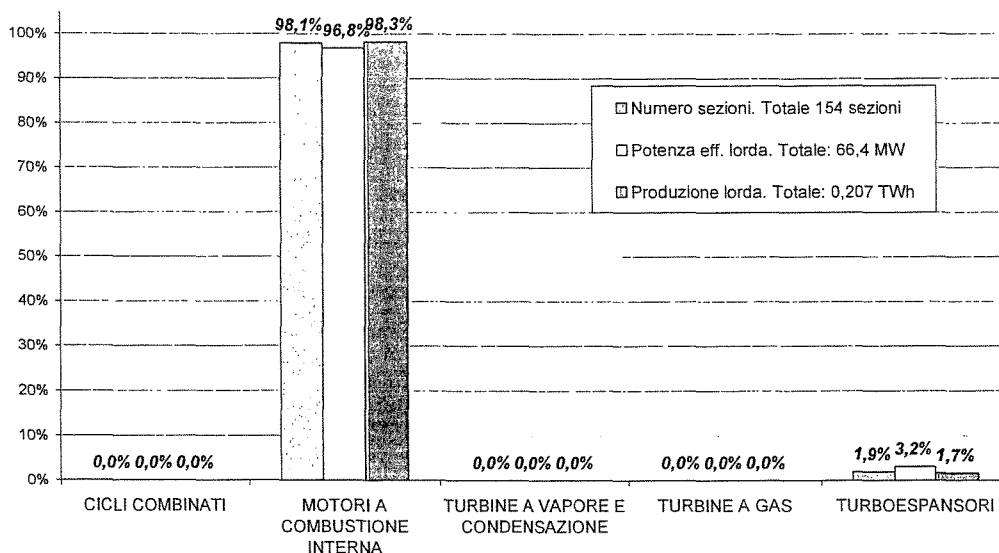


Figura 4.55: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della MG.

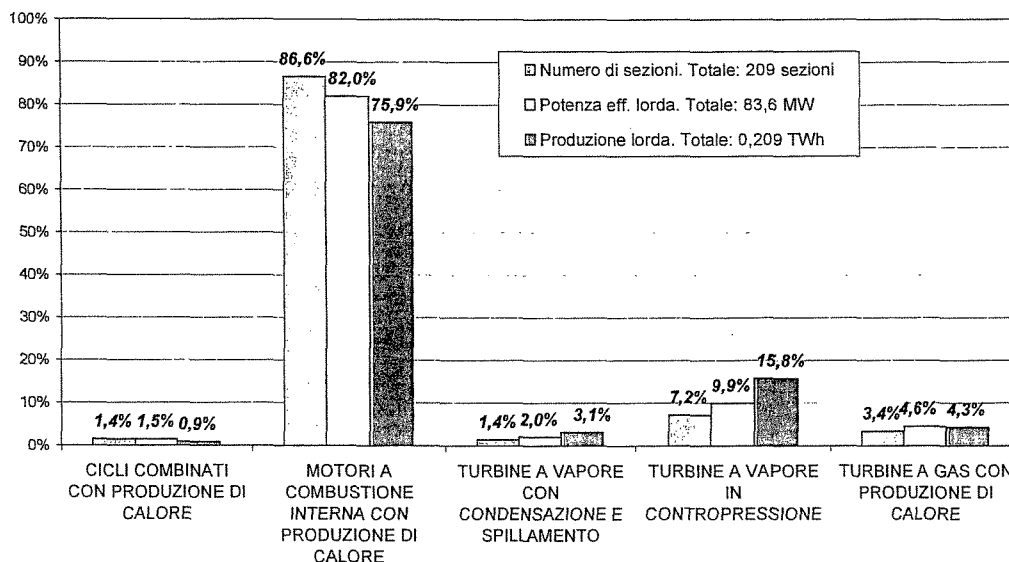


Figura 4.56: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della MG.

Come si nota c'è una ragguardevole differenza fra quella che è la diffusione delle varie tipologie impiantistiche nell'ambito della MG e quella riscontrabile nell'ambito più generale della GD (figura 4.31).

Inoltre, passando dalla GD alla MG, 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 4.57](#) e [figura 4.28](#)).

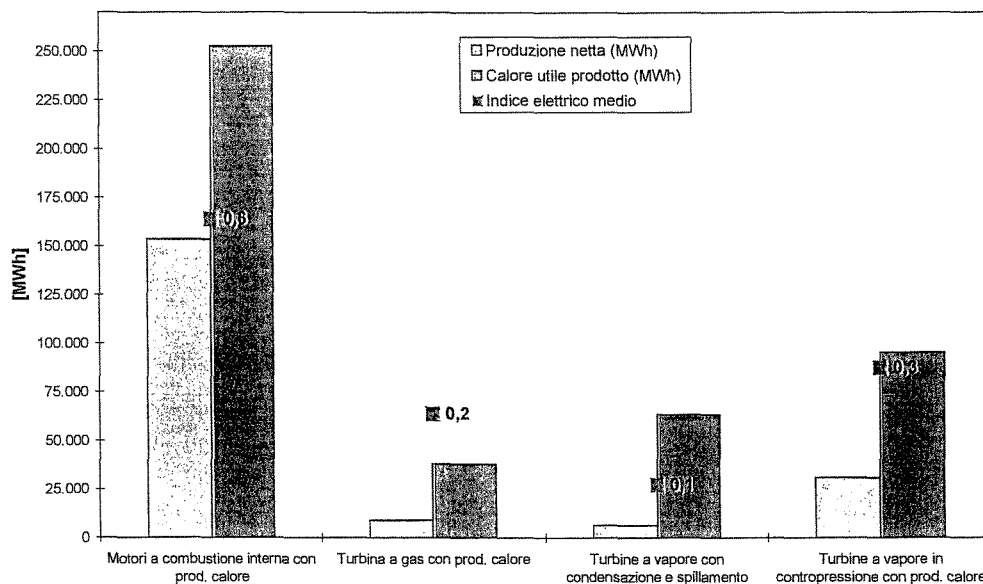


Figura 4.57: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della MG.

CAPITOLO 5

ATTUALE QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO NAZIONALE APPLICABILE ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA E ALLA MICROGENERAZIONE

5.1. Aspetti generali

Il quadro normativo/regolatorio si assesta su tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come 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, in particolare, a certe forme di produzione di energia elettrica (ad esempio, da fonti rinnovabili).

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, che risulta in una certa misura applicabile anche alla GD.

Nel seguito vengono descritti, a titolo informativo, i principali elementi di carattere normativo/regolatorio applicabili anche agli impianti maggiormente diffusi nell'ambito della GD.

5.2. Autorizzazioni

Le autorizzazioni necessarie per la costruzione e l'esercizio di impianti di potenza termica immessa del combustibile minore di 300 MW_{termici}, vengono rilasciate dagli enti locali competenti (Regioni o Province). Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza qualsiasi, l'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03¹ prevede una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato, a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate.

Con particolare riferimento alla MG (cioè agli impianti di potenza fino a 1 MW), l'articolo 1, comma 86, della legge n. 239/04 prevede che, ai fini dell'installazione di un impianto, purché omologato, siano previste norme autorizzative semplificate.

5.3. Servizio di connessione alle reti elettriche

L'Autorità, con la deliberazione n. 281/05², ha definito le condizioni di erogazione, da parte dei gestori di rete, del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore ad 1 kV (ad eccezione quindi delle connessioni in bassa tensione). In particolare con tale deliberazione sono state ridefinite le condizioni procedurali, già introdotte dalla deliberazione n. 50/02³, oltre che le condizioni economiche.

¹ Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, di recepimento della direttiva europea 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili.

² Deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05.

³ Deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2002, n. 50/02.

In particolare, per quanto riguarda le condizioni economiche, la deliberazione n. 281/05 ha definito:

- un corrispettivo a copertura delle attività di studio, di progettazione preliminare e di dettaglio, differenziato tra connessioni alla rete di trasmissione nazionale e connessioni a reti di distribuzione;
- un corrispettivo di connessione, determinato sulla base del preventivo dei costi di realizzazione dell'impianto per la connessione allegato alla progettazione di dettaglio, evitando così il pericolo di imposizione di oneri impropri ai soggetti richiedenti. 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.

Tali condizioni economiche sono riferite solamente agli impianti di produzione connessi alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore ad 1 kV, mentre per gli altri impianti di produzione continuano a valere, laddove applicabili, i provvedimenti Cip in materia.

Sono previste semplificazioni, in accordo con quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03, per gli impianti che utilizzano le fonti rinnovabili, in particolare:

- i corrispettivi relativi alla progettazione preliminare e alla progettazione di dettaglio sono ridotti del 50%;
- è concessa la possibilità di realizzare in proprio l'impianto di connessione nel rispetto delle regole tecniche e di sicurezza definite dal gestore di rete;
- non sono dovuti gli oneri inerenti gli eventuali interventi sulle reti esistenti;
- è previsto uno sconto sul corrispettivo di connessione, oppure un corrispondente contributo nel caso in cui l'impianto di connessione sia realizzato dal soggetto richiedente.

5.4. Trasporto dell'energia elettrica

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 integrato⁴.

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 distributrici), 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 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.

I valori dei due corrispettivi precitati sono aggiornati annualmente dall'Autorità.

⁴ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 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."

In particolare, il corrispettivo di trasmissione è pari, per l'anno 2006, a 0,0259 c€/kWh indipendentemente dalle fasce orarie in cui l'energia elettrica viene immessa, mentre il corrispettivo CTR per il medesimo anno è differenziato per fasce (cfr tabella 5.A).

Fasce orarie	Corrispettivo CTR
F1	0,82 c€/kWh
F2	0,53 c€/kWh
F3	0,35 c€/kWh
F4	0,16 c€/kWh

Tabella 5.A: Corrispettivo CTR per l'anno 2006.

Tale corrispettivo è applicato all'energia elettrica immessa in rete aumentata 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.

5.5. 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. 168/03⁵ prevedono che:

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

5.6. Regime di cessione dell'energia elettrica alla rete e di erogazione del servizio dispacciamento (in immissione)

L'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano sul mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista, Acquirente unico), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. Gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano ai ricavi conseguenti alla vendita di energia elettrica, qualunque sia la modalità scelta.

⁵ Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03.

Inoltre, ogni produttore, una volta ottenute tutte le autorizzazioni necessarie per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, realizzata la connessione alla rete, per poter immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi è tenuto a stipulare con Terna il contratto di dispacciamento (in immissione)⁶.

5.6.1 Agevolazioni previste per la cessione dell'energia elettrica alla rete e per il dispacciamento in immissione

In alternativa alle possibilità sopra elencate e su richiesta del produttore, la legislazione vigente⁷ ha previsto, per alcune tipologie di impianti, l'ulteriore possibilità di richiedere al gestore di rete cui l'impianto è collegato il ritiro, secondo modalità semplificate, dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. Questa ulteriore possibilità è consentita per:

- a) l'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- b) l'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) le eccedenze prodotte dagli impianti, anche di potenza uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti assimilate o da fonti rinnovabili purché nella titolarità di un autoproduttore⁸,

ad eccezione dell'energia elettrica ceduta alla società Gestore del sistema elettrico nell'ambito delle convenzioni pluriennali in essere stipulate ai sensi dei preesistenti provvedimenti, tra cui il più noto Cip n. 6/92.

Scopo di tali disposizioni normative è quello di consentire ai produttori non in grado di competere sul mercato partecipando al sistema delle offerte, in quanto titolari di impianti di dimensioni limitate (≤ 10 MVA) o alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, di collocare l'energia elettrica prodotta attraverso procedure semplificate e, al tempo stesso, remunerative dei costi specifici. La determinazione delle modalità per il ritiro di detta energia, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, è stato assegnato dal legislatore all'Autorità.

La possibilità di ritiro dell'energia elettrica da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato rappresenta una rilevante innovazione del quadro normativo preesistente in materia di ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che incontrano difficoltà ad accedere al libero mercato. Infatti la precedente normativa poneva in capo ad un unico soggetto cessionario nazionale, il GRTN, e non ai gestori di rete, l'obbligo di ritiro dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate.

L'Autorità, con la deliberazione n. 34/05⁹, ha quindi definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro, da parte dei gestori di rete competenti, dell'energia elettrica sopra richiamata, prevedendo anche la stipula di una convenzione tra il produttore e il gestore di rete competente, per il ritiro di tale energia. In particolare, il gestore di rete competente è:

- l'impresa distributrice, se l'impianto è collegato alla rete dell'impresa stessa;

⁶ Tali obblighi sono previsti dall'articolo 5 della deliberazione n. 168/03.

⁷ Si vedano in particolare l'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e il comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.

⁸ L'autoproduttore è definito dall'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, come un produttore che, su base annua, consuma almeno il 70% della propria produzione.

⁹ Deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05, come successivamente modificata ed integrata dalle deliberazioni n. 49/05, n. 64/05, n. 165/05, n. 256/05 e n. 300/05.

- Terna, se l'impianto è collegato alla rete di trasmissione nazionale;
- il Gestore del sistema elettrico, nel caso in cui l'energia elettrica ritirata secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 34/05 è di tipo eccedentario rispetto alle convenzioni di cessione pluriennale, fino alla scadenza delle medesime convenzioni, qualunque sia la loro durata;
- il gestore della rete cui l'impianto è collegato diverso dall'impresa distributrice e da Terna negli altri casi (è, ad esempio, il caso di alcune cooperative elettriche).

La deliberazione n. 34/05 prevede che la richiesta di ritiro riguardi tutta l'energia elettrica immessa, al netto degli autoconsumi in sito e ad eccezione di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali (es.: Cip n. 6/92). Non è pertanto possibile che l'energia elettrica immessa venga ceduta in parte al gestore di rete cui l'impianto è collegato e in parte ad un cliente, finale o grossista, del mercato libero, mentre per un autoproduttore che autoconsuma in sito parte dell'energia prodotta dall'impianto, è possibile immettere in rete la parte restante secondo le modalità definite dalla medesima deliberazione n. 34/05.

La cessione dell'energia elettrica al gestore di rete avviene sulla base di una convenzione di durata annuale e rinnovabile, il cui schema di riferimento è allegato alla deliberazione n. 34/05, per la gestione della quale il produttore riconosce al gestore di rete un corrispettivo amministrativo fisso pari a 120 euro/anno ed uno variabile pari allo 0,5% del controvalore dell'energia ceduta ai sensi della medesima deliberazione. Il produttore può anche decidere di avvalersi del gestore di rete per il versamento del corrispettivo di trasmissione a Terna e per la stipula del contratto di dispacciamento in immissione con Terna: in questo caso il corrispettivo amministrativo da riconoscere al gestore di rete raddoppia (240 euro/anno, a cui si aggiunge l'1% del controvalore dell'energia ceduta).

Per i produttori che cedono la propria produzione di energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 34/05, sono previste semplificazioni procedurali ed esenzioni economiche relative al contratto di dispacciamento in immissione. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento medesimo;
- i produttori non sono tenuti alla comunicazione dei programmi di immissione;
- all'energia elettrica ritirata dai gestori di rete non si applicano i corrispettivi di sbilanciamento;
- per gli impianti di potenza fino a 1 MW è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)¹⁰, e per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW alimentati da fonti rinnovabili è prevista un'applicazione graduale;
- per gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA è prevista l'applicazione di corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) medi mensili, anziché orari, ferma restando l'esenzione di cui al precedente punto.

Con tali esenzioni, il contratto di dispacciamento diventa più favorevole. Ciò nonostante, come detto, il produttore può richiedere che il contratto di dispacciamento venga gestito dal gestore di rete, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo amministrato.

¹⁰ Il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), regolato con Terna, è pari alla differenza tra prezzo zonale vendita e prezzo unico nazionale di acquisto dell'energia elettrica: è un corrispettivo che esplicita, in parte, gli oneri di congestione (già impliciti nel prezzo zonale di Borsa) nel caso in cui l'energia elettrica non sia venduta direttamente in Borsa. Infatti, in quest'ultimo caso, gli oneri di congestione sono già impliciti nel prezzo di Borsa, essendo zonale. Pertanto, per il produttore, la componente CCT rappresenta un costo o un ricavo in funzione della sua ubicazione, rispettivamente, in zone esportatrici o in zone importatrici.

Quanto al prezzo di ritiro da applicarsi all'energia elettrica immessa in rete¹¹, il gestore di rete competente, ai sensi della deliberazione n. 34/05 e in considerazione delle peculiarità che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e gli impianti di cogenerazione presentano rispetto agli altri impianti, riconosce ai produttori:

1. nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e di potenza qualsiasi se alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, un prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico¹² applicato sulla base delle fasce orarie¹³ o indifferenziato (tabella 5.B, colonne A e B);
2. nel caso di impianti di cogenerazione di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, un prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico applicato sulla base delle fasce orarie (tabella 5.B, colonna A);
3. nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA non alimentati da fonti rinnovabili e che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, oltre che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA, nella titolarità di autoproduttori, che cedono le eccedenze, il parametro Ct¹⁴ fino al 31 dicembre 2005 e il cosiddetto PUN nelle ore *off-peak*¹⁵ dall'1 gennaio 2006 (tabella 5.B, colonna C);

Le tre macrotipologie impiantistiche sopra illustrate sono state individuate con l'obiettivo di tutelare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (punto 1) oltre che la produzione da impianti cogenerativi (punto 2), e con l'obiettivo di orientare al mercato la cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi oltre che di rilevanti dimensioni, garantendo il ritiro delle vere eccedenze rispetto ai fabbisogni

¹¹ Nei casi in cui viene applicata la deliberazione n. 34/05, la remunerazione riguarda l'energia elettrica effettivamente immessa in rete. Non avviene quindi sulla base dei programmi di immissione, come nel sistema delle offerte, né si applicano gli oneri di sbilanciamento conseguenti alle differenze tra programma e immissioni effettive. Questo aspetto rappresenta una ulteriore semplificazione.

¹² Il prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico è il prezzo definito dall'articolo 30, comma 30.1, lettera a), del Testo integrato. Tale prezzo, mensile per fasce, è in particolare definito, per ogni fascia oraria, come la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente unico:

- i) per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
- ii) per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- iii) per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o ad altre tipologie di contratto.

¹³ Le fasce orarie, dall'1 aprile 2004, sono definite dal Testo integrato; per l'anno 2005, sono state aggiornate con deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2004, n. 235/04 e, per l'anno 2006, sono state aggiornate con la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2005, n. 292/05.

¹⁴ Il parametro Ct è stato definito dall'Autorità nel 1997, in un contesto di prezzi amministrati, come costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali. La presenza, ormai da quasi due anni, di meccanismi di mercato per la valorizzazione dell'energia elettrica, nonché l'esercizio ormai annuale del sistema delle offerte a cui partecipa pienamente la domanda, hanno reso obsoleto tale parametro, con il rischio che il suo utilizzo risultasse distortivo dei segnali economici inviati agli operatori di mercato. Pertanto l'Autorità è intervenuta abrogando il parametro Ct, con la deliberazione 29 dicembre 2005, n. 300/05, a partire dal 1 gennaio 2006, sostituendolo con altri indici di mercato per le applicazioni marginali dove continuava ad essere utilizzato.

¹⁵ Il PUN nelle ore *off-peak* è la media aritmetica mensile, del mese a cui si riferisce il ritiro dell'energia elettrica, dei valori orari del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nelle sole ore denominate *off-peak*, definite come l'aggregato delle ore dei giorni festivi, del sabato, della domenica, delle ore tra le 0 e le 8 e delle ore tra le 20 e le 24 dei giorni dal lunedì al venerdì.

dell'autoproduzione (punto 3.). Nella tabella 5.B sono riportati i valori dei prezzi sopra elencati per i mesi da gennaio a dicembre dell'anno 2005. In particolare:

- i prezzi riportati nella tabella 5.B, colonne A e B, vengono pubblicati e aggiornati dall'Acquirente unico su base mensile (www.acquirenteunico.it);
- i prezzi riportati nella tabella 5.B, colonna C, venivano pubblicati dall'Autorità su base trimestrale fino al 31 dicembre 2005 e vengono pubblicati e aggiornati dal Gestore del mercato elettrico su base mensile a partire dal mese di gennaio 2006 (www.mercatoelettrico.org).

Mese	Prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico riconosciuto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione [c€/kWh]					Prezzo riconosciuto per le eccedenze e per gli impianti non cogenerativi né alimentati dalle fonti rinnovabili [c€/kWh] (*) colonna C
	prezzo per fasce - colonna A				prezzo unico indifferenziato (solo fonti rinn.) - colonna B	
Anno 2005	F1	F2	F3	F4		
gennaio	-	9,1128	7,2231	4,1847	-	4,121
febbraio	-	8,6170	6,2792	3,7586	-	4,121
marzo	-	9,5896	8,0056	4,0594	-	4,121
aprile	-	10,5804	7,7905	4,4446	-	4,121
maggio	-	9,0125	6,5346	4,3919	-	4,121
giugno	10,1825	6,9861	4,4489	4,1979	-	4,121
luglio	11,5823	7,1355	3,2537	3,9898	6,3884	4,415
agosto	10,5553	9,6735	7,4504	5,8228	6,8794	4,415
settembre	10,9614	8,9115	8,6763	4,7139	6,7823	4,415
ottobre	-	9,8933	9,1613	5,0778	6,7979	5,319
novembre	10,3247	9,7680	7,8736	4,6052	6,4402	5,319
dicembre	10,5803	9,5101	7,4235	5,3453	6,3801	5,319

(*) Il prezzo riportato è pari al parametro Ct. Tale prezzo è stato sostituito con il cosiddetto PUN nelle ore off peak a partire dall'1 gennaio 2006. Tale prezzo viene pubblicato dal GME. Per i primi sei mesi del 2006 è stato applicato un prezzo di raccordo tra il parametro Ct e il PUN nelle ore off peak, definito dall'articolo 5 della delibera n. 300/05 e pubblicato dal GRTN.

Tabella 5.B: Prezzi di cessione dell'energia elettrica ai sensi della delibera 34/05, ad eccezione dei prezzi minimi garantiti.

Nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW¹⁶ e nel caso di impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili, ad eccezione delle centrali ibride, limitatamente ai primi due milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto, si applicano i cosiddetti prezzi minimi garantiti. Oltre i primi due milioni di kWh annui, si applica un prezzo medio correlato agli approvvigionamenti dell'Acquirente unico applicato sulla base delle fasce orarie o indifferenziato (tabella 5.B, colonne A e B).

I prezzi minimi garantiti sono applicati sulla base di scaglioni progressivi di produzione al fine di coniugare i prezzi ai costi specifici degli impianti in esame, tenendo conto dell'effetto scala. Tale metodo, soprattutto nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, consente inoltre di attenuare gli effetti delle stagionalità nella disponibilità della fonte, riconoscendo prezzi medi più alti negli anni

¹⁶ Per gli impianti idroelettrici la soglia, pari a 1 MW, è riferita alla potenza di concessione di derivazione d'acqua anziché alla potenza nominale elettrica dei generatori perché i generatori degli impianti idroelettrici di piccola taglia sono spesso sovradimensionati in quanto la disponibilità della fonte idrica è spesso influenzata da consistenti fenomeni meteorologici e da effetti di stagionalità della fonte stessa.

di scarsità della fonte, pur mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione, del grado di utilizzazione e della efficienza degli impianti.

L'obiettivo è quindi quello di assicurare, anche ai piccoli impianti che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali, la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di produzione, che, per tali impianti, risultano particolarmente alti.

Tali prezzi per l'anno 2005 erano pari a¹⁷:

- fino a 500.000 kWh annui, 95 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 80 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 70 €/MWh.

Il criterio degli scaglioni progressivi era già stato applicato fin dal 1999 agli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW ed era stato esteso nel 2002 anche agli impianti idroelettrici a bacino con lo stesso limite di potenza¹⁸. Tale criterio si è dimostrato efficace nel rappresentare gli effettivi profili di costo, consentendo anche di promuovere lo sviluppo di risorse marginali con il sostentamento dei piccoli impianti.

La deliberazione n. 34/05, in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03 e della legge n. 239/04, ha introdotto quindi diverse semplificazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di cogenerazione non in grado di partecipare al libero mercato in quanto di piccola dimensione o non programmabili.

Si rammenta che gli eventuali incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta per effetto di decreti legislativi e ministeriali si sommano ai ricavi di vendita dell'energia elettrica derivanti dall'applicazione della deliberazione n. 34/05.

La deliberazione n. 34/05 si applica a decorrere dal 1° luglio 2005 per le fonti rinnovabili e dal 28 settembre 2004 per le fonti non rinnovabili e le eccedenze. Sono già significativi il numero dei soggetti interessati e le quantità di energia elettrica ritirata dai gestori di rete secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 34/05. In particolare, sulla base dei dati relativi al secondo semestre dell'anno 2005 e ad oggi disponibili, l'energia elettrica ritirata dai gestori di rete è stata pari a circa:

- **2.275 GWh** da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e di potenza qualsiasi se alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, di cui **583 GWh** da impianti alimentati da fonti rinnovabili che applicano il prezzo medio dell'Acquirente unico indifferenziato per fasce orarie;
- **121 GWh** da impianti di cogenerazione di potenza inferiore a 10 MVA che soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02;
- **16 GWh** da impianti di potenza inferiore a 10 MVA non alimentati da fonti rinnovabili e che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02, oltre che da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA, nella titolarità di autoproduttori, che cedono le eccedenze,

per un totale di circa 2,4 TWh per il primo semestre di applicazione della deliberazione n. 34/05.

¹⁷ Per l'anno 2006, i prezzi minimi garantiti sono pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 95,65 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 80,54 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 70,48 €/MWh.

I prezzi minimi garantiti vengono pubblicati e aggiornati dall'Autorità su base annuale.

¹⁸ Si vedano in particolare le deliberazioni dell'Autorità 8 giugno 1999, n. 82/99, e 18 aprile 2002, n. 62/02, con le relative relazioni tecniche.

Si ritiene pertanto che la deliberazione n. 34/05, in ragione delle semplificazioni offerte agli impianti di minori dimensioni non in grado di partecipare direttamente al mercato, rappresenti un importante strumento per lo sviluppo delle fonti rinnovabili marginali che altrimenti rimarrebbero in buona parte inutilizzate. Tale valorizzazione è di primaria importanza anche ai fini del difficile raggiungimento degli obiettivi previsti per l'Italia dalla direttiva n. 2001/77/CE.

5.6.2 Scambio sul posto

In recepimento di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, con la deliberazione n. 28/06¹⁹, l'Autorità ha disciplinato il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili, nonché dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili.

La deliberazione n. 28/06 ha così sostituito ed abrogato, a decorrere dal 13 febbraio 2006, la deliberazione n. 224/00, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto. Tale servizio, prima riservato esclusivamente ai clienti del mercato vincolato che realizzano un impianto fotovoltaico di potenza nominale fino a 20 kW, è stato esteso a tutti i clienti finali, sia liberi che vincolati, che realizzano o hanno la disponibilità di impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da qualunque fonte rinnovabile.

L'applicazione dello scambio sul posto consente all'utente di utilizzare i servizi di rete per "immagazzinare" l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo e di ri-prelevarla dalla rete quando gli serve. Comporta pertanto il venir meno del costo di acquisto dell'energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall'impianto, sia per la quota auto-consumata immediatamente, sia per la quota immessa in rete e ri-prelevata successivamente.

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 considerato come cliente finale, libero o vincolato, 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. Deve invece inoltrare richiesta per l'erogazione del servizio di scambio sul posto all'impresa distributrice competente sul territorio ove l'impianto è ubicato.

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.

5.7. Incentivi previsti dalla normativa vigente per la promozione della produzione da fonte rinnovabile

Sia in Italia che all'estero, le recenti e spesso significative realizzazioni di impianti che sfruttano fonti rinnovabili sono state possibili soltanto grazie a politiche d'incentivazione adottate dai vari

¹⁹ Deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06.

governi. Si può citare, come tipico esempio degli effetti di queste politiche, la rapida diffusione degli impianti eolici avvenuta in questi ultimi anni soprattutto in Germania e in Spagna, per non parlare della stessa Italia, che è attualmente al quarto posto in Europa per potenza di generazione eolica installata.

Sebbene i tre livelli citati all'inizio del presente capitolo costituiscano, in linea di principio, tre piani separati, talune pratiche regolatorie effettuano la traduzione di misure incentivanti in esenzioni 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, per propria natura, 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 dal Paese membro, nonché la possibilità di misurare e valutare l'efficacia delle diverse misure incentivanti.

5.7.1 I certificati verdi

Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, 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 1999²⁰. 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 S.p.A.;
- acquistare i CV dal Gestore del sistema elettrico – GRTN S.p.A. (di seguito: GRTN) 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

²⁰ 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 potrebbe essere ulteriormente incrementata dal legislatore.

attualmente regolato dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005²¹ recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

I certificati verdi vengono emessi dal GRTN, 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).

Ogni certificato verde è riferito a 0,05 GWh di energia elettrica prodotta su base annuale, con arrotondamento commerciale (ciò significa che è sufficiente una produzione annua pari a 26 MWh per ottenere un certificato verde); 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 rinnovabili che devono soddisfare l'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Ogni anno il Gestore del sistema elettrico, 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 e 108,92 €/MWh per l'anno 2005.

5.7.2 I titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)

I decreti 20 luglio 2004²², emanati dal Ministro per le attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, hanno introdotto un sistema innovativo nel panorama internazionale finalizzato alla promozione del risparmio energetico negli usi finali.

L'obiettivo che i decreti si propongono è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009) un risparmio di energia pari a 2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) all'anno, valore equivalente all'incremento annuo dei consumi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001.

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) 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.

²¹ 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.

²² Tali decreti hanno abrogato e sostituito i decreti ministeriali 24 aprile 2001.

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. Tuttavia possono essere ottenuti tramite la realizzazione di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW (si veda al riguardo la deliberazione n. 234/02) e di impianti di cogenerazione che soddisfano i requisiti previsti dalla deliberazione n. 42/02 (si veda al riguardo la deliberazione n. 177/05).

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.

5.7.3 L'incentivo in conto energia previsto per gli impianti fotovoltaici

In Italia, nel 2004, vi erano circa 30 MW_p installati da impianti fotovoltaici (0,52 W_p/abitante), di cui 5 MW_p installati nel solo 2004. La maggior parte di questi impianti sono stati realizzati utilizzando i contributi in conto capitale previsti dal programma "10.000 Tetti Fotovoltaici" adottato nel marzo 2001.

Al fine di dare nuovo impulso al settore fotovoltaico, il legislatore italiano ha poi 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 2005²³ e 6 febbraio 2006²⁴, individuando come obiettivo al 2015 il raggiungimento, in Italia, di una capacità massima pari a 1.000 MW_p.

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 potenziamento²⁵, in data successiva al 30 settembre 2005.

Le cosiddette "tariffe incentivanti" definite dai decreti ministeriali sono incentivi in conto energia, erogati per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto, i cui valori sono 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. I progetti presentati a partire dal 2007, infatti, riceveranno un incentivo definito applicando, al valore riferito all'anno precedente un:

- incremento percentuale pari al tasso di variazione annuo, riferito ai 12 mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevati dall'Istat;
- decremento percentuale pari al 5%.

²³ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005.

²⁴ Decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006.

²⁵ Nel caso di potenziamento, l'incentivo viene riconosciuto limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

La tabella 5.C evidenzia il valore dell'incentivo che percepiranno gli impianti le cui domande verranno presentate nei prossimi 5 anni, suddiviso per raggruppamento di taglia e nell'ipotesi di un incremento fisso del tasso Istat pari al 2% annuo.

Per ciascun impianto, il corrispettivo calcolato all'atto dell'approvazione della domanda presentata rimane fisso per tutti i 20 anni.

Taglia dell'impianto (P)	Anno di presentazione della domanda					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
$P \leq 20 \text{ kW}$ con scambio sul posto	44,5	44,5	43,2	41,9	40,6	39,4
$20 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$ e $P \leq 20 \text{ kW}$ con vendita	46,0	46,0	44,6	43,3	42,0	40,7
$50 \text{ kW} < P \leq 1.000 \text{ kW}$	49,0	49,0	47,5	46,1	44,7	43,4

Tabella 5.C: Valori dell'incentivo nell'ipotesi di tasso Istat pari al 2% [c€/kWh]

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.C. Per gli impianti di taglia maggiore di 50 kW_p, il valore riportato in tabella 5.C rappresenta l'incentivo massimo percepibile. Infatti, per gli impianti ricadenti in tale categoria, la normativa prevede l'ammissione all'incentivo sulla base di una gara al ribasso a partire dal valore predefinito, e quindi gli impianti ammessi percepiranno il valore dell'incentivo offerto in fase di presentazione della domanda.

Infine, il decreto 6 febbraio 2006 prevede 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. Inoltre, per gli impianti integrati su edifici, fino al 2012 incluso, l'incentivo risulta essere esentato dal meccanismo di degressione precedentemente esposto; ne consegue che per un impianto di tal genere l'incentivo risulta essere lo stesso sia nel caso in cui la domanda per l'ottenimento dell'incentivo sia presentata nel 2006, sia nel caso in cui venga presentata nel 2012.

L'Autorità, con la deliberazione n. 188/05²⁶, così come modificata e integrata dalla deliberazione n. 40/06²⁷, in applicazione di quanto previsto dai decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, ha:

- individuato nel Gestore del sistema elettrico il "soggetto attuatore", vale a dire il soggetto che eroga gli incentivi, a cui sono stati affidati anche compiti di verifica di ammissibilità agli incentivi medesimi dei progetti di impianto;
- predisposto uno schema di domanda per l'ottenimento dell'incentivo;
- definito le modalità e le condizioni per l'erogazione degli incentivi, e per le relative verifiche;
- determinato le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A₃²⁸, che viene pagata dai clienti del settore elettrico, sia liberi che vincolati.

²⁶ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05.

²⁷ Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 febbraio 2006, n. 40/06.

²⁸ La componente tariffaria A₃ viene pagata sia dai clienti liberi che dai clienti vincolati e alimenta il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate che raccoglie principalmente i proventi necessari per:

- remunerare l'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate cui ancora si applicano i prezzi di ritiro previsti dal provvedimento Cip n. 6/92 e ritirata dal GRTN;
- remunerare l'incentivo in conto energia attualmente previsto per gli impianti fotovoltaici;
- remunerare i prezzi minimi garantiti riconosciuti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, nel caso di cessione dell'energia elettrica ai gestori di rete cui l'impianto è collegato, in applicazione della delibera n. 34/05.

CAPITOLO 6

ANALISI DELLE INTERAZIONI TRA LA GENERAZIONE DISTRIBUITA, LA MICROGENERAZIONE E LA RETE ELETTRICA

Lo sviluppo e la crescita della GD e della MG sono ormai una realtà non più trascurabile nell'ambito dell'interazione tra le medesime forme di generazione e la rete elettrica. Tali fenomeni trovano la loro spinta nella liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica unitamente ai programmi di sviluppo ed incentivazione allo sfruttamento delle fonti primarie di energia rinnovabile.

Alla luce della configurazione dell'attività di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica finora adottata in ambito nazionale, il rilevante sviluppo della GD e della MG pone dei problemi che devono essere affrontati da molteplici punti di vista. Innanzi tutto il modo di utilizzo delle reti elettriche e, in particolare, delle reti elettriche di distribuzione dell'energia elettrica potrebbe mutare rispetto a quanto avvenuto sinora. Il flusso di energia su tali reti elettriche, infatti, potrebbe invertirsi rispetto a quanto avviene nel normale assetto di funzionamento delle medesime reti (vale a dire dai livelli di tensione maggiori a quelli minori ai fini della consegna dell'energia elettrica agli utenti – passivi – connessi alle reti di distribuzione).

La presenza di GD e di MG impone comunque l'effettuazione di analisi relative agli effetti riguardanti l'esercizio delle reti di distribuzione che possono essere condotte in maniera differenziata per reti di distribuzione in media tensione (MT) e in bassa tensione (BT).

6.1 Effetti sulle reti elettriche in MT

Come già detto, la presenza di GD nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica ha un rilevante impatto in quanto dette reti sono di norma progettate ed esercite come reti essenzialmente di natura passiva.

A ciò si deve aggiungere il fatto che, in media tensione (MT), la maggior parte dei sistemi di produzione risultano connessi alla reti elettriche in via diretta (vale a dire senza l'interposizione di convertitori statici) il che determina un elevato grado di interazione con la rete.

Nel seguito sono descritte le principali criticità riguardanti la diffusione della GD nell'ambito delle reti elettriche di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione.

6.1.1 *Avviamento o sincronizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica utilizzando macchine rotanti*

In generale, le repentine manovre di distacco o inserimento (messa in parallelo) di impianti di generazione dalle o nelle reti di distribuzione MT comportano variazioni rilevanti della potenza attiva e reattiva in rete e, conseguentemente, danno luogo a variazioni di frequenza e tensione nella rete stessa. In questi casi i sistemi di regolazione provvedono a mantenere la tensione e la frequenza nell'intervallo di funzionamento corretto. L'operatività descritta richiede comunque un certo

intervallo di tempo durante il quale le variazioni di tensione possono essere assimilate a buchi di tensione.

Per evitare tali problemi è quindi necessario effettuare le manovre di distacco e messa in parallelo dei generatori secondo apposite procedure¹.

6.1.2 Correnti di corto circuito

La presenza di impianti di produzione connessi alla rete MT, in particolare di impianti connessi alla rete senza l'interposizione di convertitori statici, determina un innalzamento del livello delle correnti di corto circuito (rispetto al caso di rete puramente passiva). Ciò potrebbe comportare il superamento dei limiti determinati ai fini del dimensionamento dei componenti, in particolare degli organi di manovra (sezionatori ed interruttori), secondo criteri che non tengono conto della presenza di impianti produzione connessi alla rete MT.

La connessione di un nuovo impianto di produzione alla rete elettrica deve quindi essere preceduta dalla valutazione della corrente di corto circuito al fine di verificare l'adeguatezza dei limiti di corrente di corto circuito ammessi per i componenti esistenti. È necessario, inoltre, verificare che il contributo di corrente sulle linee elettriche non sia tale da provocare l'intervento intempestivo delle protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle medesime linee.

In caso di esito negativo occorre adottare accorgimenti impiantistici che consentano il rispetto delle condizioni di corretto funzionamento del sistema elettrico di distribuzione in caso di guasto. A titolo di esempio, potrebbe essere necessario adeguare le infrastrutture e i dispositivi di rete o, alternativamente, utilizzare un diverso punto di connessione alla rete, oppure ancora interporre opportune reattanze tra l'impianto di produzione e la rete al fine di limitare il contributo del predetto impianto alla corrente di corto circuito complessiva.

In generale, con riferimento alla problematica relativa all'incremento della corrente di corto circuito, la massima potenza di generazione che è possibile connettere aumenta nel caso di connessione in punti della rete distanti dalla cabina primaria e, soprattutto, in caso di connessione su linee aeree (le linee in cavo infatti hanno una impedenza più bassa delle linee aeree). La situazione più critica si ha invece nel caso di connessione di impianti di produzione direttamente alla sbarra MT di cabina primaria. La situazione è molto meno critica nel caso di connessione alla rete tramite un'interfaccia di tipo statico, che presenta, a parità di potenza installata, un contributo alla corrente di corto circuito nettamente inferiore.

6.1.3 Sollecitazione termica dei conduttori

Il problema della sollecitazione termica dei conduttori è strettamente legato ai livelli delle correnti di corto circuito e fa riferimento al problema della sollecitazione termica massima ammissibile per i conduttori delle linee stesse in caso di guasto (corto circuito). Infatti, in relazione

¹ Secondo la prassi vigente, per quanto riguarda i generatori asincroni di potenza superiore a 50 kVA, l'avviamento la risincronizzazione e la messa in parallelo devono essere eseguite solo con il motore primo, verificando, prima di manovrare in chiusura il dispositivo per l'effettuazione della chiusura dell'interruttore di parallelo del generatore, che la velocità di rotazione del generatore sia prossima a quella di sincronismo (è ammessa una tolleranza del $\pm 2\%$).

Nel caso di avviamento, risincronizzazione e messa in parallelo di generatori sincroni, è necessario, preliminarmente alla chiusura dell'interruttore di parallelo, cioè prima che sia permessa la chiusura del dispositivo di interfaccia con la rete, verificare che il vettore della tensione in uscita del generatore sia prossimo, in fase, ampiezza e frequenza, a quello della rete, allo scopo di limitare il transitorio di messa in parallelo.

Le procedure di distacco, inserzione e messa in parallelo dei generatori connessi mediante l'interposizione di un convertitore statico presentano invece minori criticità in quanto le caratteristiche dei convertitori statici consentono di effettuare le necessarie manovre mediante passaggi gradualmente tra le diverse condizioni di funzionamento.

alla tipologia del conduttore (sezione, materiale conduttore, tipo di isolamento) e alla durata della corrente di corto circuito, è possibile determinare un valore limite massimo di sovracorrente che il conduttore può sopportare senza subire danneggiamenti per il tempo necessario all'interruzione del corto circuito.

Come già accennato nel paragrafo precedente, l'incremento dei livelli di corrente di corto circuito associati alla presenza di GD potrebbe comportare il superamento dei limiti termici dei conduttori dimensionati sulla base di criteri che non hanno tenuto conto della presenza di GD.

In particolare, i tratti di linea più critici risultano essere quelli con sezioni dei conduttori più ridotte (ad esempio derivazioni dalle dorsali), per i quali la protezione dai corto circuiti con correnti elevate è sostanzialmente affidata agli interruttori (con relativa protezione di massima corrente) posti alla partenza della dorsale. A fronte dell'incremento di connessione di impianti di GD, è opportuno intraprendere un'attività volta alla verifica (almeno per i conduttori di sezione più ridotta) della resistenza dei medesimi alle sollecitazioni termiche indotte dalle correnti di corto circuito.

6.1.4 Selettività delle protezioni

Un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di una eventuale revisione o adeguamento del sistema di protezione e delle relative tarature, utilizzate nelle cabine primarie e sulle linee in MT. Il problema è particolarmente rilevante per le protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle linee MT dovute al fatto che tali protezioni non sono in grado, di norma, di distinguere il verso della corrente che le medesime rilevano al fine della loro attivazione².

6.1.5 Procedure di ricerca dei tronchi di linea guasti

Le procedure automatiche di ricerca e selezione del tratto di linea elettrica guasto comportano l'attivazione di determinate sequenze di manovra volte ad escludere il tratto di linea interessato dal guasto, nel caso in cui questo sia permanente, o a favorirne l'estinzione se questo è di tipo transitorio o autoestinguente. Le principali procedure attualmente adottate nella rete di distribuzione MT prevedono, ad esempio, l'uso di un dispositivo di selezione dei tronchi guasti in grado di effettuare la ricerca del tronco di linea su cui si è verificato il guasto sulla base della presenza o assenza di tensione sui tronchi di linea. Accanto a questo dispositivo si ricorda la possibilità di utilizzare sistemi di telecontrollo della rete basati sulla presenza di dispositivi in grado di rilevare la presenza tensione in rete.

Nei casi di procedure automatiche basate sulla rilevazione della presenza di tensione, la presenza di impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione non compromette l'efficacia delle procedure a condizione che, all'insorgere del guasto o di un qualunque comportamento anomalo, i predetti impianti si separino dalla rete attraverso le proprie protezioni di interfaccia prima che venga effettuata la richiusura rapida degli interruttori posti alla partenza delle linee.

² A titolo di esempio, in caso di guasto in corrispondenza di una linea elettrica MT, la generazione presente su un'altra linea elettrica afferente la stessa sbarra contribuirebbe all'alimentazione del guasto interessando la protezione di massima corrente (non direzionale) posta sulla alla partenza della linea a cui risulta connesso l'impianto di produzione. Qualora il predetto contributo sia tale da superare la soglia di intervento della protezione di massima corrente, si determinerebbe l'intervento dell'interruttore corrispondente alla linea cui è connesso l'impianto di produzione sebbene su tale linea non si sia verificato alcun guasto.

6.1.6 Funzionamento in isola indesiderata

Con il termine isola indesiderata o islanding si intende quel fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione di energia elettrica continuano ad alimentare una porzione della rete elettrica di distribuzione successivamente alla disconnessione della stessa porzione dal resto della rete di distribuzione che rimane connessa al sistema elettrico.

Il fenomeno dell'islanding può comportare problemi di varia natura incidenti:

- sulla qualità dell'alimentazione, in quanto l'impresa distributrice potrebbe non essere in grado di garantire agli utenti connessi all'isola indesiderata una alimentazione di energia elettrica con parametri (tensione e frequenza) rientranti nel normale campo di funzionamento;
- sulla sicurezza di funzionamento del sistema elettrico di distribuzione, in quanto l'isola indesiderata potrebbe rappresentare un rischio per gli operatori dell'impresa distributrice preposti ad operare sulla linea che si ritiene essere fuori servizio, ma che in realtà risulta essere in tensione;
- sulle procedure di ricerca e di selezione dei tratti di linea guasti, dal momento che in presenza di una porzione di rete mantenuta in tensione dalla GD, come già precedentemente accennato, le procedure di ricerca del guasto potrebbero non funzionare correttamente. Inoltre, in presenza di guasti temporanei, il mantenimento in tensione della linea da parte della GD potrebbe non consentirne l'estinzione del guasto, comportando il fallimento della richiusura rapida. Infine, durante il funzionamento in isola potrebbero verificarsi degli sfasamenti tra i vettori tensione della rete principale e dell'isola con conseguenti problemi all'atto della richiusura dell'interruttore di interconnessione tra le due porzioni di rete.

Allo scopo di risolvere le problematiche accennate è necessario intervenire a livello di gestione del sistema di distribuzione prevedendo, ad esempio, modalità per la disconnessione degli impianti di produzione, ovvero modalità specifiche di gestione e controllo dei medesimi impianti in determinate situazioni di funzionamento del sistema di distribuzione e, più in generale, del sistema elettrico. A tal fine risulta molto importante che il sistema di protezioni sia configurato in maniera tale da selezionare gli eventi che richiedono l'eventuale separazione (o gestione particolare) degli impianti di produzione dalla rete da quelli per cui non ciò non è necessario (ciò al fine di evitare che semplici disturbi di rete, quali i buchi di tensione, provochino interventi intempestivi, con il conseguente fuori servizio degli impianti di generazione).

In particolare, i generatori connessi alla rete senza l'interposizione di apparecchiature statiche sono molto sensibili ai disturbi di rete che possono determinare sollecitazioni dinamiche tali da provocare l'intervento delle protezioni di generatore.

Per quanto riguarda i generatori connessi alla rete per il tramite di convertitori statici, la possibilità di funzionamento in isola non intenzionale e la sensibilità ai disturbi di rete dipendono essenzialmente dalle modalità di controllo e protezione del convertitore stesso. Ad esempio, per convertitori di piccola taglia, tipicamente quelli per impianti fotovoltaici, il comportamento dell'elettronica a fronte di disturbi di rete quali buchi di tensione prevede il blocco quasi immediato del ponte di conversione.

6.1.7 Profili di tensione e regolazione della tensione

La presenza di GD lungo una linea influenza il profilo della tensione lungo la linea stessa. Le cadute di tensione massime ammesse lungo una linea MT sono pari, di norma, al 4-5% lungo le dorsali e al 2-3% lungo le derivazioni. La presenza di impianti di produzione potrebbe portare ad un innalzamento della tensione lungo la linea. Il problema può essere più o meno rilevante in funzione della taglia, del fattore di potenza, nonché della posizione del generatore lungo la linea. Agendo in modo opportuno sui predetti fattori è possibile evitare un'alterazione eccessiva del profilo di

tensione. L'uso di generatori che permettano un controllo della potenza reattiva scambiata in rete (sincrono e convertitore elettronico) possono portare ad un miglioramento dei profili di tensione lungo la linea.

La regolazione della tensione nella rete MT è effettuata per mezzo di un variatore di tensione sotto carico posto sull'avvolgimento AT del trasformatore collocato in corrispondenza della cabina primaria, il quale, modificando il rapporto di trasformazione del trasformatore secondo intervalli discreti, modifica la tensione della sbarra MT. Possono essere utilizzate due diverse modalità di regolazione, a tensione costante sulla sbarra MT e a compensazione di corrente.

Nella prima modalità di regolazione la tensione sulla sbarra MT è mantenuta costante indipendentemente dal carico presente. In questo caso la presenza di GD su alcune linee afferenti alla sbarra, pur non influenzando la regolazione in modo diretto, potrebbe rendere difficoltosa la scelta del valore di tensione della sbarra MT.

La seconda modalità di regolazione segue invece una modalità di variazione della tensione della sbarra di tipo lineare in funzione della corrente transitante nel trasformatore e quindi del carico. In questo caso la regolazione viene influenzata direttamente dalla GD in quanto la corrente transitante nel trasformatore è funzione della sommatoria vettoriale della corrente associata ai carichi passivi ed alla generazione. In questo modo si determina una diminuzione del carico visto dal regolatore automatico di tensione il quale tenterà di impostare una tensione in corrispondenza della sbarra che, pur essendo corretta per le linee su cui sono presenti generatori, potrebbe risultare troppo bassa per linee cui sono connessi carichi elevati.

Non si esclude che in futuro la GD potrebbe contribuire alla regolazione della tensione di rete se opportunamente gestita mediante adeguati sistemi di controllo.

6.2 Effetti sulle reti elettriche in BT

In linea generale, l'impatto della GD sulle reti BT risulterebbe meno critico rispetto alle reti con tensioni più elevate, in quanto la ridotta estensione di tali reti ne rende più semplice la gestione ed, inoltre, in quanto perché i generatori connessi sulle reti elettriche in BT risultano spesso connessi alla rete per il tramite di convertitori statici che rende il loro funzionamento in parallelo meno critico rispetto ad una connessione di tipo diretto (vale a dire senza l'interposizione di convertitori statici)³. Ad ogni modo, le considerazioni effettuate circa l'impatto della GD e della MG sulle reti in MT restano valide anche per le reti in BT.

6.2.1 Avviamento o risincronizzazione degli impianti utilizzanti macchine rotanti o convertitori statici

Le manovre di connessione o disconnessione di generatori danno luogo a brusche variazioni della tensione nella rete, con ampiezza dipendente dall'entità della variazione di potenza e dalla collocazione del generatore nella rete.

Il problema non sussiste nel caso di generatori connessi alla rete per il tramite di convertitori statici, le cui caratteristiche, permettendo il controllo del vettore di tensione in uscita del convertitore, consentono il passaggio graduale da una condizione di carico ad una caratterizzata da assenza di generazione e viceversa.

³ La norma CEI 11-20 consente il funzionamento in parallelo ad una rete di I categoria solo per generatori asincroni non autoeccitati e generatori connessi alla rete attraverso convertitori statici. A queste due categorie si aggiungono i gruppi statici di continuità, il cui funzionamento in parallelo con la rete è consentito solo qualora siano assimilabili ad un carico passivo connesso alla stessa rete.

Nel caso di generatori asincroni, al momento dell'inserzione del generatore si possono avere scambi transitori di potenza reattiva tra il generatore e la rete molto elevati (5-7 volte la potenza nominale del generatore). Ciò provoca un buco di tensione della durata di circa 10 cicli, generalmente tanto più rilevante quanto maggiore è la potenza del generatore e l'impedenza della linea⁴.

6.2.2 Correnti di corto circuito

La connessione di un generatore alla rete elettrica di BT senza l'interposizione di un'apparecchiatura di tipo statico comporta l'aumento del livello delle correnti di corto circuito nella rete. È pertanto necessario, prima di procedere con la connessione, effettuare il calcolo di tali correnti⁵ al fine di verificare l'eventuale superamento dei limiti utilizzati per il dimensionamento dei componenti della rete⁶. Tali problematiche risultano maggiormente contenute nel caso di impianti di produzione connessi alla rete per il tramite di convertitori statici in quanto, in tali casi, la corrente di corto circuito è limitata da convertitore stesso (generalmente ad un valore massimo pari a due volte la corrente nominale).

6.2.3 Selettività delle protezioni

Quanto all'impatto della GD sul sistema di protezione della rete BT valgono le stesse problematiche evidenziate per le reti MT. Ancora una volta, tale problematiche dovrebbe risultare in parte assorbita nei casi in cui gli impianti di produzione siano connessi alle reti elettriche mediante l'interposizione di un convertitore statico.

6.2.4 Funzionamento in isola indesiderata

Quanto detto in proposito al fenomeno dell'islanding per le reti elettriche di distribuzione in MT continua a valere anche nel caso di impianti di produzione connessi alle reti elettriche di distribuzione in BT.

Vale al pena ricordare che la probabilità di funzionamento in isola indesiderata è praticamente nulla per i generatori:

- a) connessi alla rete tramite apparecchiature di tipo statico, in quanto la sensibilità dei convertitori elettronici ai disturbi di rete e la necessità di evitare sollecitazioni pericolose ha portato a scelte costruttive che prevedono, in caso di sensibili perturbazioni dei parametri di rete, la messa fuori servizio degli stessi;
- b) di tipo asincrono i quali, ai fini del loro funzionamento, devono essere connessi con una rete in funzionamento stabile e alle condizioni nominali al di fuori delle quali non risulta garantito il prelievo energia elettrica reattiva dalla rete necessario al loro funzionamento.

⁴ Per tale motivo, ad esempio, è in uso la prassi per la quale, in caso di generatori asincroni di potenza superiore a 20 kVA, è consentito l'avviamento e la risincronizzazione solo con il motore primo ed è necessario verificare, prima di inviare il comando di chiusura dell'interruttore al fine di connettere il generatore alla rete, che la velocità di rotazione sia prossima a quella di sincronismo con una tolleranza di $\pm 2\%$.

⁵ Di norma, secondo le modalità prescritte nella norma CEI 11-25.

⁶ Valgono, inoltre, le considerazioni già effettuate in precedenza circa gli effetti sull'incremento delle correnti di corto circuito.

6.2.5 Profili di tensione

Nel caso di reti in BT valgono le medesime considerazioni effettuate per le reti in MT.

6.3 Impatto sul sistema elettrico

Per quanto riguarda gli impatti sul sistema elettrico, si rileva come la diffusione della GD e della MG potrebbe avere ricadute positive sul sistema elettrico in termini di costo evitato di sviluppo delle reti elettriche, in quanto frequentemente tali impianti di produzione sono ubicati nelle vicinanze dei centri di consumo, e in termini di riduzione delle perdite di trasporto sulle reti elettriche. C'è da osservare però anche che, sulla base di numerosi studi effettuati in materia, l'effetto della riduzione delle perdite, sebbene sostenibile dal punto di vista intuitivo, non sempre trova conferma nella praticità della gestione dei sistemi elettrici; infatti la riduzione delle perdite è un fenomeno non generalizzabile (dipendente dalla localizzazione degli impianti, dalla configurazione della rete elettrica e dalle condizioni di esercizio del sistema elettrico in cui i predetti impianti sono inseriti).

Vale la pena ricordare anche come a volte la GD e la MG siano caratterizzate da scarsa programmabilità della produzione e non sono in grado di effettuare azioni di regolazione primaria di frequenza e di tensione. Ciò potrebbe comportare, a fronte di un'elevata diffusione di GD e MG con le predette caratteristiche, ad un maggiore costo per la predisposizione e l'utilizzo di margini aumentati di riserva sia attiva che reattiva. Eventuali previsioni di incremento della GD e della MG devono, quindi, essere accompagnate da opportune analisi volte alla verifica e alla determinazione dei predetti impatti.

Si ricorda, inoltre, come di norma la diffusione della GD e della MG è sostenuta dall'idea che la medesima comporti effetti benefici dal punto di vista dell'incremento del livello di affidabilità degli approvvigionamenti di energia elettrica. È bene osservare che tale incremento dovrebbe essere valutato alla luce della reale capacità di contribuzione di tali sistemi di produzione alla copertura dei fabbisogni in ogni situazione di funzionamento del sistema elettrico, in particolar modo nelle situazioni di criticità.

6.4 Considerazioni circa uno scenario di ampia diffusione della GD e della MG

Alla luce delle problematiche accennate in precedenza, è possibile affermare che un incremento della diffusione della GD e della MG potrebbe comportare l'esigenza di una eventuale evoluzione delle reti di distribuzione che, a partire da modalità progettuali ed operative basate su una struttura prevalentemente passiva, evolveranno verso una struttura di tipo misto attivo/passivo come si riscontra, ad esempio, per la rete di trasmissione. Tale evoluzione sarà basata sull'individuazione di logiche di controllo efficienti e nuovi sistemi di comunicazione, di modifiche ai sistemi di protezione e alle modalità operative e progettuali delle reti operate dalle imprese di distribuzione⁷. Tale evoluzione dovrà essere necessariamente accompagnata dall'evoluzione della normativa tecnico-economica di accesso alle reti elettriche stabilita dall'Autorità al fine di intercettare

⁷ Tale evoluzione del sistema elettrico di distribuzione dell'energia elettrica trova riscontro anche nelle recenti direttive in ambito europeo in tema di energia elettrica, tra cui la direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ove nel definire il ruolo e la figura del "gestore del sistema di distribuzione" (art. 14), il comma 7 del medesimo articolo stabilisce che: "In fase di pianificazione dello sviluppo del sistema di distribuzione, il gestore del sistema di distribuzione prende in considerazione misure di efficienza energetica/gestione della domanda e/o generazione distribuita che possano supplire alla necessità di incrementare o sostituire la capacità [di trasporto sulle reti di distribuzione - n.d.a.]".

caratteristiche di natura comportamentale (evoluzione del quadro di diritti/obblighi dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità e degli utenti delle reti), nonché di natura economica (riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete per affrontare l'evoluzione in questione).

In tale contesto, l'Autorità ritiene opportuno proseguire le analisi sin qui condotte anche mediante l'effettuazione di studi (eventualmente includenti studi su casi pratici) che consentano di approfondire gli effetti dell'incremento della diffusione della GD e della MG.

APPENDICE

DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA (GD) E ALLA MICROGENERAZIONE (MG) NELL'ANNO 2004 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 (pagine da 1 a 26);
B) la **microgenerazione (MG)** 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 MG 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".

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. 387/03².

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

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 residuati 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. Pertanto, nella presente relazione, tra le fonti rinnovabili sono inclusi i rifiuti.

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 MG 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.

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

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.

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 MG. In particolare, sia per la GD che per la MG vengono di seguito presentate le seguenti tabelle:

- 1) **Tabella A1:** Classificazione per fonti degli impianti di GD (o MG) in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 2) **Tabella A2:** Classificazione per fonti degli impianti di GD (o MG) in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);
- 3) **Tabella A3:** Classificazione per fonti degli impianti di GD (o MG) 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 MG) in Italia settentrionale (produzione lorda e netta);
- 5) **Tabella B2:** Classificazione per fonti degli impianti di GD (o MG) in Italia centrale (produzione lorda e netta);
- 6) **Tabella B3:** Classificazione per fonti degli impianti di GD (o MG) in Italia meridionale e isole (produzione lorda e netta). Questa tabella include anche il totale nazionale;
- 7) **Tabella C1:** Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o MG) in Italia settentrionale destinati alla sola produzione di energia elettrica (numero di sezioni e potenza efficiente lorda);

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.

- 8) **Tabella C2:** Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD (o MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) 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 MG) in Italia (numero di impianti e potenza efficiente lorda);
- 26) **Tabella J:** Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD (o MG) in Italia (produzione lorda e netta).

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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 impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficienti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficienti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficienti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni efficienti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio																
Olio combustibile																
Altri combustibili																
Gas naturali																
Gas da estrazione																
Gas da scoria																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	92	105.522	8	15.507	125	155.959	33	21.866	91	110.317	17	21.050	87	174.505
Policombustibili																
altri combustibili-carbone+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
gas naturale+gas residui di processi chimici																
gas naturale+gasolio																
gas naturale+olio combustibile																
gas residui di processi chimici+olio combustibile																
Totale	0	0	11	29.900	4	15.271	13	30.450	1	1.720	21	47.531	7	12.930	4	14.850
Altre fonti calore																
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	103	135.422	12	31.778	141	185.839	34	22.968	115	155.948	25	35.430	95	194.135
Biomasse e rifiuti																
RSU																
colture e altri rifiuti agro-ind.																
Biogas																
biogas																
denestri animali																
colture e rifiuti agro-ind.																
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE SEZIONI COMB. RINNOVABILI	1	800	39	36.434	11	6.478	85	105.188	11	15.714	62	80.117	3	2.945	41	50.205
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
biogas da RSU+altri combustibili gassosi																
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	0	0	2	814	1	1.037	2	1.024	1	3.240
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	1	800	142	171.916	23	38.196	228	295.821	48	99.737	179	208.089	29	41.615	143	265.418
A) + B) + C)																
D) TOTALE IDRICA	37	64.478	396	470.488	35	46.168	252	395.845	302	235.947	151	140.155	125	105.150	53	84.258
E) TOTALE EOLICA	0	0	0	0	2	3.200	0	0	0	1	300	0	0	0	2	3.515
F) TOTALE SOLARE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G) 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)	65.278	506.982	506.982	55.846	506.982	506.982	506.982	506.982	249.961	249.961	190.270	190.270	111.095	111.095	147.988	147.988
TOTALE A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)	65.278	642.404	642.404	87.564	695.666	695.666	695.666	695.666	273.984	273.984	348.242	348.242	148.765	148.765	353.201	353.201

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

TabellaGD A2 - Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili												
Carbone	19	9.467	5	1.540	3	1.260	17	13.293	2	180		
Gasolio	1	356			1	2.700						
Olio combustibile												
Altri combustibili	41	80.434	7	14.234	7	7.665	12	33.566	1	1.105	6	8.100
Gas naturale												
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	61	90.251	12	15.774	11	11.665	29	46.862	3	1.285	6	8.100
Policombustibili												
altri combustibili-carbone+olio combustibile												
gas di raffineria+olio combustibile												
gas naturale+gas residui di processi chimici												
gas naturale+gasolio												
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile												
Totale	0	0	4	7.020	1	625	4	13.715	1	5.550	0	0
Altre fonti calore	2	1.850										
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	63	92.101	16	22.794	12	12.290	34	64.997	4	6.835	6	8.100
Biomasse e rifiuti												
Solidi	6	17.252	1	1.200	1	2.520	1	2.700				
colture e altri rifiuti agro-ind.												
Biogas	23	15.736	9	5.160	4	1.413	14	8.960				
fanghi												
escrementi animali												
colture e rifiuti agro-ind.												
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU	1	5.765										
E) TOTALE SEZIONI DA COME. RINNOVABILI	30	36.773	10	6.390	12	5.733	16	14.850	0	0	0	0
Policombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da fanghi												
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas da colture e rifiuti agroindustriali												
biogas da RSU+altri combustibili gassosi												
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali												
G) TOTALE SEZIONI IBRIDE	1	6.000										
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	1	6.000	0	0	1	4.500	0	0	0	0	0	0
A) + B) + C)	94	136.874	26	29.184	25	22.523	50	79.887	4	6.835	6	8.100
D) TOTALE IDRICA	78	86.124	32	51.209	19	40.485	52	92.269	35	41.602	23	41.884
E) TOTALE EOLICA	1	1.800			1	1.500	1	1.200	12	42.450	6	20.190
F) TOTALE SOLARE	1	81			0	0	0	0	1	950	0	0
G) TOTALE GEOTERMICA	4	28.000			0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI B) + D) + E) + F) + G)		154.778		67.699		47.718		108.359		85.002		61.874
TOTALE A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)		252.879		90.393		64.508		173.356		91.837		69.974

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

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD A3 - Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia	
	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone	2	1.058	6	3.420			1	380	56	28.484			164	102.335
Gasolio													8	9.788
Gas naturale	4	11.970	4	14.500	11	11.178	2	4.585	3	5.214			4	17.540
Altri combustibili													452	374.043
Gas naturale-gasolio													3	5.214
Gas naturale-olio combustibile	1	750											1	2.935
Gas residui di processi chimici													1	938
Gas da petrolio liquefatto													1	200
Gas da processi chimici													1	511
Altri combustibili gassosi													1	200
Totale	6	13.038	10	17.920	11	11.178	4	8.965	59	33.678	0	0	65	985.472
Policombustibili														
altri combustibili-carbone+olio combustibile													1	6.880
gas di raffinazione+olio combustibile													1	4.400
gas naturale+olio combustibile													2	3.400
gas naturale-gas residui di processi chimici													6	15.761
gas naturale-gasolio													62	145.611
gas naturale-olio combustibile													1	2.000
gas residui di processi chimici+olio combustibile													73	178.052
Totale	1	750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	20.960
Altre fonti calore														
(A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	7	13.788	10	17.920	11	11.178	4	8.965	59	33.678	1	5.000	752	1.064.124
Biomasse e rifiuti														
RSU	2	5.077											38	120.913
Solidi	2	5.080											17	64.305
culture e altri rifiuti agro-ind.													303	213.386
Biogas	32	27.442	18	14.872			1	1.064	6	9.785			2	2.968
lunghi													23	3.973
selezioni animali													11	4.280
culture e rifiuti agro-ind.													1	5.785
(B) TOTALE SEZIONI DA COME. RINNOVABILI	32	27.442	22	25.799	0	0	1	1.064	6	9.785	13	8.533	395	417.330
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU													2	10.440
gas naturale+biogas da lunghi													4	1.424
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													3	4.107
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali													2	2.700
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali													2	3.328
biogas da RSU+altri combustibili gassosi													1	511
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali													1	303
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali													1	6.000
(C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	1	7.200	0	0	0	0	0	0	16	34.893
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	39	41.230	32	43.719	12	18.378	5	10.029	65	43.463	14	13.533	1.163	1.516.347
(A) + (B) + (C)														
(D) TOTALE IDRICA	18	15.015	0	0	5	6.022	16	28.965	11	37.968	4	16.900	1.692	2.014.740
(E) TOTALE EOLICA	20	86.120	14	54.600	3	11.130	1	640	6	39.620	9	19.260	79	285.525
(F) TOTALE SOLARE	4	3.962	1	600	0	0	1	600	3	241	2	700	13	7.124
(G) TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	28.000
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + (D) + (E) + (F) + (G)		132.529		80.989		17.152		31.269		87.614		45.393		2.752.719
TOTALE (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F) + (G)		146.317		99.919		35.530		40.234		121.292		50.393		3.851.736

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

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD B1 - Classificazione per fonti degli impianti di generazione distribuita in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	Valle d'Aosta			Piemonte			Liguria			Lombardia			Trentino			Veneto			Friuli V. Giulia			E. Romagna		
	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa in rete (MWh)	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco (MWh)	Innesa 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	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combustibile	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 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
Gas naturale	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 estrazione	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	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	0	0
Altri combustibili gasosa	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 di raffineria	0	0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI 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
Biomasse * (fitti coltivi e altri fitti agro-ind.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse (RSU)	0	0	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 fitti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse (RSU)	3.602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rovigni	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Selezione 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
Colture e altri agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMBUSTIBILI RINNOVABILI	3.602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B)	3.602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) TOTALE IDRICA	250.614	777	285.520	1.809.113	99.785	1.879.358	141.735	1.286	130.007	1.656.851	88.148	1.512.161	931.045	48.061	876.227	704.189	14.905	876.577	528.188	53.644	466.700	271.089	5.451	261.251
E) TOTALE EOLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G) TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	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) + C) + D) + E) + F) + G)	254.216	777	288.841	1.809.344	110.828	1.810.212	3.990	190.686	2.083.604	114.288	1.833.686	1.011.463	58.186	942.044	913.286	37.793	857.199	548.614	54.402	462.491	562.776	33.954	910.730	
TOTALE (A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)	254.216	777	288.841	2.387.233	421.257	1.916.047	323.800	130.744	194.348	2.732.754	852.595	2.134.921	1.076.734	99.451	968.210	1.484.451	472.832	989.271	644.822	141.875	468.125	767.034	706.188	

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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	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	15.202	1.629	13.260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	12.411	12.411	0	1.784	0	1.695	1.784	0	1.695	0	16.522	2.132	13.931	0	592	0	0	0
Olio combustibile	0	0	0	10.724	0	9.974	10.724	0	9.974	0	19.788	17.057	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	334.082	263.479	63.511	87.579	62.946	21.226	16.545	12.488	1.935	248.344	17.834	183.038	62.407	8.598	27.202	22	27.013	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	361.695	277.519	76.771	90.953	65.682	21.726	29.053	24.157	1.935	293.100	18.527	209.533	76.338	9.190	27.202	22	27.013	0
Altre fonti calore	3.986	2	3.823	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	365.681	277.521	80.594	90.953	65.682	21.726	29.053	24.157	1.935	293.100	18.527	209.533	76.338	9.190	27.202	22	27.013	0
Biomasse e rifiuti	105.342	1.744	83.955	3.808	3.668	25	8.656	0	8.554	4.172	3.235	499	0	0	0	0	0	0
RSU	4.668	4.668	0	0	0	0	12.715	0	9.149	21.878	198	21.552	0	0	0	0	0	0
colture e altri rifiuti agro-ind.	64.565	364	62.213	29.209	6	24.018	7.746	0	7.746	46.390	13	46.079	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	9.897	0	9.653	0	0	0	0	0	0	0	0	0
colture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	2.432	0	2.339	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMBUSTIBILI RINNOVABILI	174.576	6.777	156.168	29.015	3.674	24.043	41.546	0	37.440	72.440	3.447	68.123	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE A) + B)	540.257	284.298	236.782	119.368	69.367	45.769	70.599	24.157	39.375	365.540	212.979	144.462	18.527	9.190	27.202	22	27.013	0
D) TOTALE IDRICA	244.918	605	240.659	208.699	22.534	182.290	135.849	0	129.852	303.937	5.766	292.366	151.677	27.317	122.638	117.021	0	114.973
E) TOTALE EOLICA	4.259	0	4.259	0	0	0	3.637	0	3.637	1.877	0	1.877	48.345	0	48.044	30.947	0	30.869
F) TOTALE SOLARE	4	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	0	408	0	0	0
G) TOTALE GEOTERMICA	195.398	0	195.398	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)	619.153	7.382	584.445	237.714	26.208	206.333	181.052	0	170.950	378.284	9.213	362.367	200.431	171.091	147.966	0	145.842	0
TOTALE A) + B) + D) + E) + F) + G)	964.834	284.803	685.039	328.067	91.890	228.060	210.085	24.157	172.864	671.353	218.745	438.705	218.957	180.281	175.170	22	172.855	0

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete	Prod. lorda (MWh)	Consumata in loco	Impressa in rete		
Combustibili																							
Carbone	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gasolio	668	0	0	3.630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Oil 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	56.082	53.253	2.027	22.823	19.506	2.590	35.330	3.942	30.250	25.169	20.875	4.284	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 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	56.760	53.921	2.027	26.453	19.507	6.788	35.330	3.942	30.250	26.352	21.742	4.572	58.643	260	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altre fonti calore																							
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	66.760	63.921	2.027	26.453	19.507	6.788	35.330	3.942	30.250	26.352	21.742	4.572	58.643	260	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomasse e rifiuti																							
Solidi	0	0	0	10.288	5.555	4.640	17.479	6.664	9.676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RSU	0	0	0	35.988	3.694	31.954	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
colture e altri rifiuti agro-ind.	100.875	0	0	96.863	53.493	0	51.269	0	6.969	0	0	6.416	62.021	0	61.190	15.211	36	14.403	0	0	0	0	
Pellegas	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	
B) TOTALE SEZIONI DA COMBUSTIBILI RINNOVABILI	100.875	0	0	96.863	99.750	9.249	87.462	17.479	6.664	9.676	6.969	6.416	62.021	0	61.190	23.311	6.749	15.777	0	0	0	0	
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B)	167.636	63.921	2.027	126.203	28.756	93.660	52.809	33.322	39.926	33.322	21.742	10.988	120.663	260	116.896	60.271	37.391	20.987	5.894.936	3.025.224	2.867.995	0	
DI TOTALE IDRICA	41.033	0	0	40.396	0	0	26.619	0	26.155	62.730	-1	60.392	56.996	0	56.007	20.246	-11	19.863	7.653.667	366.115	7.204.391	0	
E) TOTALE EOLICA	171.684	0	0	171.667	115.076	0	114.941	18.890	0	16.964	0	0	48.775	0	47.717	31.192	0	31.192	482.505	2.671	476.231	0	
F) TOTALE SOLARE	2.537	0	0	2.477	511	16	495	0	0	0	0	0	2	-2	1	560	0	560	4.042	14	3.995	0	
G) TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	195.366	0	183.356	0	
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + D) + E) + F) + G)	316.129	0	0	311.412	215.337	9.266	202.898	62.968	6.664	64.695	66.699	-1	86.808	187.793	164.915	75.330	6.739	67.412	10.262.418	506.915	9.528.088	0	
TOTALE (A) + B) + D) + E) + F) + G)	372.868	63.921	2.027	313.440	241.791	28.772	209.086	96.318	10.606	84.945	118.052	21.741	91.380	226.435	220.619	112.290	37.370	72.632	14.270.664	3.394.024	10.627.938	0	

TabellaGD C1 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (n. sezioni e potenza e potenza eff. 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 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	12	3.382	2	1.960	6	4.600	14	5.029	7	2.369	6	6.958				
Olio combustibile			1	1.200					1	600						
Altri combustibili					6	4.879			1	530						
Gas naturale	2	1.107														
Gas da estrazione																
Gas da cokeria																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici					1	511										
Altri combustibili gassosi					13	9.990	14	5.029	9	3.499	6	6.958	0	0	0	0
Totale	0	0	14	4.489	3	3.160	16	12.420	11	7.299	8	10.258	5	6.780		
Policombustibili																
altri combustibili+carbone+olio combustibile																
gas di raffinazione+olio combustibile																
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															1	2.000
Totale	0	0	2	3.400	0	0	0	0	0	0	2	1.800	1	2.000	1	2.000
Altre fonti calore					3	2.430			2	3.800	1	1.500	4	4.780		
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	16	7.889	3	3.160	16	12.420	11	7.299	8	10.258	5	6.780		
Biomasse e rifiuti																
Solidi			3	6.266	4	18.640	2	5.800	2	2.700			3	8.010		
colture e altri rifiuti agro-ind.	2	7.125			3	15.550	3	7.500								
Biogas	31	20.064	11	6.478	59	47.518	2	1.616	46	26.717	2	1.345	25	14.489		
fanghi																
deiezioni animali					8	720	1	694	1	100						
colture e rifiuti agro-ind.																
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	0	0	36	36.465	11	6.478	74	82.428	8	15.610	49	29.617	2	1.345	28	22.499
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU											1	3.240				
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali															1	4.200
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
biogas da RSU+altri combustibili gassosi					1	511										
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	1	511	0	0	0	0	1	3.240	1	4.200
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE A) + B) + C)	0	0	52	43.344	14	9.638	91	95.359	22	20.639	60	36.816	12	14.843	34	33.479

TabellaGD C2 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (n. sezioni e potenza eff. 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	18	9.461	5	1.540			17	13.293	1	100		
Olio combustibile	1	356										
Altri combustibili					2	1.440					5	6.750
Gas naturale												
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	20	9.817	5	1.540	2	1.440	17	13.293	1	100	5	6.750
Policombustibili												
altri combustibili-carbone-olio combustibile												
gas di raffinaria-olio combustibile												
gas naturale+gas residui di processi chimici									1	5.550		
gas naturale+gasolio												
gas naturale+olio combustibile												
gas residui di processi chimici+olio combustibile									1	5.550		
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5.550	0	0
Altre fonti calore	2	1.850										
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	22	11.667	5	1.540	2	1.440	17	13.293	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.							1	3.200				
Biogas												
RSU	21	14.457	9	5.190	4	1.413	14	8.990				
fanghi												
deiezioni animali												
culture e rifiuti agro-ind.					2	440						
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU	1	5.785										
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	25	24.854	10	6.390	7	4.373	16	14.890	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 culture e rifiuti agroindustriali					1	4.500						
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali												
biogas da RSU+altri combustibili gassosi												
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali												
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	1	4.500	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	47	36.561	15	7.930	10	10.313	33	28.183	2	5.650	5	6.750
A) + B) + C)												

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD D1 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di GD 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)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	
		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse in rete		Consumata in loco	Immesse 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	0	0
Carbone	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	1.686	1.473	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Olio combustibile	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 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
Gas naturale	0	0	2.831	2.642	189	0	0	0	0	0	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	0	0
Gas da coerenza	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	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	24.382	22.771	1.611	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	0	0
Gas di raffinazione	0	0	26.879	26.785	94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	0	0	26.879	26.785	384	2	2	0	0	0	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	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	26.879	26.785	384	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse e rifiuti	0	0	23.900	7.672	14.188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solizi	0	0	18.971	2.706	14.937	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	102.424	557	98.063	30.228	0	29.235	191.324	2.387	161.653	3.880	4	0	0	0	0	0	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	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	0	0
deiezioni 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
colture 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	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	0	0	145.294	10.834	127.188	30.228	0	29.235	348.177	23.582	311.746	79.175	10.924	85.378	104.842	4.169	96.781	13.650	11.758	139.859	4.343	130.827	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	0	0	174.173	37.619	127.522	30.230	2	29.235	387.780	30.019	325.906	88.306	10.924	72.453	109.788	5.527	100.431	14.850	13.018	153.274	18.445	137.237	0	0
A) + B)	0	0	174.173	37.619	127.522	30.230	2	29.235	387.780	30.019	325.906	88.306	10.924	72.453	109.788	5.527	100.431	14.850	13.018	153.274	18.445	137.237	0	0

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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	15.202	1.629	13.260	919	0	0	16.522	2.132	13.931	692	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	54	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	1.728	313	1.018	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
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	15.256	1.683	13.260	919	0	0	17.28	313	1.018	16.522	2.132	13.931	10.745	0	9.190	25.509	22	25.331
Altre fonti calore	3.986	2	3.823	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	19.242	1.685	17.084	919	0	0	17.28	313	1.018	16.522	2.132	13.931	10.745	0	9.190	25.509	22	25.331
Biomasse e rifiuti	56.095	1.744	48.602	3.808	25	8.656	8.554	4.172	3.235	499	0	0	0	0	0	0	0	0
Solidi RSU	0	0	0	0	0	12.715	9.149	21.878	198	21.552	0	0	0	0	0	0	0	0
colture e altri rifiuti agro-ind.	58.428	14	56.541	25.208	6	24.018	7.746	46.390	13	46.073	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
colture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	2.432	2.339	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	114.523	1.768	105.143	29.015	24.043	31.549	27.788	72.440	3.447	68.123	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMoeLETRICHE (A) + B)	133.764	3.444	122.227	29.934	24.043	33.277	28.806	88.962	5.579	82.054	10.745	9.190	25.509	22	25.331			

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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	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
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone	668	668	1	3.556	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Olio 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	0	0	0	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 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
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	668	668	1	3.556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	668	668	1	3.556	3.325	0	3.182	292	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 SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	668	668	1	3.556	3.325	0	3.182	292	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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
Soliferi RSU	0	0	0	10.289	5.555	4.640	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	33.792	3.594	29.378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas RSU	82.152	0	78.534	47.342	0	45.521	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
lami	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	82.152	0	78.534	91.423	9.249	79.539	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTICHE (A) + B)	82.820	668	78.534	95.053	9.249	83.136	3.325	0	3.182	7.282	0	6.697	120.663	260	116.895	52.172	30.668	19.623	1.629.885	158.689	1.405.521	1.405.521

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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 (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (MWh)	Produzione netta (MWh)		Produzione (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		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
Gasolio	0	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	0	9.497	9.470	112	1.294	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre combustibili	0	6.724	6.744	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre 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
Gas naturale	0	3.570.942	2.877.461	32.958	128.657	105.669	14.404	595.710	355.853	177.541	48.528	35.307	13.340	562.658	421.861	127.001	84.759	87.285	4.374	938.422	4.374	938.422	717.073	185.931	
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	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	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	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	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	0	0	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	0	0	0	0
Legna	0	410.010	283.644	107.471	147.420	126.791	14.653	639.347	437.667	232.299	87.141	47.242	78.991	576.008	433.741	128.492	94.948	87.474	4.374	938.424	4.374	938.424	716.978	185.028	
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
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	410.010	283.644	107.471	147.420	126.791	14.653	639.347	437.667	232.299	87.141	47.242	78.991	576.008	433.741	128.492	94.948	87.474	4.374	938.424	4.374	938.424	716.978	185.028	
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	0	0	0
Solari	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	0	0	0
cultura e altri rifiuti agricoli	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biores	3.602	3.421	3.698	0	3.698	0	0	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	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	0	0	0
deiezioni 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	0
cultura 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	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA CDMB RINNOVABILI	3.602	0	3.421	3.698	0	3.698	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE (A) + B)	3.602	0	3.421	3.698	111.197	147.420	14.653	761.023	434.428	236.854	82.377	42.040	18.530	690.475	452.320	210.833	100.774	87.474	8.408	1.086.523	8.408	1.086.523	743.138	303.961	

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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	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																		
Carbone	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas naturale	12.357	12.357	0	1.855	1.818	0	10.724	9.974	0	19.768	17.057	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	334.082	263.479	63.511	87.579	62.946	21.726	14.817	12.175	917	248.344	183.038	62.407	7.782	7.775	0	1.692	0	1.692
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 gessosi	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	8.466	7.305	0	0	0	0	0	0	0
Totale	346.439	276.836	63.511	89.434	64.764	21.726	27.325	23.844	917	276.578	207.400	62.407	7.782	7.775	0	1.692	0	1.692
Altre fonti calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	346.439	276.836	63.511	89.434	64.764	21.726	27.325	23.844	917	276.578	207.400	62.407	7.782	7.775	0	1.692	0	1.692
Biomasse e rifiuti																		
Solidi RSU	49.247	0	45.353	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
colture e altri rifiuti agro-ind.	4.668	4.668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogas RSU	6.138	350	5.671	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	9.997	0	9.653	0	0	0	0	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
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	60.053	5.018	61.024	0	0	0	9.997	0	9.653	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B)	406.492	280.855	114.535	89.434	64.764	21.726	37.323	23.844	10.569	276.578	207.400	62.407	7.782	7.775	0	1.692	0	1.692

TabellaGD G1 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia settentrionale (n. sezioni e potenza eff. 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																
Condensazione																
Turboespansore																
Ciclo combinato																
A) TOTALE	0	0	52	43.344	14	9.638	91	95.369	22	20.639	60	36.816	12	14.843	34	33.479
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Combustione interna con prod. calore																
Turbina a gas con prod. calore																
Condensazione e spillamento																
Contropressione con prod. calore																
Ciclo combinato con prod. calore																
B) TOTALE	1	800	90	128.572	9	28.558	137	201.482	24	19.098	119	171.273	17	26.772	109	231.939
TOTALE TERMOELETRICO A) + B)	1	800	142	171.916	23	38.196	228	296.821	46	39.737	179	208.089	29	41.615	143	265.418

TabellaGD G2 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia centrale (n. sezioni e potenza eff. 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	42	25.026	15	7.930	9	5.813	31	22.283	2	5.650		
Turbina a gas											5	6.750
Condensazione	3	9.685					2	5.900				
Turboespansore	2	1.850										
Ciclo combinato					1	4.500						
A) TOTALE	47	36.561	15	7.930	10	10.313	33	28.183	2	5.650	5	6.750
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Combustione interna con prod. calore	33	43.277	4	2.034	11	4.185	2	400	1	1.105		
Turbina a gas con prod. calore	7	26.565	2	9.700	1	2.000	9	32.014				
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	5	15.790	1	80	1	1.350
Ciclo combinato con prod. calore	2	10.121										
B) TOTALE	47	100.313	11	21.254	15	12.210	17	51.704	2	1.185	1	1.350
TOTALE TERMOELETRICO A) + B)	94	136.874	26	29.184	25	22.523	50	79.887	4	6.835	6	8.100

TabellaGD G3 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di GD in Italia meridionale e isole (n. sezioni e potenza eff. 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	30	24.318	23	17.244	2	2.102	2	5.064	65	43.463	9	5.540	480	321.900
Turbina a gas													6	9.250
Condensazione			3	10.077									32	107.303
Turboespansore											1	5.000	13	19.360
Ciclo combinato													1	4.500
A) TOTALE	30	24.318	26	27.321	2	2.102	2	5.064	65	43.463	10	10.540	532	462.313
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Combustione interna con prod. calore	4	4.192	1	1.500	8	8.986	2	615			2	500	364	324.926
Turbina a gas con prod. calore	2	7.220	3	13.000			1	4.350					106	320.473
Condensazione e spillamento					1	7.200					1	2.358	37	138.098
Contropressione con prod. calore	3	5.500	2	1.898	1	90							110	214.683
Ciclo combinato con prod. calore											1	135	14	55.854
B) TOTALE	9	16.912	6	16.398	10	16.276	3	4.965	0	0	4	2.993	631	1.054.034
TOTALE TERMEOLETTTRICO A) + B)	39	41.230	32	43.719	12	18.378	5	10.029	65	43.463	14	13.533	1.163	1.516.347

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta				Piemonte				Liguria				Lombardia				
	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	Immissa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Immissa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Immissa in rete	Prod. lorda	Prod. netta	Consumata in loco	Immissa in rete	
Sola produzione di en. elettrica																	
Combustione interna	0	0	0	0	106.808	4.447	98.427	0	30.230	2	29.235	0	211.135	10.127	192.674	0	0
Turbina a gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	23	0	0	0
Turbina a gas con prod. calore	0	0	0	0	67.365	33.172	29.095	0	0	0	0	0	152.765	19.203	130.059	0	0
Condensazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.857	666	3.173	0	0
Turboespansore	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
A) TOTALE	0	0	0	0	174.173	37.619	127.522	0	30.230	2	29.235	0	367.780	30.019	325.906	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																	
Combustione interna con prod. calore	0	0	0	0	142.099	99.658	39.919	114.281	20.863	20.122	250	2.915	282.024	170.141	103.730	296.685	0
Turbina a gas con prod. calore	0	0	0	0	65.728	61.018	2.604	146.638	92.501	75.991	12.920	179.145	165.966	105.186	56.005	321.427	0
Condensazione e spillamento	0	0	0	0	72.848	0	65.099	39.418	11.395	9.979	0	56.491	96.876	2.043	90.564	260.355	0
Contropressione con prod. calore	3.602	0	0	0	20.449	133.272	123.208	3.945	958.288	22.660	20.789	1.484	157.956	103.460	16.306	950.427	0
Ciclo combinato con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87.924	53.997	30.288	147.727	0
B) TOTALE	3.602	0	3.421	0	413.947	263.885	111.167	1.259.620	147.420	126.791	14.653	398.508	761.023	434.428	295.884	1.976.622	0
TOTALE TERMOELETRICO A) + B)	3.602	0	3.421	0	588.120	321.504	238.689	1.258.620	177.650	126.793	43.889	398.508	1.128.803	464.447	622.760	1.976.622	0
Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia																	
Sola produzione di en. elettrica																	
Combustione interna	17.651	19	16.574	0	97.966	1.356	93.300	0	13.681	1.358	11.049	0	79.898	1.642	76.445	0	0
Turbina a gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina a gas con prod. calore	68.654	10.905	55.879	0	7.913	3.760	3.739	217.803	0	0	0	0	77.468	16.803	55.164	0	0
Condensazione	0	0	0	0	3.909	392	3.392	0	1.169	0	1.169	0	5.908	0	5.628	0	0
Turboespansore	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
A) TOTALE	86.306	10.924	72.453	0	108.788	5.527	100.431	0	14.850	1.358	13.018	0	153.274	18.445	137.237	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																	
Combustione interna con prod. calore	20.588	6.143	14.274	19.507	147.739	107.075	37.008	112.049	20.438	18.264	1.696	20.515	179.304	111.525	60.528	139.279	0
Turbina a gas con prod. calore	68	30	35	418	198.006	131.749	62.047	310.428	36.568	33.492	2.778	74.629	648.019	538.365	94.940	1.688.153	0
Condensazione e spillamento	20.757	20.757	0	0	108.112	23.925	79.541	217.803	0	0	0	0	138.343	30.255	97.925	466.685	0
Contropressione con prod. calore	19.774	15.110	4.048	123.733	142.430	126.461	12.032	481.145	37.941	35.718	0	209.637	73.095	62.993	4.852	412.965	0
Ciclo combinato con prod. calore	1.191	0	1.173	0	84.187	63.210	19.656	175.745	5.925	100.774	4.033	21.438	49.762	1	45.917	60.980	0
B) TOTALE	62.377	42.040	19.530	237.908	680.475	452.320	210.263	1.297.169	100.774	67.474	8.406	326.219	1.086.523	743.138	303.961	2.758.062	0
TOTALE TERMOELETRICO A) + B)	148.683	52.964	91.983	237.908	790.262	457.848	310.694	1.297.169	115.624	88.832	21.424	326.219	1.249.767	761.583	441.198	2.758.062	0

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaGD 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		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta
Sola produzione di en. elettrica																				
Combustione interna	82.820	689	76.534	0	50.972	1	49.119	0	3.325	0	3.182	0	7.282	0	6.697	0	15.211	36	14.403	0
Turbina a gas	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	44.091	9.249	34.017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbospinnatore	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
A) TOTALE	82.820	689	76.534	0	95.063	9.249	83.136	0	3.325	0	3.182	0	7.282	0	6.697	0	15.211	36	14.403	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																				
Combustione interna con prod. calore	15.723	0	15.346	14.925	46	46	0	2.584	23.604	739	22.417	21.745	302	0	0	0	0	0	0	0
Turbina a gas con prod. calore	40.008	43.978	2.027	94.346	22.771	19.460	2.950	3.135	0	0	0	0	26.156	20.873	4.284	40.479	0	0	0	987
Condensazione con prod. calore	9.964	9.976	0	41.856	0	0	7.923	749	26.881	9.868	14.327	162.681	0	0	0	0	0	0	0	6.506
Ciclo combinato con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE	74.815	53.253	20.376	150.928	31.150	19.506	10.513	34.967	149.484	10.606	36.744	184.728	26.060	21.742	4.281	41.917	0	0	0	8.099
TOTALE TERMEOLETTTRICO A) + B)	157.635	61.941	96.910	150.928	126.213	28.755	83.650	34.647	152.899	10.606	39.926	164.728	33.322	21.742	10.988	41.917	120.663	260	116.895	0

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Totale Italia		
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]
	Prod. lorda	Prod. netta	
Sola produzione di en. elettrica			
Combustione interna	1.036.517	28.633	971.242
Turbina a gas	226.652	45	25.331
Condensazione	497.916	98.120	376.376
Turbospinnatore	55.789	31.892	22.405
Ciclo combinato	14.130	0	10.167
A) TOTALE	1.631.003	158.695	1.405.521
Produzione combinata di en. elettrica e termica			
Combustione interna con prod. calore	996.515	588.721	373.088
Turbina a gas con prod. calore	1.449.913	1.422.817	3.492.926
Condensazione e allungamento	564.788	142.817	3.811.115
Condensazione con prod. calore	696.951	805.903	3.881.424
Ciclo combinato con prod. calore	297.324	175.015	109.953
B) TOTALE	4.265.049	2.866.556	12.852.474
TOTALE TERMEOLETTTRICO A) + B)	5.896.052	3.025.251	2.657.995

TabellaGD I - Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di GD in Italia (n. di impianti e potenza eff. 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	13.304	7	17.975	9	28.440	4	18.420	3	4.790			3	12.058
Bacino			10	43.275	1	5.800	10	39.884	8	26.041	5	25.000			4	15.149
Fluente	37	64.478	380	413.909	27	22.393	232	327.671	290	189.486	143	110.363	125	108.150	46	57.061
Pompaggio misto							1	2.850								
Totale idroelettrico	37	64.478	396	470.488	35	46.168	252	398.845	302	233.947	151	140.153	125	108.150	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	7	27.296	5	22.700	1	4.857	3	10.357	1	5.067	1	7.000
Fluente	70	56.028	77	38.509	18	35.628	47	76.312	34	36.535	21	26.884
Pompaggio misto												
Totale idroelettrico	78	86.124	82	61.209	19	40.485	52	92.269	35	41.602	23	41.684

	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Totale Italia		
	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							1	2.707	1	6.400	1	4.000	39	124.294	
Bacino	1	4.600					2	8.951	3	14.428	2	11.300	64	271.705	
Fluente	15	10.415			5	6.022	13	17.307	7	17.140	1	1.600	1.588	1.615.891	
Pompaggio misto												1	2.850		
Totale idroelettrico	16	15.015	0	0	5	6.022	16	28.965	11	37.968	4	16.900	1.692	2.014.740	

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

Impianti idroelettrici: produzione di energia 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)		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
Sarbatolo	0	0	0	43.513	0	43.513	603	48.769	62.497	80.078	42.368	0	41.569	9.033	0	8.590	0	0	20.977	0	20.977	0	0	20.977
Bacino	0	0	0	59.264	0	59.264	0	15.417	135.197	133.222	82.903	199	81.927	1.07.335	0	109.155	0	0	67.375	0	67.375	0	0	66.515
Fiorenza	290.614	777	295.520	1.866.315	98.457	1.540.086	483	24.731	1.406.842	1.296.347	805.246	46.262	752.731	994.420	14.395	560.723	529.198	0	486.700	182.747	0	0	5.451	174.511
Pompeggio misto	0	0	0	0	0	0	0	2.715	0	2.513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale idroelettrico	290.614	777	295.520	1.866.315	98.457	1.540.086	1.266	135.007	1.626.351	1.492.191	931.045	46.461	876.227	704.189	14.895	670.577	529.198	0	486.700	271.989	0	0	5.451	261.251
Impianti idroelettrici: produzione di energia 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	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				
	3.029	0	2.862	0	0	0	0	0	0	7.098	0	6.899	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	74.045	0	73.071	0	59.899	17.473	0	11.473	37.227	0	36.049	18.999	17.848	1.027	25.860	0	25.860	0	0	0	0	0	0	0
167.843	605	167.788	146.831	22.534	123.331	124.376	0	116.379	256.511	8.769	249.842	132.708	9.470	81.558	0	80.728	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale idroelettrico	244.918	605	240.659	208.899	22.534	182.266	195.548	0	128.862	303.937	6.768	292.366	151.677	27.317	122.638	117.021	0	114.973	0	0	0	0	0	0
Impianti idroelettrici: produzione di energia elettrica	Campania			Puglia			Basilicata			Calabria			Sicilia			Sardegna								
	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				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.450	0	4.442	7.808	0	7.750	1	-11	0	0	0	0	0	0	
	13.704	0	13.517	0	0	0	0	0	19.092	0	18.819	23.868	0	22.698	17.623	0	17.296	0	0	0	0	0	0	0
27.328	0	26.678	0	0	0	0	0	26.195	59.198	-1	57.031	25.619	0	25.358	2.624	0	2.567	0	0	0	0	0	0	
Totale idroelettrico	41.033	0	40.396	0	0	0	0	26.155	92.730	-1	80.392	56.596	0	56.007	20.248	-11	19.653	0	0	0	0	0	0	0
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)		
290.592	1.098	272.690	0	280.582	1.098	272.690	0	812.055	18.046	762.172	0	6.598.314	346.990	6.147.115	0	2.715	0	2.513	0	0	0	0	0	

Tabella MG A1 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione in Italia settentrionale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti (*)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio			9	4.116	2	660	8	3.214	19	6.300	4	1.095			2	640
Oilii combustibili							1	160								
Altri combustibili			27	14.400			35	12.675	5	1.321	33	12.420	6	1.936	23	8.019
Gas naturale																
Gas da estrazione																
Gas da cochenia																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili pesanti			3	16.576	2	660	44	16.049	25	8.559	37	13.515	6	1.936	25	8.559
Totale	0	0	36	16.576	2	660	44	16.049	25	8.559	37	13.515	6	1.936	25	8.559
Policombustibili																
altri combustibili+carbone+olio combustibile																
gas di cillineria+olio combustibile																
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	2	1.550	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore																
1	800	19	8.364	4	2.550	16	4.631	4	798	16	7.552	2	1.345	17	7.384	
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	36	16.576	2	660	47	16.099	25	8.559	37	13.515	6	1.936	26	8.559
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU																
culture e altri rifiuti agro-ind.																
Biogas			1	800	16	8.156	4	2.550	6	3.561	15	7.552	2	1.345	15	7.024
lenghi																
deiezioni animali																
culture e rifiuti agro-ind.																
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	1	800	19	8.364	4	2.550	16	4.631	4	798	16	7.552	2	1.345	17	7.384
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
biogas da RSU+altri combustibili gassosi																
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	1	303	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	1	800	55	26.980	6	3.210	63	23.033	29	9.357	53	21.167	8	3.281	45	17.443
A) + B) + C)	1	800	55	26.980	6	3.210	63	23.033	29	9.357	53	21.167	8	3.281	45	17.443
D) TOTALE IDRICA	20	7.526	267	103.651	24	11.875	133	59.316	245	70.467	119	35.511	89	27.692	31	10.136
E) TOTALE EDILICA																
F) TOTALE SOLARE																
G) TOTALE GEOTERMICA																
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + D) + E) + F) + G)		8.426		112.015		14.425		64.449		71.565		46.163		29.037		17.535
TOTALE (A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)		8.426		130.531		16.085		82.551		80.124		69.676		30.973		27.594

(*) 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 idrica, eolica, solare e geotermica.

Tabella MG A2 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione in Italia centrale (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili												
Carbone	7	355										
Gasolio												
Gasolio combustibile	1	358										
Altri combustibili	17	8.765	2	90	3	1.545	2	400				
Gas naturale												
Gas da estrazione												
Gas da cokeria												
Gas da petrolio liquefatto												
Gas da residui di processi chimici												
Altri combustibili gassosi												
Totale	25	9.476	7	1.630	6	2.825	3	467	2	180	0	0
Policombustibili												
altri combustibili carbonaceo-combustibile												
gas di raffinazione-combustibile												
gas naturale-gas residui di processi chimici												
gas naturale-petrolio												
gas naturale-combustibile												
gas residui di processi chimici-combustibile												
Totale	0	0	0	0	0	0	1	630	0	0	0	0
Altre fonti calore	1	600										
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	26	10.076	7	1.630	6	2.825	4	1.097	2	180	0	0
Biomasse e rifiuti												
RSU	2	1.552										
colture e altri rifiuti agro-ind.												
Biogas	6	4.503	6	3.295	4	1.413	5	2.601				
fanghi												
deiezioni animali												
colture e rifiuti agro-ind.												
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU												
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	10	6.055	6	3.295	11	3.213	5	2.601	0	0	0	0
Policombustibili ibridi												
Gas naturale+RSU												
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agricoli												
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agricoli												
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas da colture e rifiuti agroindustriali												
Biogas da RSU+altri combustibili gassosi												
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali												
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali												
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE	36	16.131	13	4.925	17	6.038	9	3.698	2	180	0	0
A) + B) + C)												
D) TOTALE IDRICA	57	18.428	68	24.681	10	4.550	26	9.976	21	9.140	13	7.706
E) TOTALE EOLICA												
F) TOTALE SOLARE	1	81							2	650	1	320
G) TOTALE GEOTERMICA									1	960		
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + D) + E) + F) + G)		25.564		27.976		7.763		12.577		10.740		8.026
TOTALE A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)		35.640		28.606		10.588		13.674		10.920		8.026

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

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaMG A3 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione in Italia meridionale e isole (numero di sezioni e potenza efficiente lorda)

Classificazione per fonte	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia	
	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero sezioni o impianti efficienti (kW)	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone														
Gasolio	1	648					1	380	3	500			67	20.975
Olio combustibile													2	516
Altri combustibili	1	1.000					1	235					155	62.806
Gas naturale													0	0
Gas da estrazione													0	0
Gas da cokiera													1	93,9
Gas da petrolio liquefatto													0	0
Gas da residui di processi chimici													0	0
Altri combustibili gassosi													0	0
Totale	2	1.648	0	0	0	0	2	615	3	500	0	0	225	86.235
Policombustibili														
altri combustibili-carbone-olio combustibile													0	0
gas di raffineria-olio combustibile													0	0
gas naturale-gas residui di processi chimici													0	0
gas naturale-gasolio													3	2.180
gas naturale-olio combustibile													0	0
Gas residui di processi chimici-olio combustibile													3	2.180
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2.180
Altre fonti calore														
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	2	1.648	0	0	0	0	2	615	3	500	0	0	231	89.616
Biomasse e rifiuti														
Soliti														
RSU														
colture e altri rifiuti agro-ind.			1	650										1.552
Biogas	6	4.656	7	4.958									2	1.200
fanghi													99	52.434
deiezioni animali													23	3.073
colture e rifiuti agro-ind.													2	440
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.-RSU														
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	8	4.856	8	5.808	0	0	0	0	0	0	0	0	128	58.787
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU														
gas naturale+biogas da fanghi														
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali														
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali														
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas da colture e rifiuti agroindustriali														
biogas da RSU+altri combustibili gassosi														
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali														
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali														
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	703
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE	10	6.304	8	6.808	0	0	2	615	3	500	3	635	363	160.005
A) + B) + C)														
D) TOTALE IDRICA	11	3.116			3	1.742	3	3.440	1	950			1.137	414.504
E) TOTALE EOLICA	3	2.280			1	640	1	640	1	600	6	5.010	16	9.815
F) TOTALE SOLARE	3	662	1	600			1	600	3	241	2	700	12	3.824
G) TOTALE GEOTERMICA													0	0
TOTALE IMPIANTI UTILIZZANTI FONTI RINNOVABILI (B) + D) + E) + F) + G)		10.703		6.408		1.742		4.680		1.791		6.345		487.930
TOTALE (A) + B) + C) + D) + E) + F) + G)		12.351		6.408		1.742		5.295		2.291		6.345		678.148

(*) 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 idrica, eolica, solare e geotermica.

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaMG B1 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione in Italia settentrionale (produzione lorda e netta)

Classificazione per fonte	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)		Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)			
		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	Consumata in loco	Immissione 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	0	0		
Carbone	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	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	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	0	0		
Gas da petrolio	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas da petrolio 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	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	0	0		
Gas di raffineria	0	0	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	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	
A) TOTALE SEZIONI FONTI 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		
Biomasse e rifiuti Solidi RSU	0	0	0	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	0	0	0	
RSU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biogas	3.802	0	3.421	29.993	522	28.650	8.812	0	8.882	19.030	0	18.342	0	0	0	0	20.342	1.660	18.060	5.436	0	5.304	31.025	0	28.983	
deiezioni animali	0	0	0	241	0	241	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
colture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.058	1.992	33	4.312	18	3.903	301	97	192	0	0	0	0	160	180	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	3.802	0	3.421	30.239	773	28.880	8.812	0	8.882	22.645	3.489	18.375	4.312	18	3.903	20.843	1.757	18.252	5.436	0	5.304	31.205	180	28.983		
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B)	3.802	0	3.421	64.393	29.816	32.761	10.106	1.203	8.734	63.676	31.194	29.409	26.517	5.016	19.589	83.306	30.287	21.283	9.787	4.225	5.304	55.088	14.081	37.549		
D) TOTALE IDRICA	32.048	757	30.694	435.396	34.768	392.669	31.511	463	30.416	250.306	26.055	219.441	357.618	21.819	331.638	183.362	8.871	171.392	135.171	11.281	121.202	31.667	5.379	26.159		
E) TOTALE EOLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
F) TOTALE SOLARE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
G) TOTALE GEOTERMICA	0	0	0	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)	35.650	757	34.305	465.626	35.539	421.319	40.323	463	39.098	272.982	29.514	237.816	361.936	21.843	335.742	204.205	10.528	189.844	140.607	11.281	126.506	63.074	5.559	55.754		
TOTALE (A) + B) + D) + E) + F) + G)	35.650	757	34.305	499.789	64.653	425.431	41.617	1.696	39.150	313.883	57.250	248.960	394.241	27.841	351.008	236.667	39.157	192.676	144.928	16.506	125.506	86.956	20.260	63.710		

TabellaMG B2 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione 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	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	1.625	0	919	1.784	0	1.695	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolio	54	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	18.590	8.921	9.343	296	292	1.593	787	758	1.051	531	415	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
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	20.270	10.600	9.343	1.217	1.211	3.377	2.482	768	1.051	531	415	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore	952	0	856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	21.222	10.600	10.199	1.217	1.211	3.377	2.482	768	1.051	531	415	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse e rifiuti Solidi	6.219	170	5.865	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.	15.142	2	14.693	14.962	6	14.271	7.748	7.746	11.608	13	11.538	0	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	9.653	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
culture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	2.432	0	2.339	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE SEZIONI DA GOMB. RINNOVABILI	21.361	172	20.557	14.962	6	14.271	20.175	0	19.737	11.608	13	11.538	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMoeLETTRICHE (A) + B)	42.583	10.772	30.756	16.179	1.217	14.271	23.563	2.482	20.495	12.659	544	11.953	0	0	0	0	0	0
D) TOTALE IDRICA	48.966	605	47.552	95.841	6.761	86.720	17.054	0	15.316	29.351	119	28.630	30.826	1.556	28.883	1.556	28.883	24.828
E) TOTALE EOLICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53
F) TOTALE SOLARE	4	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	408	0	408	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)	70.330	777	68.113	110.802	6.767	100.991	37.229	0	35.053	40.958	132	40.168	31.234	1.556	29.291	25.318	0	24.881
TOTALE (A) + B) + D) + E) + F) + G)	91.552	11.377	78.312	112.019	7.978	100.991	40.607	2.482	35.812	42.010	663	40.663	31.234	1.556	29.291	25.318	0	24.881

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TabellaMG B3 - Classificazione per fonti degli impianti di microgenerazione 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)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco	Prod. lorda (MWh)	Prod. netta (MWh)	Consumata in loco		
Combustibili																							
Carbone	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gesolio	664	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Olio 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	5.248	5.169	0	0	0	0	0	0	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 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 raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totale	5.912	5.833	0	0	0	0	0	0	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 SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	5.912	5.833	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomasse e rifiuti																							
Scarti RSU	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	
Biogas RSU	11.013	10.704	12.775	0	2.176	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	0	0	0	0	
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	11.013	10.704	14.951	0	14.864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B)	16.925	16.537	14.951	0	14.864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
D) TOTALE IDRICA	9.357	0	9.266	0	0	0	4.310	11.801	-1	11.021	1.194	0	1.184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E) TOTALE EOLICA	1.834	0	1.834	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
F) TOTALE SOLARE	624	0	824	511	16	495	0	0	0	2	2	1	560	0	500	0	0	0	0	0	0	0	
G) TOTALE GEOTERMICA	0	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)	22.828	0	22.458	15.462	16	15.159	4.310	11.801	-1	11.021	1.196	-2	1.184	2.368	591	1.765	0	1.958.308	125.441	1.794.579	0	0	
TOTALE (A) + B) + D) + E) + F) + G)	28.740	5.833	22.458	15.462	16	15.159	4.310	12.705	869	11.029	1.584	3	1.459	2.368	591	1.765	0	2.151.727	258.409	1.848.225	0	0	

TabellaMG C1 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di MG in Italia settentrionale (n. sezioni e potenza eff. 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 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	4	1.096					2	440	12	3.499	2	745				
Olio combustibile																
Altri combustibili	2	1.107					4	1.917			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	6	2.203	0	0	6	2.357	12	3.499	3	1.275	0	0	0	0
Policombustibili																
altri combustibili+carbone+olio combustibile																
gas di raffineria+olio combustibile																
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 SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	6	2.203	0	0	7	2.857	12	3.499	3	1.275	0	0	1	1.000
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU																
culture e altri rifiuti agro-ind.																
Biogas			17	7.926	4	2.550	6	3.561			12	5.962	2	1.345	13	5.946
fanghi																
deiezioni animali																
culture e rifiuti agro-ind.							8	720	1	694	1	100				
Policomb. rinnov. culture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	0	0	17	7.926	4	2.550	14	4.281	1	694	13	6.062	2	1.345	13	5.946
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+culture e rifiuti agroindustriali+biogas da culture e rifiuti agroindustriali																
biogas da RSU+altri combustibili gassosi																
gasolio+culture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+culture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE (A) + B) + C)	0	0	23	10.129	4	2.550	21	7.138	13	4.193	16	7.337	2	1.345	14	6.946

Tabella MG E1 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di MG in Italia settentrionale (n. sezioni e potenza e potenza eff. 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 impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili																
Carbone																
Gasolio			5	3.020	2	660	6	2.774	7	2.801	2	350			2	640
Olio combustibile							1	160								
Altri combustibili			25	13.293			31	10.758	5	1.321	32	11.890	6	1.936	23	8.019
Gas naturale																
Gas da estrazione																
Gas da cokeria																
Gas da petrolio liquefatto																
Gas da residui di processi chimici																
Altri combustibili gassosi																
Totale	0	0	30	16.313	2	660	38	13.692	13	5.060	34	12.240	6	1.936	25	8.659
Policombustibili																
altri combustibili+carbone+olio combustibile																
gas di raffineria+olio combustibile																
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	2	1.560	0	0	0	0	0	0	0	0
Altre fonti calore																
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	0	0	30	16.313	2	660	40	15.242	13	5.060	34	12.240	6	1.936	25	8.659
Biomasse e rifiuti																
Solidi																
RSU																
colture e altri rifiuti agro-ind.																
Biogas																
RSU	1	800		230			1	350				3	1.590		2	1.078
fanghi			1	208												
deiezioni animali																
colture e rifiuti agro-ind.																
Policomb. rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU																
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	1	800	2	438	0	0	1	350	3	104	3	1.590	0	0	4	1.438
Policombustibili ibridi																
Gas naturale+RSU																
gas naturale+biogas da fanghi																
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas																
da colture e rifiuti agroindustriali																
biogas da RSU+altri combustibili gassosi																
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali																
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali																
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	1	303	0	0	0	0	0	0	2	400
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE A) + B) + C)	1	800	32	16.751	2	660	42	15.895	16	5.164	37	13.830	6	1.936	31	10.497

Tabella MG E3 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di MG in Italia meridionale e isole (n. sezioni e potenza eff. lorda)

Classificazione per fonte. Sezioni termoelettriche destinate alla produzione combinata di energia elettrica e termica	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia	
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)
Combustibili														
Carbone														0
Gasolio						1	380							29
Olio combustibile														1
Altri combustibili														0
Gas naturale	1	1.000				1	235							148
Gas da estrazione														0
Gas da cokeria														0
Gas da petrolio liquefatto														0
Gas da residui di processi chimici														1
Altri combustibili gassosi														0
Totale	1	1.000	0	0	0	2	615	0	0	0	0	0	0	179
Policombustibili														
altri combustibili+carbone+olio combustibile														0
gas di raffineria+olio combustibile														0
gas naturale+gas residui di processi chimici														0
gas naturale+gasolio														0
gas naturale+olio combustibile														0
gas residui di processi chimici+olio combustibile														3
Totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Altre fonti calore														
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	1	1.000	0	0	0	2	615	0	0	0	0	0	0	182
Biomasse e rifiuti														
<i>Solidi</i>														
RSU														1
colture e altri rifiuti agro-ind.			1	850										2
Biogas														7
RSU														1
fanghi														1
deiezioni animali														13
colture e rifiuti agro-ind.														0
Policomb rinnov. colture e rifiuti agro-ind.+RSU														0
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	0	0	1	850	0	0	0	0	0	0	3	635	24	8.365
Policombustibili ibridi														
Gas naturale+RSU														0
gas naturale+biogas da tanghi														2
gas naturale+biogas da colture e rifiuti agroindustriali														0
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali														0
gas naturale+colture e rifiuti agroindustriali+biogas														0
da colture e rifiuti agroindustriali														0
biogas da RSU+altri combustibili gassosi														0
gasolio+colture e rifiuti agroindustriali														1
gas naturale+olio combustibile+colture e rifiuti agroindustriali														0
C) TOTALE SEZIONI IBRIDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	703
TOT. SEZIONI TERMOELETTRICHE A) + B) + C)	1	1.000	1	850	0	2	615	0	0	0	3	635	209	83.563

XV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Tabella MG F3 - Classificazione per fonti degli impianti termoelettrici di MG 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			Totale Italia		
	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	Consumate in loco (MWh)
Combustibili	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbone	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altro combustibile	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
Gas naturale	5.248	5.169	5.169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	147.747	108.668	33.570
Gas di estrazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas di cokeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da processo lituatico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da testate di processi chimici	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas da 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 raffinazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale	5.248	5.169	5.169	0	0	0	904	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172.845	126.013	40.569
Altre fonti calone	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A) TOTALE SEZIONI FONTI NON RINNOVABILI	5.248	5.169	5.169	0	0	0	904	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172.845	126.013	40.569
Biomasse e rifiuti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solif	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RSU	0	0	0	2.176	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	2.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.745	0	3.635
Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.684	1.467	2.176
focchi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16.261	1.570	14.310
deiezioni animali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	241	241	0
colture e rifiuti agro-ind.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.195	775	11.063
B) TOTALE SEZIONI DA COMB. RINNOVABILI	0	0	0	2.176	0	2.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36.125	4.062	31.184
TOT. SEZIONI TERMoeLETRICHE (A) + B)	5.248	5.169	5.169	2.176	0	2.176	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	208.971	130.074	71.754

TabellaMG G1 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di MG in Italia settentrionale (n. sezioni e potenza eff. lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Valle d'Aosta		Piemonte		Liguria		Lombardia		Trentino		Veneto		Friuli V. Giulia		E. Romagna	
	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero Impianti	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica																
Combustione interna			23	10.129	4	2.550	20	6.638	13	4.193	16	7.337	2	1.345	13	5.946
Turbina a gas																
Condensazione																
Turboespansore							1	500							1	1.000
Ciclo combinato																
A) TOTALE	0	0	23	10.129	4	2.550	21	7.138	13	4.193	16	7.337	2	1.345	14	6.946
Produzione combinata di en. elettrica e termica																
Combustione interna con prod. calore			29	14.311	2	660	35	12.012	11	3.625	35	12.930	5	1.586	28	8.869
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					1	628
Ciclo combinato con prod. calore							1	520	1	575						
B) TOTALE	1	800	32	16.751	2	660	42	15.895	16	5.164	37	13.830	6	1.936	31	10.497
TOTALE TERMOELETRICO(A) + B)	1	800	55	26.880	6	3.210	63	23.033	29	9.357	53	21.167	8	3.281	45	17.443

Tabella MG G2 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di MG in Italia centrale (n. sezioni e potenza eff. lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise	
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica												
Combustione interna	17	5.966	11	4.835	6	1.853	6	2.668	1	100		
Turbina a gas												
Condensazione												
Turboespansore	1	600										
Ciclo combinato												
A) TOTALE	18	6.566	11	4.835	6	1.853	6	2.668	1	100	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica												
Combustione interna con prod. calore	17	8.765	2	90	11	4.185	2	400				
Turbina a gas con prod. calore												
Condensazione e spillamento	1	800							1	80		
Contropressione con prod. calore												
Ciclo combinato con prod. calore												
B) TOTALE	18	9.565	2	90	11	4.185	3	1.030	1	80	0	0
TOTALE TERMEOLETRICO A) + B)	36	16.131	13	4.925	17	6.038	9	3.698	2	180	0	0

Tabella MG G3 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di MG in Italia meridionale e isole (n. sezioni e potenza eff. lorda)

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia	
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)
Sola produzione di en. elettrica														
Combustione interna -														
Turbina a gas	9	5.304	7	4.958					3	500			151	64.322
Condensazione													0	0
Turboespansore													0	0
Ciclo combinato													3	2.100
													0	0
A) TOTALE	9	5.304	7	4.958	0	0	0	0	3	500	0	0	154	66.422
Produzione combinata di en. elettrica e termica														
Combustione interna con prod. calore														
Turbina a gas con prod. calore							2	615					181	68.548
Condensazione e spillamento													7	3.818
Contropressione con prod. calore	1	1.000	1	850									3	1.700
Ciclo combinato con prod. calore													15	8.287
													3	1.230
B) TOTALE	1	1.000	1	850	0	0	2	615	0	0	3	635	209	83.583
TOTALE TERMoeLETTRICO A) + B)	10	6.304	8	5.808	0	0	2	615	3	500	3	635	363	150.005

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

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Toscana			Marche			Umbria			Lazio			Abruzzo			Molise		
	En. elettrica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. elettrica [MWh]			En. elettrica [MWh]		
	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete	Prod. lorda	Consumata in loco	Prod. netta / Immissione in rete
Sola produzione di en. elettrica																		
Combustione interna	12.236	1.852	18.322	0	15.880	925	14.271	0	10.178	0	10.084	0	11.506	13	11.538	0	0	0
Turbina a gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Condensazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tuboespansore	562	0	856	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	
A) TOTALE	20.247	1.852	17.778	0	15.880	925	14.271	0	10.178	0	10.084	0	11.506	13	11.538	0	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																		
Combustione interna con prod. calore	18.590	8.921	9.343	62.979	296	292	0	760	13.375	2.482	10.411	25.336	1.051	415	1.164	0	0	0
Turbina a gas con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Condensazione e spilloamento	3.745	0	3.635	60.821	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Contropressione con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ciclo combinato con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B) TOTALE	22.335	8.921	12.978	123.799	296	292	0	460	13.375	2.482	10.411	25.336	1.051	415	1.164	0	0	0
TOTALE TERMOELETTRICO (A) + (B)	42.583	10.772	30.756	123.799	16.179	1.217	14.271	460	23.553	2.482	20.495	25.336	12.589	844	11.953	1.164	0	0

Tabella MG H3 - Classificazione per tecnologia degli impianti termoelettrici di MG 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		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta		Prod. lorda	Prod. netta	
Sola produzione di en. elettrica																		
Combustione interna	11.877	864	10.704	0	12.775	0	12.468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina a gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Condensazione	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turboespansore	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
A) TOTALE	11.877	864	10.704	0	12.775	0	12.468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produzione combinata di en. elettrica e termica																		
Combustione interna con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbina a gas con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Condensazione e spillamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centropressione con prod. calore	5.248	5.169	0	5.239	2.176	0	2.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ciclo combinato con prod. calore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) TOTALE	5.248	5.169	0	5.239	2.176	0	2.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	16.925	5.833	10.704	5.239	14.951	0	14.664	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Classificazione degli impianti termoelettrici per tecnologia	Totale Italia		
	En. elettrica [MWh]		En. termica [MWh]
	Prod. lorda	Prod. netta	
Sola produzione di en. elettrica			
Combustione interna	203.745	9.536	187.549
Turbina a gas	0	0	0
Condensazione	0	0	0
Turboespansore	3.461	326	2.885
Ciclo combinato	0	0	0
A) TOTALE	207.206	9.863	190.534
Produzione combinata di en. elettrica e termica			
Combustione interna con prod. calore	158.555	101.434	52.180
Turbina a gas con prod. calore	8.115	8.461	572
Condensazione e spillamento	6.566	2.821	3.635
Centropressione con prod. calore	32.837	16.767	14.190
Ciclo combinato con prod. calore	1.797	591	1.176
B) TOTALE	206.571	130.072	71.754
TOTALE TERMOELETTRICO A) + B)	413.777	139.935	262.288

Tabella MG I - Classificazione per tipologia degli impianti idroelettrici di MG in Italia (n. di impianti e potenza eff. 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	0	0	2	254	4	2.375	2	1.930	1	620	1	290	0	0	0	0
Bacino	0	0	1	195	0	0	0	0	2	291	1	0	0	0	0	0
Fiume	20	7.626	254	103.202	20	9.500	131	57.888	243	69.556	117	38.221	89	27.692	31	10.136
Totale idroelettrico	20	7.626	257	103.651	24	11.875	133	59.818	246	70.467	119	38.511	89	27.692	31	10.136
	Toscana		Marche		Umbria		Lazio		Abruzzo		Molise					
Impianti idroelettrici																
Serbatoio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bacino	1	200	0	0	0	0	1	340	0	0	0	0	0	0	0	0
Fiume	56	19.228	68	24.681	10	4.550	25	9.636	21	9.140	13	7.706	13	7.706		
Totale idroelettrico	57	19.428	68	24.681	10	4.550	26	9.976	21	9.140	13	7.706	13	7.706		
	Campania		Puglia		Basilicata		Calabria		Sicilia		Sardegna		Italia			
Impianti idroelettrici																
Serbatoio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	5.469
Bacino	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1.026
Fiume	11	3.115	0	0	3	1.742	8	3.440	1	950	1	950	1	950	1.121	408.009
Totale idroelettrico	11	3.115	0	0	3	1.742	8	3.440	1	950	1	950	1	950	1.137	414.504

