

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA  
PER L'ANNO 2006

## **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 piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita (che ricomprende la piccola e la microgenerazione) sul sistema elettrico al Ministro delle attività produttive (ora Ministro dello Sviluppo economico), al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, al Ministro dell'interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.*

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

- a) lo stato di diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia relativamente all'anno 2006;*
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita;*
- c) alcuni approfondimenti in merito ad alcuni aspetti di interesse per la generazione distribuita, con particolare attenzione all'analisi di modelli energetici e all'analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione.*

*La presente relazione è stata predisposta dalla Direzione Mercati; i dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della generazione distribuita e della piccola generazione nel territorio italiano sono stati forniti da Terna Spa il cui Ufficio Statistiche, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della normativa vigente. A tal fine Terna, in forza della deliberazione n. 160/06, ha avviato l'integrazione dei propri archivi con i database del GSE al fine di rendere disponibili i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti. È da segnalare che l'attuale sistema di archiviazione e messa a disposizione dei dati non consente di effettuare il monitoraggio della generazione distribuita entro l'anno successivo a quello a cui i dati si riferiscono. Pertanto, l'Autorità ha avviato un'attività tesa al completamento dell'integrazione delle banche dati e alla messa a disposizione in tempi più rapidi dei medesimi dati. In particolare l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 205/08, ha avviato la costituzione di un'anagrafica unica degli impianti di produzione di energia elettrica e la razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tale deliberazione, tra l'altro, completa il processo avviato con la deliberazione n. 160/06 e relativo all'istituzione presso Terna di un sistema informativo dei dati e delle informazioni relative alla generazione distribuita.*

## Indice

**Capitolo 1**..... Pag. 4  
*Introduzione*

**Capitolo 2**..... Pag. 8  
*Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita ed alla piccola generazione nell'anno 2006 in Italia*

**Capitolo 3**..... Pag. 59  
*Confronto tra gli anni 2006 e 2005*

**Capitolo 4**..... Pag. 64  
*Approfondimenti su alcuni aspetti di interesse per la generazione distribuita*

### **Appendice**

*Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2006 in Italia*

### **Allegato 1**

*Analisi tecnico-economica delle modalità di gestione dell'energia nei contesti urbani ed industriali*

### **Allegato 2**

*Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*

## CAPITOLO 1 INTRODUZIONE

### 1.1 L'attività di monitoraggio dell'Autorità

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

Con la deliberazione n. 160/06 l'Autorità ha pubblicato il primo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2004, e con la deliberazione n. 328/07 ha pubblicato il secondo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2005.

Con la presente relazione, l'Autorità dà seguito alle precedenti deliberazioni n. 160/06 e n. 328/07 analizzando:

- a) l'evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2006;
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alla rete e ai regimi di cessione, anche attraverso la predisposizione di un Testato Coordinato della Produzione che riassume tutti gli aspetti regolatori connessi all'attività di produzione;
- c) alcuni approfondimenti sulle tematiche relative all'analisi tecnico economica dei diversi modelli di sviluppo energetico concorrenti con lo sviluppo della GD e sulle tematiche relative all'impatto sulla rete elettrica che la GD può determinare.

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

### 1.2 Definizioni

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

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è quindi un sottoinsieme della GD).

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

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

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

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

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

Alla luce di quanto predetto, nell'ambito della deliberazione n. 328/07 e del presente monitoraggio sono state adottate le seguenti definizioni:

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

Sulla base di queste definizioni, nel capitolo 2, come già effettuato in occasione dei precedenti monitoraggi, viene effettuata una ricognizione fattuale della GD e della PG in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2006 ponendo in evidenza la diffusione delle diverse fonti primarie utilizzate e delle diverse tipologie impiantistiche installate suddivise per aggregazione geografica (nazionale/regionale/provinciale). Nel capitolo 3 viene presentato un confronto tra la situazione rilevata nell'anno 2006 e quella rilevata nell'anno 2005 (vds. deliberazione n. 328/07).

### 1.3 Sviluppi regolatori di interesse per la GD

In seguito al primo monitoraggio l'Autorità, con la deliberazione n.40/07, ha avviato un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio, per quanto di pertinenza della medesima Autorità. Nell'ambito di tale procedimento, tra l'altro, sono state sviluppate le attività che hanno portato alla definizione e alla razionalizzazione:

- delle condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi per tutti i livelli di tensione (Testo integrato della connessioni attive – TICA, approvato con la deliberazione ARG/elt 99/08);
- delle condizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta (deliberazione n. 88/07).

A ciò occorre aggiungere la continua attività dell'Autorità finalizzata alla piena integrazione nel mercato elettrico della produzione distribuita di energia elettrica (per lo più tramite impianti alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento). In tale contesto, oltre alle due deliberazioni già richiamate, si ricordano:

- il regolamento per la risoluzione di controversie tra produttori da fonti rinnovabili e gestori di rete nell'ambito della connessioni alle reti elettriche (deliberazione ARG/elt 123/08);
- le regole per il ritiro dedicato dell'energia elettrica (deliberazione n. 280/07), vigenti dall'1 gennaio 2008;
- le nuove regole per la gestione dello scambio sul posto (deliberazione ARG/elt 74/08), vigenti dall'1 gennaio 2009;
- le nuove regole per il trattamento delle immissioni di energia elettrica (deliberazione ARG/elt 178/08).

La Direzione Mercati dell'Autorità ha ritenuto opportuno fornire agli operatori del settore una raccolta dei provvedimenti di propria competenza o delle parti di essi che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. L'obiettivo è che tale raccolta, denominata Testo Coordinato della Produzione (TCP), possa costituire un valido strumento di lavoro per quanti si

trovano ad operare nell'ambito della produzione di energia elettrica nel presente contesto di mercato.

Si rimanda quindi al TCP e ai suoi successivi aggiornamenti periodici, la descrizione dei provvedimenti sopra richiamati.

Oltre a quanto già richiamato, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 205/08, ha avviato la costituzione di un'anagrafica unica degli impianti di produzione di energia elettrica e la razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. In particolare la deliberazione ARG/elt 205/08 va a completare quel processo avviato con la deliberazione n. 160/06 e relativo all'istituzione presso Terna di un sistema informativo dei dati e delle informazioni relative alla GD finalizzato a consentire all'Autorità di espletare gli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 89, della legge n. 239/04 e allo stesso tempo si spinge oltre avviando un processo più generale di razionalizzazione dei flussi informativi necessari ai vari soggetti sistemici (Terna, GSE, imprese distributrici) per la gestione degli impianti di produzione all'interno del mercato elettrico.

Tale processo di razionalizzazione dei flussi informativi è finalizzato al perseguimento dei seguenti obiettivi generali:

1. minimizzare l'onere gestionale a carico degli operatori causato dall'obbligo di comunicare, sovente con modalità differenti, a più soggetti e in svariate sedi i medesimi dati relativi alla propria identità e/o alle caratteristiche tecniche di un impianto di produzione;
2. ridurre le probabilità di errori materiali nel popolamento delle anagrafiche nonché i potenziali incentivi a effettuare false dichiarazioni a causa dell'estrema difficoltà ad effettuare controlli incrociati sulle differenti anagrafiche attualmente in essere;
3. permettere il censimento di tutti gli impianti connessi alle reti elettriche onde far sì che Terna possa adempiere, in maniera pienamente efficiente ed efficace, alle proprie responsabilità in materia di garanzia di adeguatezza della capacità produttiva e di controllo della disponibilità della medesima capacità, di cui agli articoli 2 e 3 del decreto legislativo n. 379/03;
4. permettere l'efficiente ed efficace assolvimento delle funzioni assegnate all'Autorità in materia di monitoraggio del mercato elettrico, nonché in materia di generazione distribuita.

La sua istituzione, inoltre, non è finalizzata alla sola esigenza di disporre di un database completo che permetta di effettuare dei monitoraggi sempre più approfonditi ed esaustivi, ma, attraverso l'introduzione di un sistema unico di codifica degli impianti, mira anche ad efficientare la regolazione delle attività di *metering* e di dispacciamento soprattutto con riferimento alla generazione distribuita. In tale ottica l'anagrafica unica costituisce la base di partenza di un processo che l'Autorità ha inteso avviare e che è finalizzato ad una sempre maggiore integrazione della generazione distribuita all'interno del mercato elettrico.

#### **1.4 Analisi di dettaglio relative allo sviluppo della GD**

Il punto 2 della deliberazione n. 160/06 dava mandato alla Direzione Energia Elettrica dell'Autorità (ora Direzione Mercati) di effettuare valutazioni sull'efficienza degli impianti di produzione di energia elettrica. La Direzione Mercati ha, pertanto, avviato uno studio mirato all'effettuazione di un'analisi tecnico-economica sui diversi modelli di sviluppo energetico per la produzione di energia elettrica e termica. Il capitolo 4 riassume i risultati di tale analisi disponibile, nella sua versione integrale, in allegato al medesimo capitolo.

Il capitolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06 metteva in evidenza, dal punto di vista qualitativo, i potenziali effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico. La Direzione Mercati dell'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 40/07, ha

avviato uno studio mirato all'analisi del reale impatto della GD su una rete virtuale che ben approssima le condizioni tipiche delle reti di distribuzione attualmente esistenti. Il capitolo 4 riassume i risultati di tale analisi disponibile, nella sua versione integrale, in allegato al medesimo capitolo.

## CAPITOLO 2

### ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA ED ALLA PICCOLA GENERAZIONE NELL'ANNO 2006 IN ITALIA

#### 2.1 Introduzione generale

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti da Terna Spa il cui Ufficio Statistiche<sup>1</sup>, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della normativa vigente.

A tal fine Terna, in forza della deliberazione n. 160/06 ha avviato l'integrazione dei propri archivi con i database del GSE al fine di rendere disponibili i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti.

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

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. 387/03<sup>2</sup>. Nel presente monitoraggio l'analisi dei dati è stata fatta utilizzando una classificazione per fonti secondo quanto previsto dalla legislazione vigente nel 2006. Pertanto i rifiuti non biodegradabili sono stati equiparati alle fonti rinnovabili, come previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03.

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

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

Le tre predette 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";

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del d.lgs. n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007 i rifiuti non biodegradabili non sono più equiparati alle fonti rinnovabili.

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

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 2.2.4 e 2.3.4) considerando le singole sezioni<sup>3</sup> che costituiscono l'impianto medesimo. Naturalmente il limite di 10 MVA utilizzato per definire la GD è riferito alla potenza apparente dell'intero impianto, così come il limite di 1 MW per la PG è riferito alla potenza elettrica dell'intero impianto.

Nella presente relazione si è scelto di scorporare dal termoelettrico gli impianti geotermoelettrici al fine di dare a questi ultimi evidenza autonoma. 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, per "potenza" si intende 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 ottenibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga, 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 riferita ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se riferita all'uscita dello stesso, dedotta cioè della potenza dei servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale.

Laddove non specificato, per "produzione" si intende 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.

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%): ai fini della presente analisi non sono quindi valori misurati, bensì stimati.

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

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

---

<sup>3</sup> 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.

## 2.2 La Generazione Distribuita

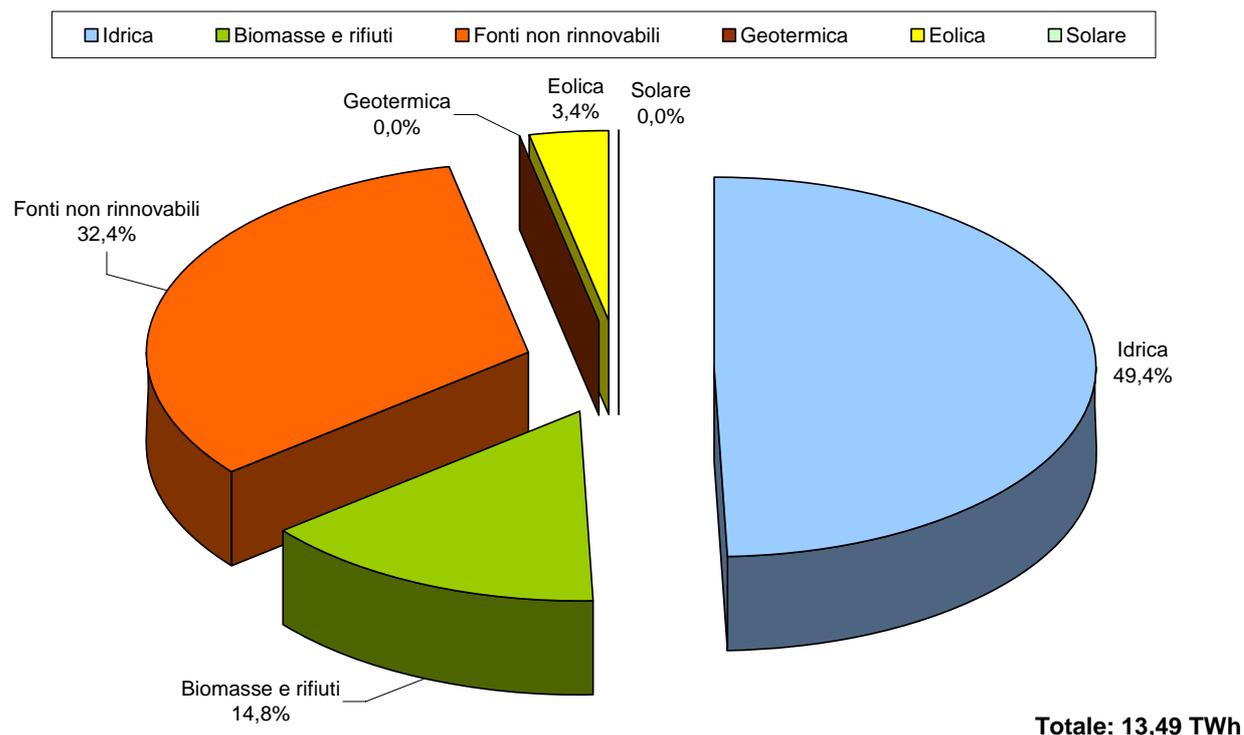
L'analisi presentata nel paragrafo 2.2.1 fa riferimento esclusivamente ai dati forniti da Terna, quindi tutti i dati (numero di impianti, potenza efficiente lorda e produzione) sono, di fatto, al netto dei valori riferiti agli impianti fotovoltaici incentivati in "conto energia": tale distinzione deriva dalla non uniformità e completezza dei dati, anche in riferimento alla modalità di calcolo della produzione incentivata nel caso di impianti fino a 20 kW che accedono al regime di scambio sul posto, in quanto l'incentivazione in "conto energia" viene riconosciuta per l'energia elettrica prodotta e contestualmente autoconsumata e per l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata in conformità alla disciplina dello scambio sul posto prevista dalla deliberazione n. 28/06.

### 2.2.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di generazione distribuita nel 2006, in Italia, è stata pari a 13,5 TWh (circa il 4,3% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento, rispetto al 2005, di 0,4 TWh. A tale produzione corrispondono 2.631 impianti per una potenza efficiente lorda di 4.036 MW (circa il 4,4% della potenza efficiente lorda del totale parco impianti di generazione presente in Italia), di cui 1.754 (il 66,7% del totale impianti di GD) sono impianti idroelettrici, per una potenza efficiente lorda di 2.051 MW (50,8%) ed una produzione lorda di 6,6 TWh (49,4%); 769 sono impianti termoelettrici (29,2%) per una potenza efficiente lorda di 1.675 MW (41,5%) ed una produzione di 6,4 TWh (47,2%); i restanti sono 94 impianti eolici (303 MW complessivi) e 14 impianti fotovoltaici (7 MW complessivi) che rappresentano in totale poco meno dell'8% della potenza efficiente lorda da GD e poco più del 3% della produzione lorda da GD (tabella 2.A e figura 2.1). Agli impianti fotovoltaici si devono aggiungere i 1.389 impianti entrati in esercizio nel 2006 in "conto energia", per una potenza installata di 9 MW e una produzione incentivata di 2,1 MWh.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
<b>Idroelettrici</b>	1.754	2.051	6.661.142	445.689	6.111.716
<i>Biomasse e rifiuti</i>	257	466	1.986.785	160.733	1.749.615
<i>Fonti non rinnovabili</i>	496	1.169	4.240.173	3.064.753	1.040.244
<i>Ibridi</i>	16	39	144.278	78.676	49.901
<b>Totale termoelettrici</b>	769	1.675	6.371.236	3.304.162	2.839.760
<b>Geotermoelettrici</b>	0	0	0	0	0
<b>Eolici</b>	94	303	459.491	68	457.356
<b>Fotovoltaici</b>	14	7	2.294	16	2.239
<b>TOTALE</b>	<b>2.631</b>	<b>4.036</b>	<b>13.494.162</b>	<b>3.749.936</b>	<b>9.411.071</b>

Tabella 2.A: Impianti di GD

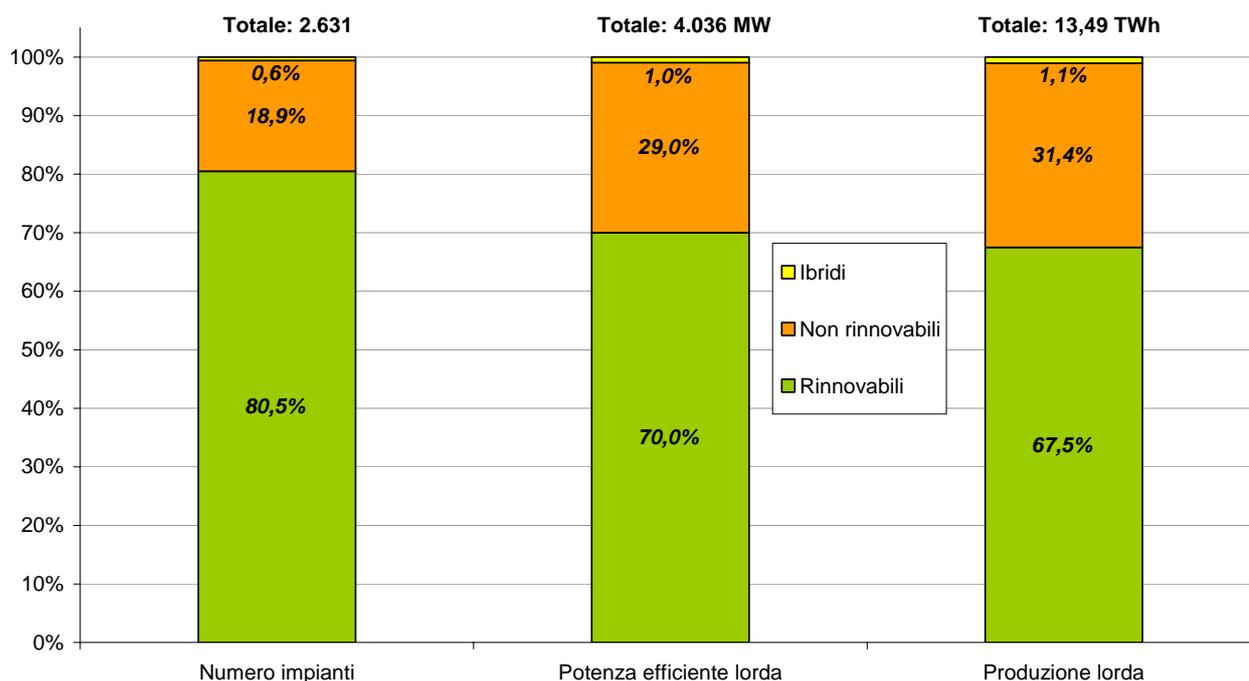


**Figura 2.1:** Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

Complessivamente, quindi, più del 68% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita è di origine rinnovabile<sup>4</sup> (figura 2.2), rispetto ad un quadro a livello di sistema elettrico nazionale in cui la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è pari al 18,7% della produzione lorda totale<sup>5</sup>. Più nel dettaglio, la produzione totale di energia elettrica in Italia è dovuta (ci si riferisce sempre al 2006) per il 13,8% ad impianti idroelettrici (circa 43 TWh), inclusi gli apporti da pompaggio, a fronte di una potenza efficiente lorda pari al 23,2% (21.429 MW) del totale, per l'83,5% circa (262 TWh) ad impianti termoelettrici (con una potenza efficiente lorda di 68.350 MW, circa il 74% del totale) ed infine per il restante 2,7% dovuta ad impianti geotermoelettrici (1,8%), eolici e fotovoltaici con una potenza efficiente lorda complessiva del 2,9% (2.626 MW) rispetto al totale nazionale pari a 92.405 MW (figura 2.3).

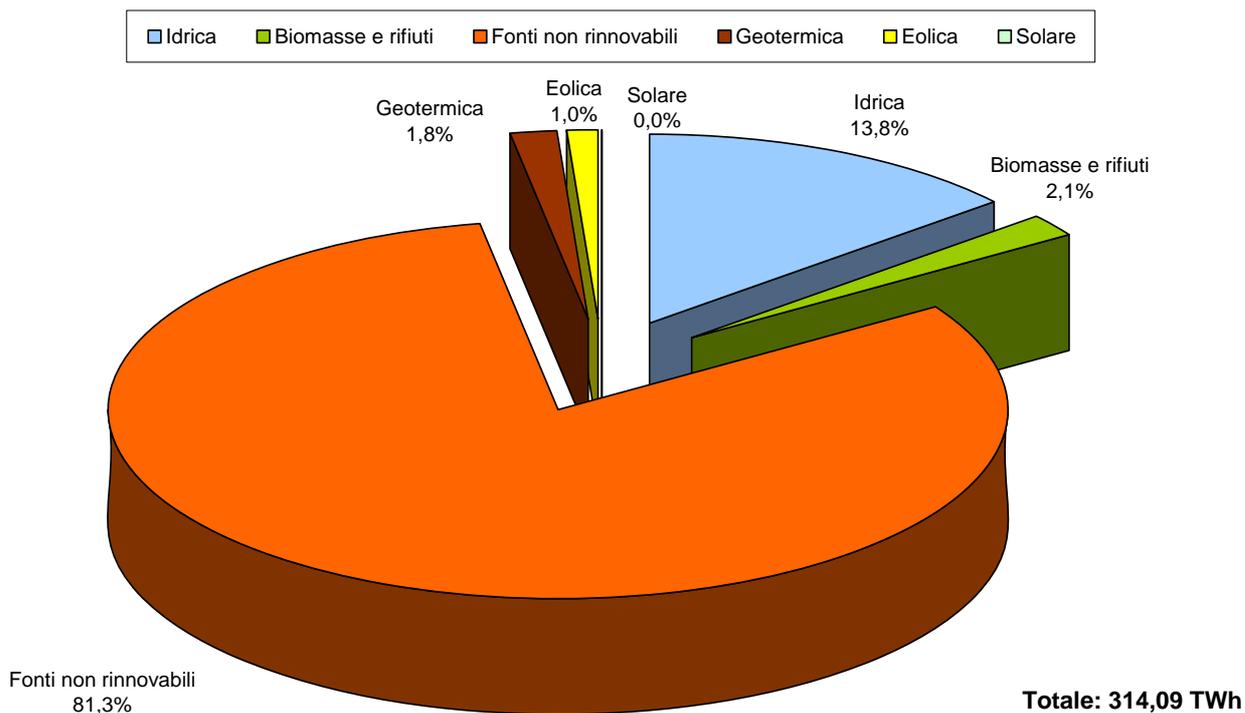
<sup>4</sup> In figura 2.2 la classificazione proposta evidenzia anche gli impianti ibridi (alimentati sia da combustibili rinnovabili che da combustibili fossili) e perciò il totale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili è ripartito fra impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti ibridi.

<sup>5</sup> Nella figura 2.3 l'energia elettrica prodotta da fonte idrica include anche la produzione da apporti da pompaggio che non è considerata energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03. Pertanto l'energia elettrica complessivamente prodotta da fonti rinnovabili in Italia nel 2006 è pari a circa 49,9 TWh, il 15,9% della produzione lorda totale.

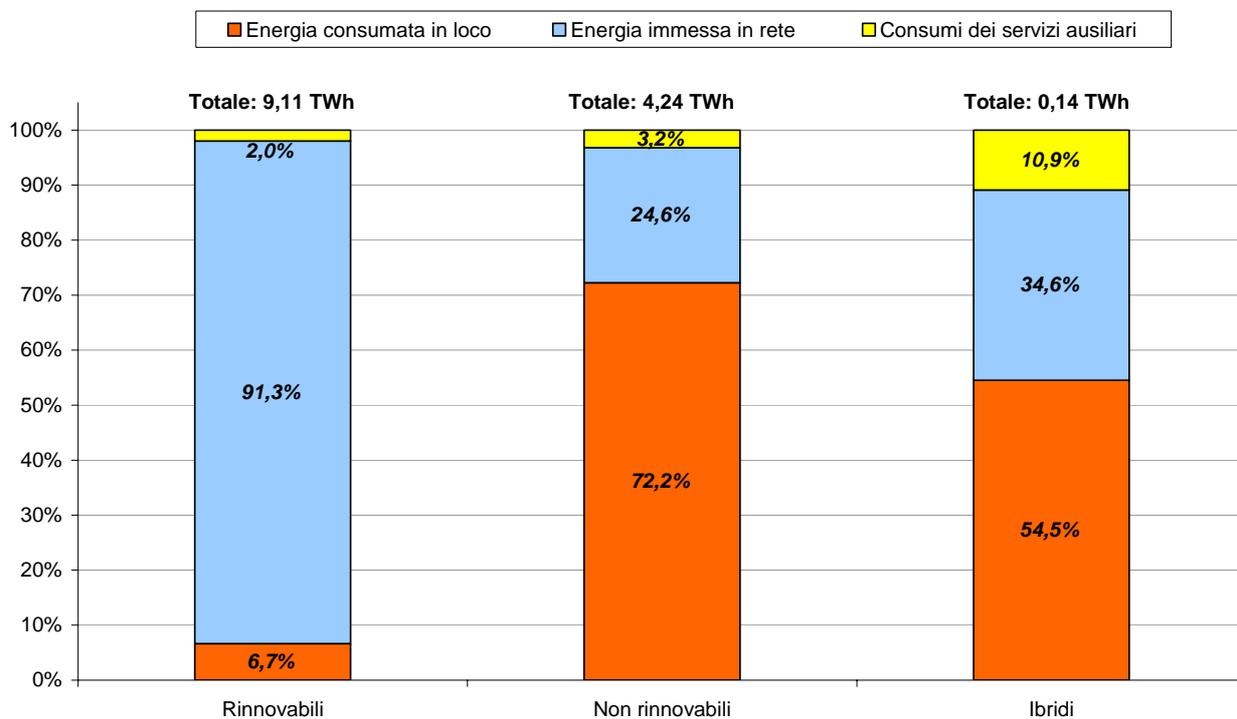


**Figura 2.2:** Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella GD

Andando a considerare, invece, quale sia la quota di energia elettrica da generazione distribuita che viene utilizzata per autoconsumo si nota che nel 2006 circa il 27,8% della **produzione lorda di energia elettrica** da impianti di GD è stato **consumato in loco**, mentre il 69,7% di energia prodotta è stato **immesso in rete** e il restante 2,5% è stato utilizzato per l'**alimentazione dei servizi ausiliari della produzione** (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). In particolare, con riferimento alle singole tipologie impiantistiche utilizzate, si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere prevalente nel caso di impianti termoelettrici (51,8%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (72,2%), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (6,7%), se non addirittura nulle per numerosi impianti (tabella 2.A e figura 2.4).



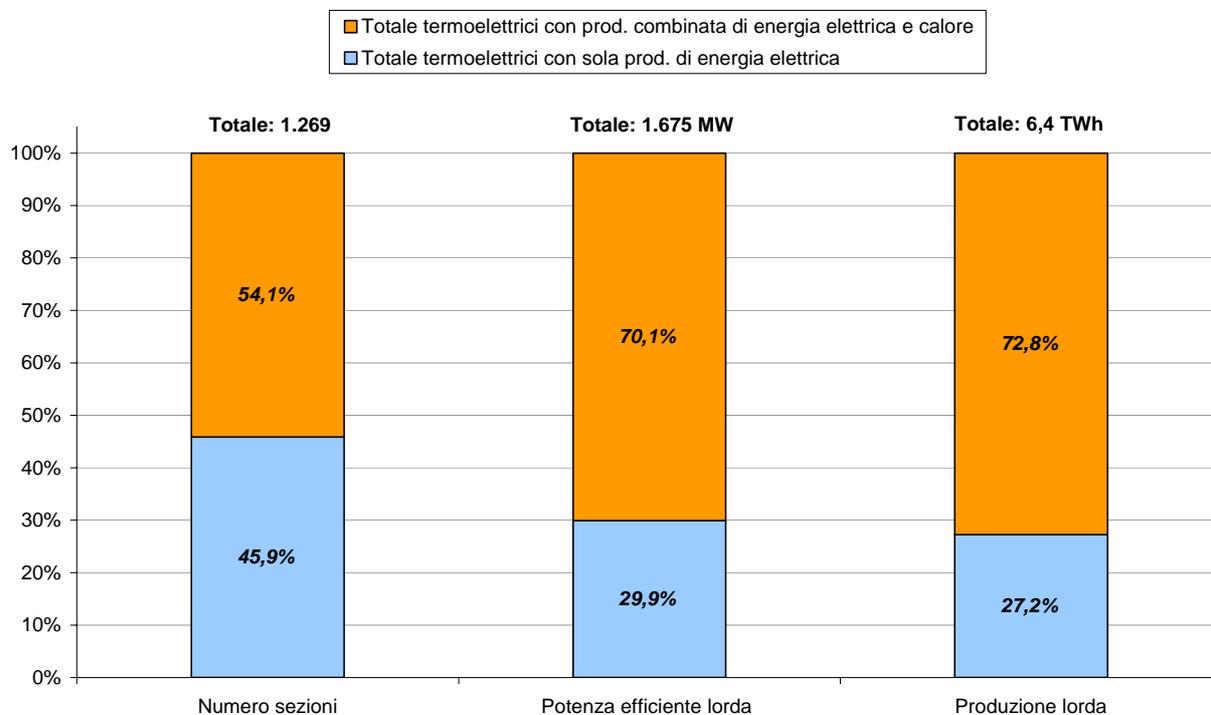
**Figura 2.3:** Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale



**Figura 2.4:** Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi)

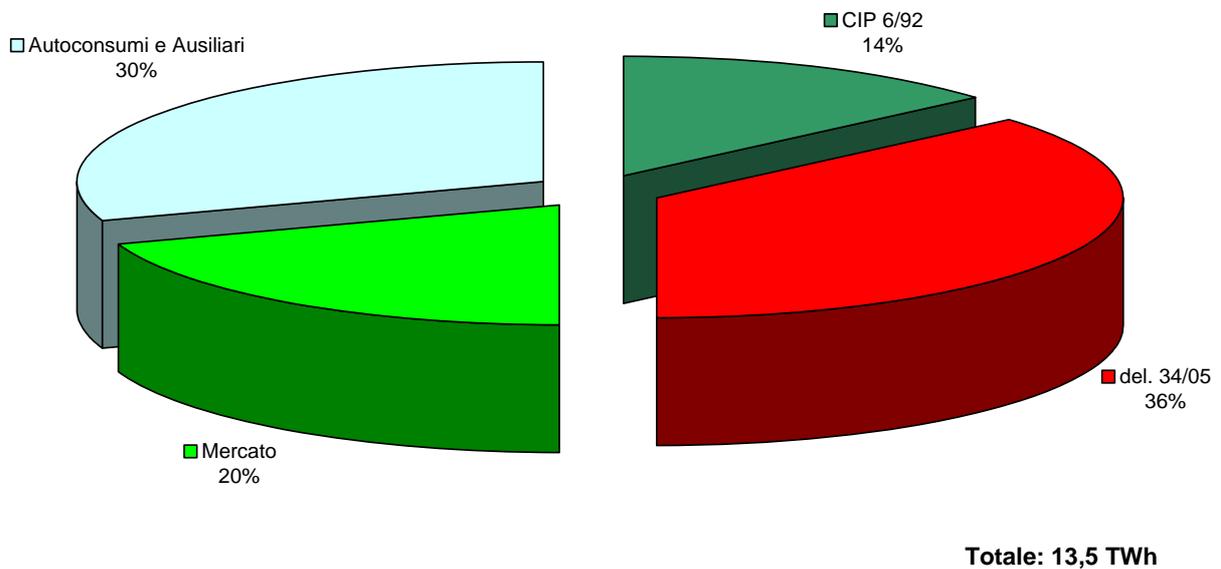
Come già evidenziato nei rapporti degli scorsi anni, questo dato mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia fino al 2006. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (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 2.5](#)), 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.

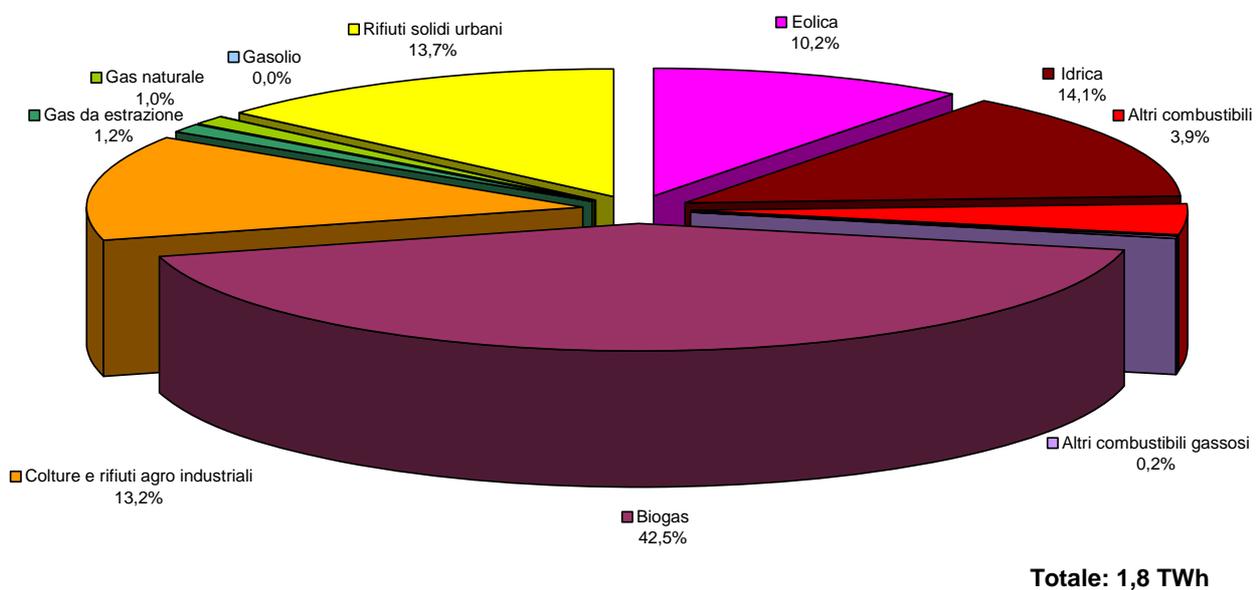


**Figura 2.5:** Impianti termoelettrici nell’ambito della GD

Complessivamente, quindi, il 69,7% dell’energia elettrica prodotta nell’ambito della GD viene immesso in rete. Di questo, però, soltanto una minima parte è direttamente collocata sul mercato (20%), mentre il restante 50% viene ritirato in via amministrata. Dalla [figura 2.6](#) emerge come il 14% dell’energia prodotta da impianti di GD sia oggetto di incentivazione ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 e il 36% dell’energia prodotta ed immessa in rete sia ritirata ai sensi della deliberazione n. 34/05. In particolare gli impianti che usufruiscono del regime di incentivazione previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 sono complessivamente 274 per una potenza installata di circa 578 MW, di cui il 40% (196 MW) alimentati a biogas, il 23% (134 MW) alimentati a biomasse e rifiuti solidi urbani, il 17% (98 MW) idroelettrici, il 17% eolici (99 MW) e il 3% (51 MW) alimentati da combustibili di origine fossile. In [figura 2.7](#) si riporta la produzione di energia elettrica da impianti CIP 6/92 suddivisa per fonti. Come si evince dal grafico gran parte della produzione CIP 6/92 nell’ambito della GD (il 94%) è da fonti rinnovabili.



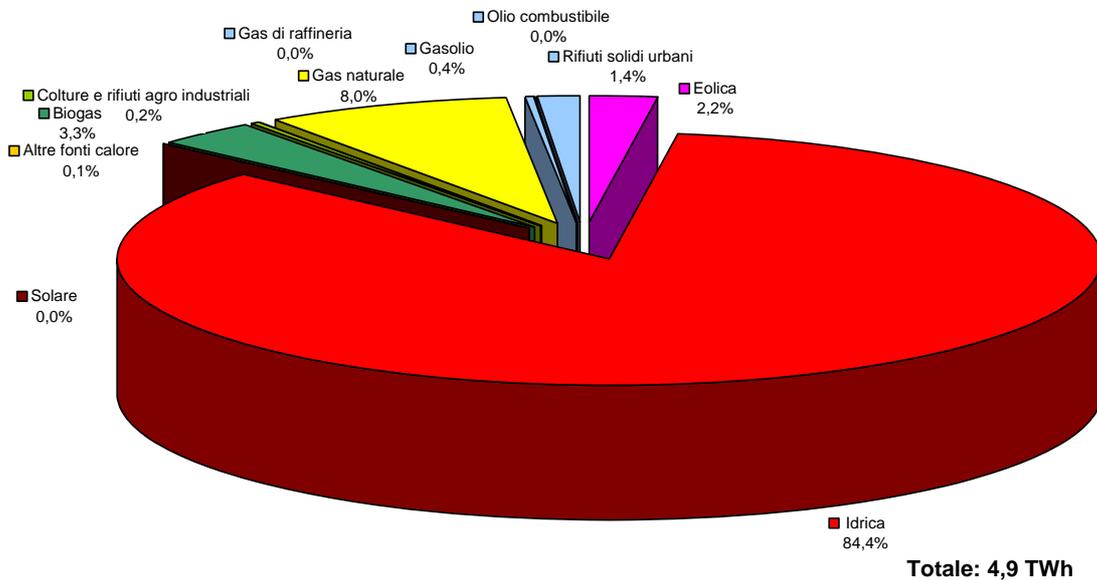
**Figura 2.6:** Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato



**Figura 2.7:** Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP 6 rientranti nella GD

In figura 2.8 si riporta la ripartizione per fonti dell'energia ceduta ai sensi della deliberazione n. 34/05 dagli impianti che rientrano nella GD. Complessivamente si tratta di 1.504 impianti per una potenza efficiente lorda di 1.957 MW di cui 1.247 impianti idroelettrici (1.401 MW), 142 impianti a

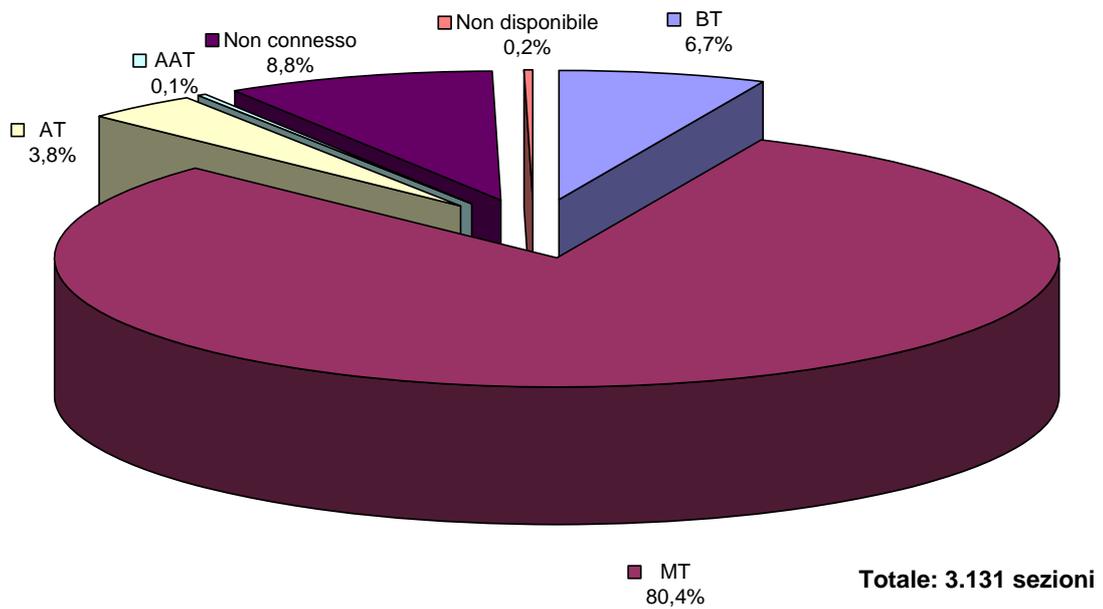
gas naturale (324 MW), 46 impianti a biogas (64 MW), 29 impianti eolici (98 MW), 16 impianti a biomasse e rifiuti (36 MW), 15 impianti a gasolio (23 MW), 5 impianti fotovoltaici (1,8 MW), 3 turboespansori (5,4 MW) e un impianto policombustibile alimentato con olio combustibile e gas di raffineria (4,4 MW).



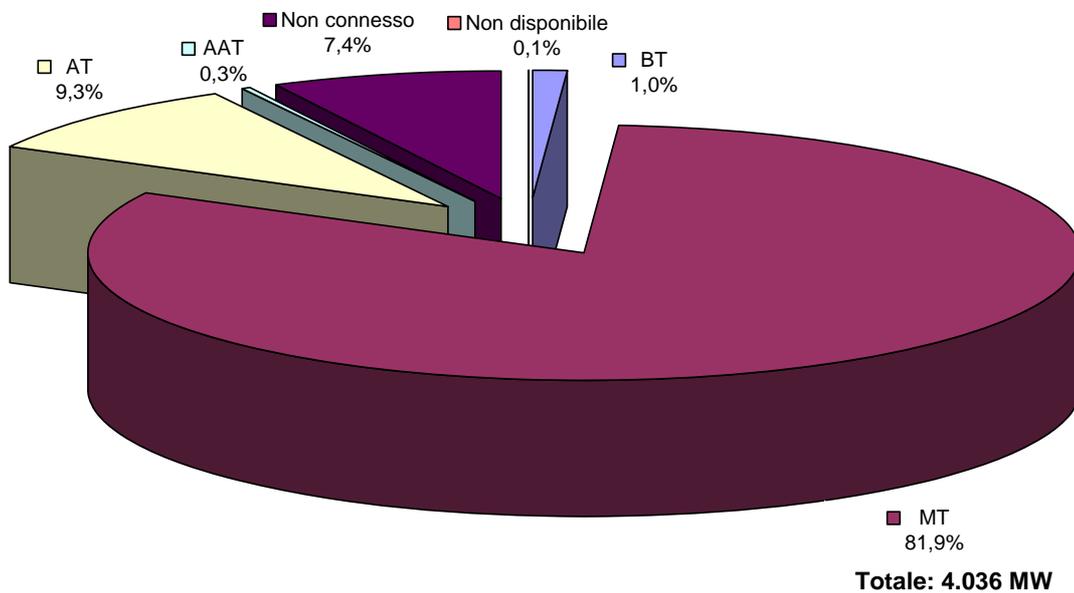
**Figura 2.8:** Ripartizione per fonte dell'energia elettrica prodotta da impianti che cedono ai sensi della deliberazione n. 34/05 rientranti nella GD

Nei grafici seguenti si fa riferimento al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione in GD, distinguendo tra numero di sezioni<sup>6</sup> (figura 2.9) e potenza connessa (figura 2.10), e nel grafico di figura 2.11 si riporta la quantità di energia elettrica immessa in funzione del livello di tensione a cui viene immessa.

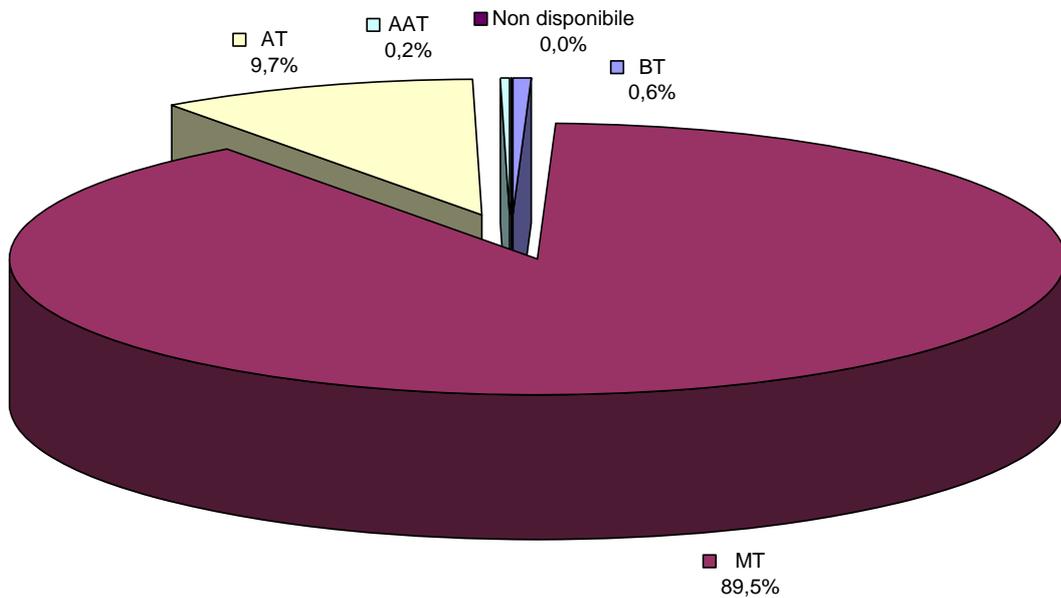
<sup>6</sup> Solo in questa circostanza, con il termine sezione ci si riferisce alle singole sezioni degli impianti termoelettrici e agli impianti in tutti gli altri casi; tale convenzione è necessaria in quanto sono presenti impianti termoelettrici che presentano sezioni connesse a differenti livelli di tensione pur appartenendo allo stesso impianto.



**Figura 2.9:** Ripartizione, per livello di tensione di connesine, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

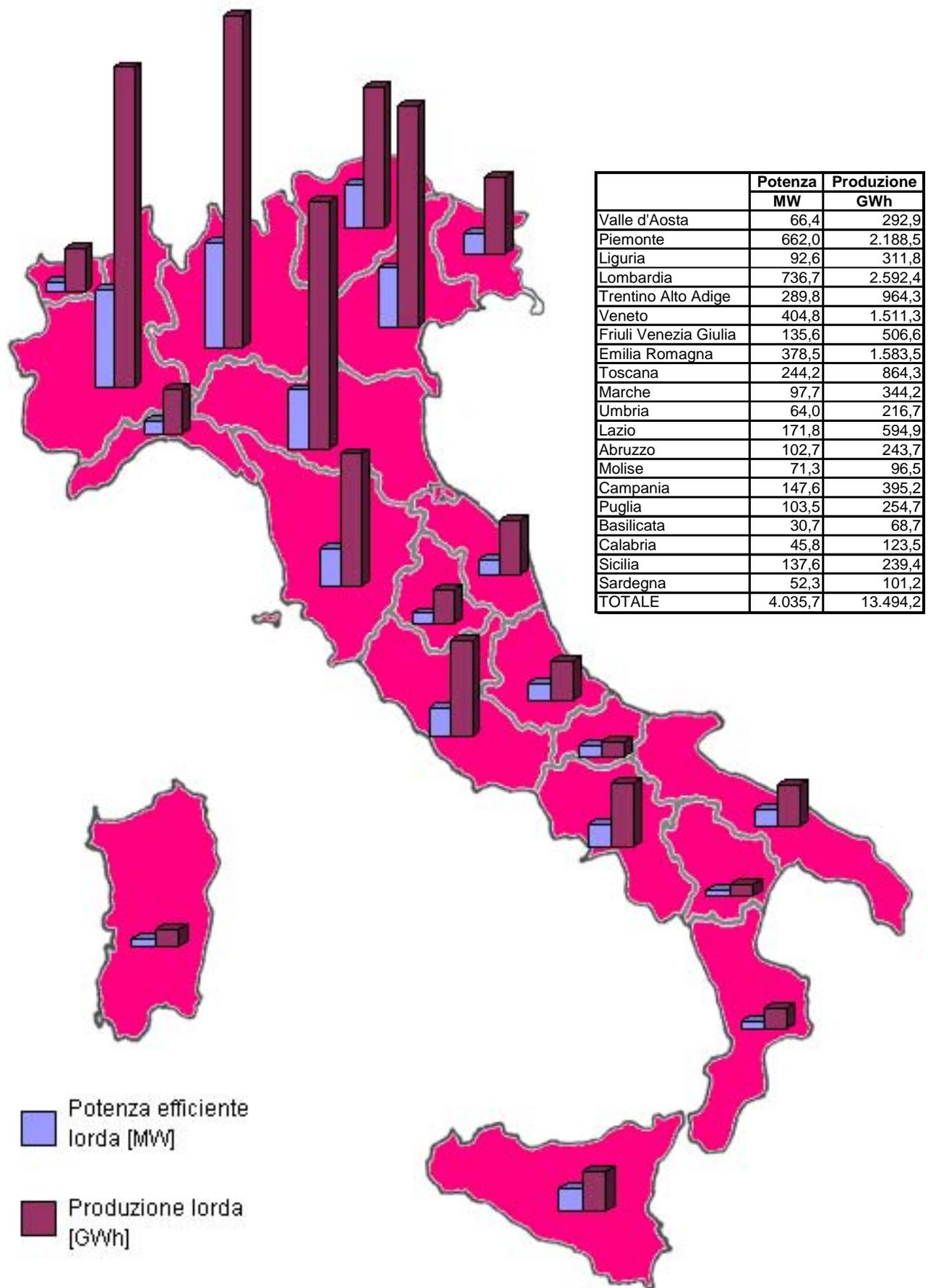


**Figura 2.10:** Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD



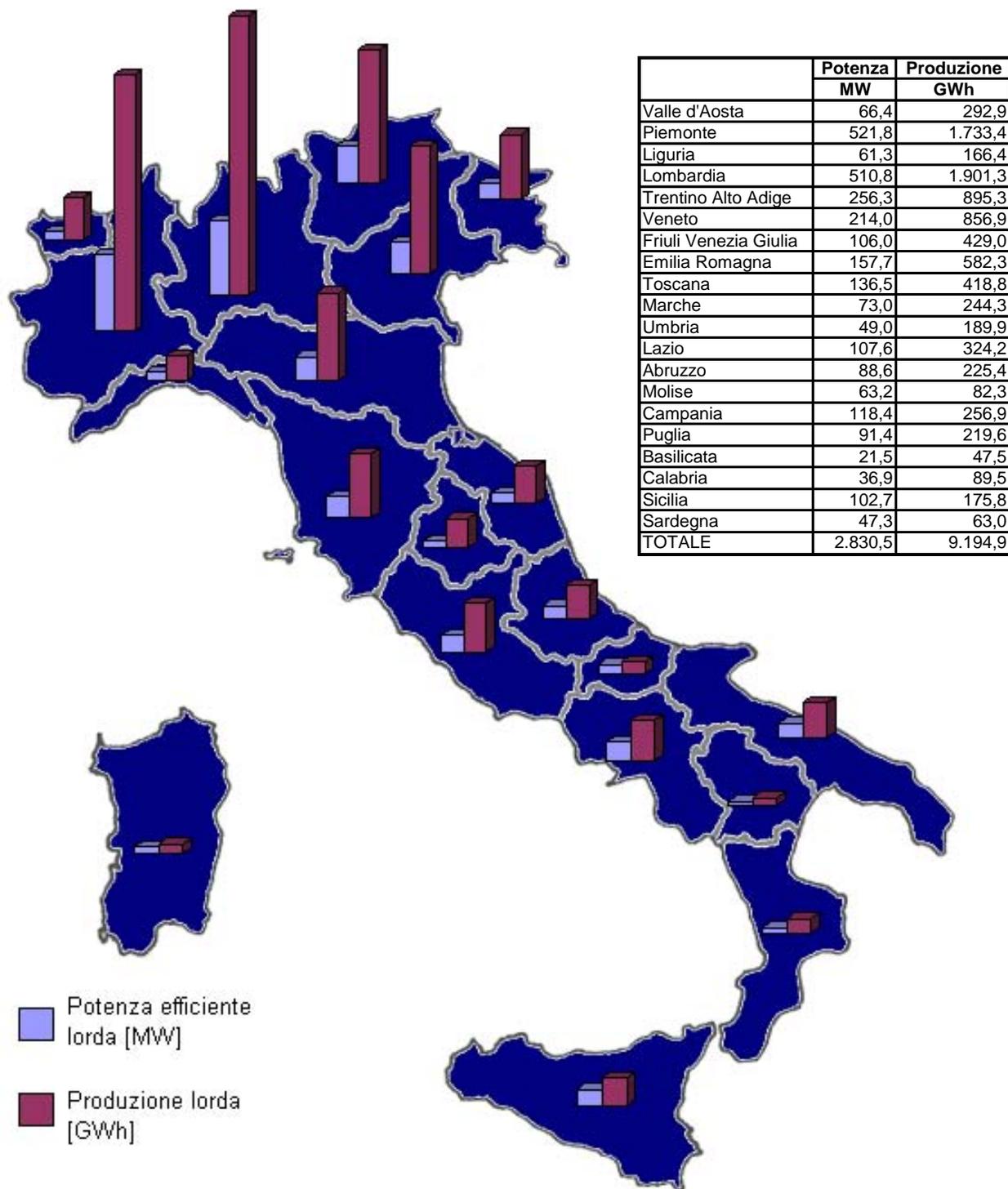
**Figura 2.11:** Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Dai seguenti grafici si osserva la distribuzione del totale degli impianti di GD in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.12](#)) e degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.13](#)).



**Figura 2.12:** Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 4.036 MW; Produzione lorda totale: 13.494 GWh)

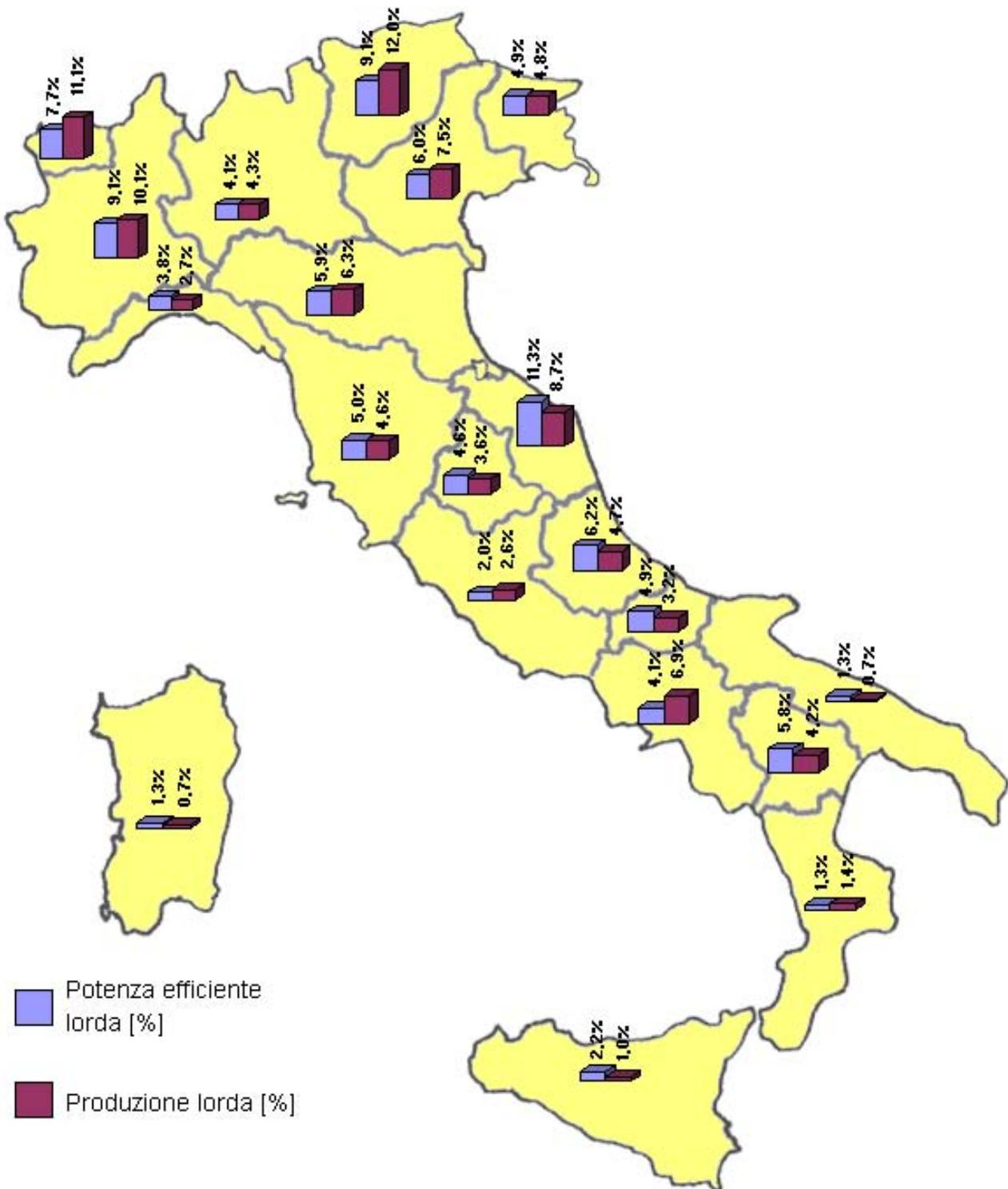
In particolare si nota un'elevata differenziazione sia in termini di potenza efficiente lorda che in termini di produzione fra le regioni del Nord Italia e le regioni del Centro-Sud. Questa differenza, già evidenziata nei precedenti rapporti, sembra essere molto correlata al differente livello di industrializzazione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



**Figura 2.13:** Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 2.831 MW; Produzione lorda totale: 9.195 GWh)

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

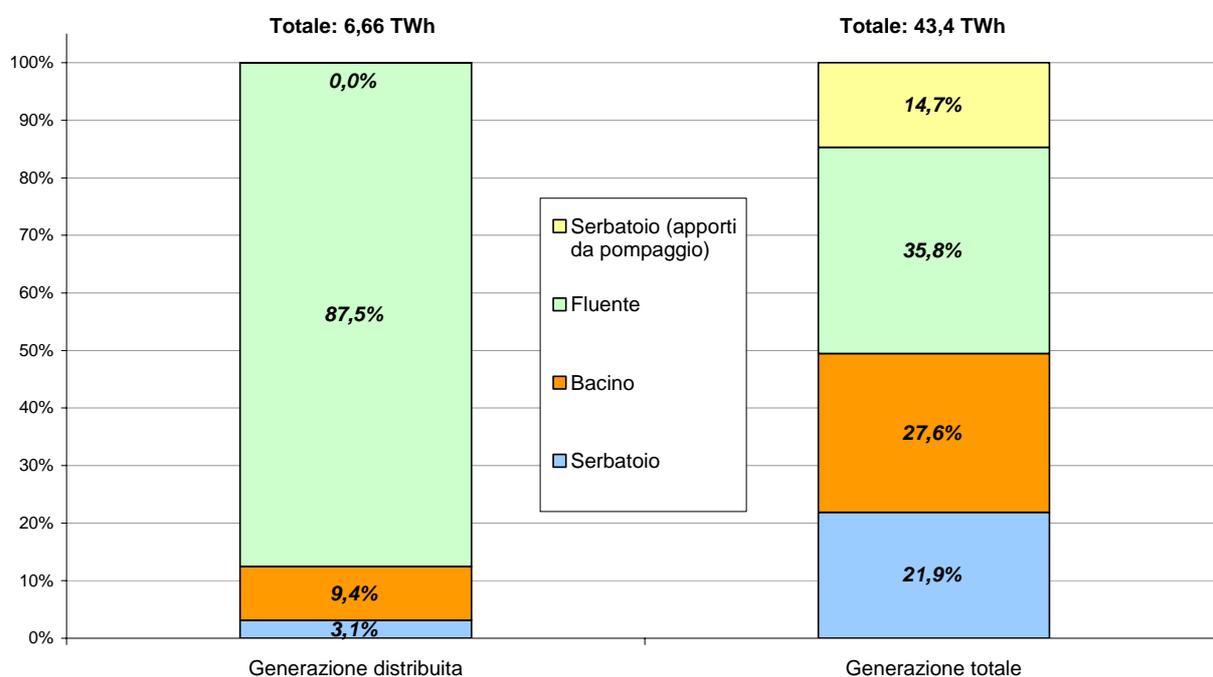
Infine, la [figura 2.14](#) descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della GD sul totale regionale.



**Figura 2.14:** Penetrazione della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale

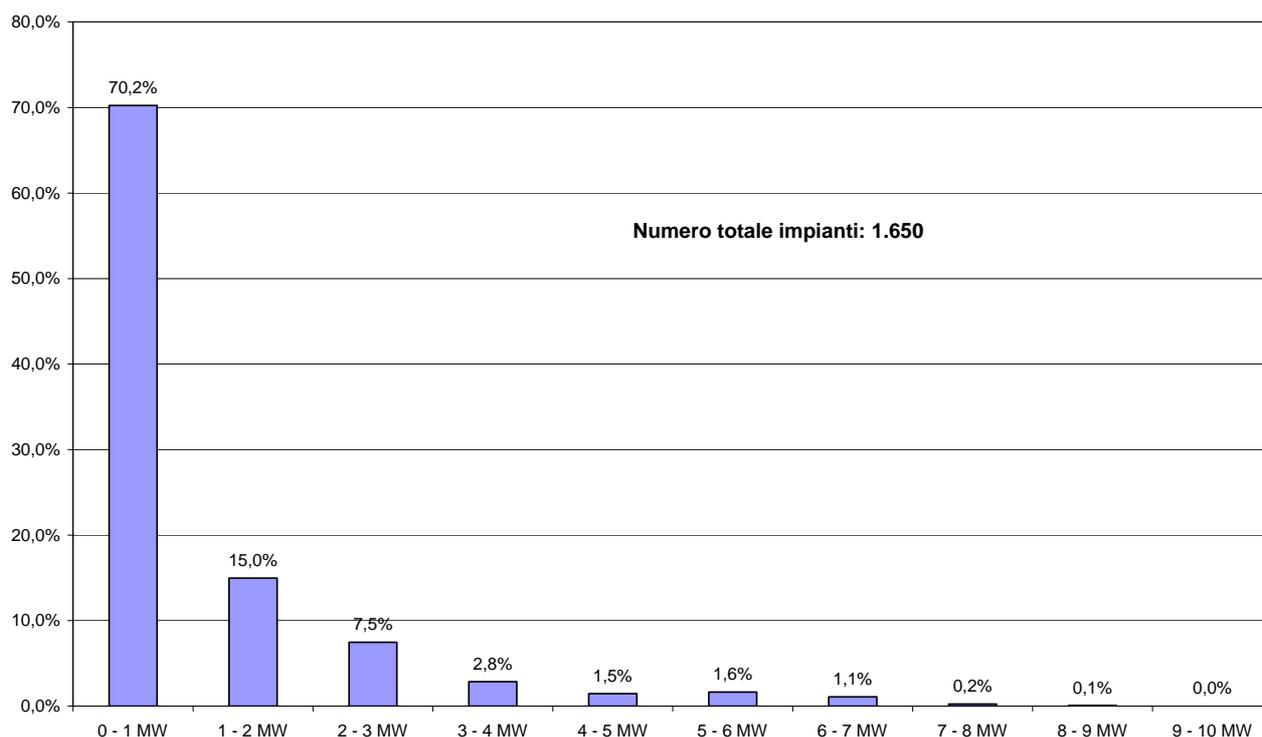
## 2.2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della GD

Con i suoi 6,6 TWh di energia elettrica prodotta nel 2006 (circa il 49% dell'intera produzione lorda da impianti di GD e il 15,3% dell'intera produzione idroelettrica italiana), la fonte idrica rappresenta la primaria fonte di energia per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD. Una produzione derivante per più dell'87% dei casi da impianti ad acqua fluente (ben 1.650 impianti per complessivi 1.657 MW di potenza efficiente lorda), mentre la produzione da impianti programmabili si attesta intorno agli 834 GWh ripartiti tra 43 impianti a serbatoio (131 MW per complessivi 207 GWh di produzione lorda), 60 impianti a bacino (259 MW per 625 GWh di produzione lorda) e 1 impianto a pompaggio misto di gronda. Un mix molto diverso da quello che caratterizza l'idroelettrico nella sua totalità e che vede una più equa ripartizione della produzione elettrica fra gli impianti a serbatoio (9,5 TWh), bacino (12 TWh) e acqua fluente (15,5 TWh), con una produzione da pompaggi di 6,4 TWh (figura 2.15).



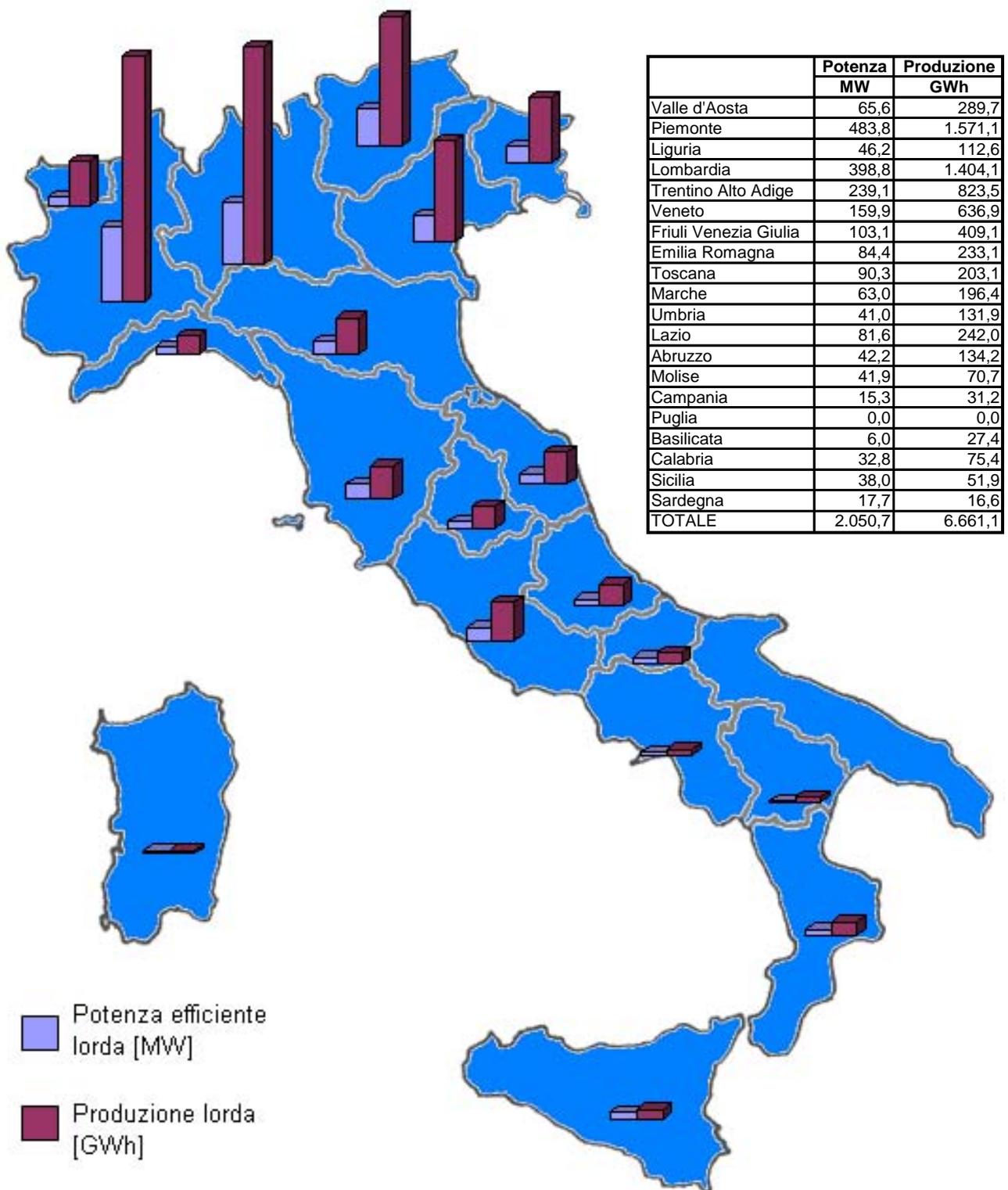
**Figura 2.15:** Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale

Rispetto alla totalità degli impianti idroelettrici installati in Italia, l'idroelettrico da GD ne rappresenta l'83,5% in numero e il 9,6% in termini di potenza. In particolare la percentuale di impianti ad acqua fluente di taglia sotto i 10 MVA, rispetto al totale è del 93% in numero e del 39% in termini di potenza efficiente lorda, per una produzione che è pari al 37,5% della produzione di energia elettrica totale da idroelettrico ad acqua fluente. Inoltre, come del resto già evidenziato nei precedenti monitoraggi, gran parte degli impianti ad acqua fluente (il 92,7%) è di potenza fino a 3 MW, con circa il 70% da piccola generazione (figura 2.16) e con fattori di utilizzo che si aggirano, nel 2006, mediamente intorno alle 3.700 ore, contro le 2.400 ore degli impianti a bacino e le 1.800 ore degli impianti a serbatoio. Naturalmente a fronte di un minore utilizzo, la capacità di regolazione degli impianti a bacino e serbatoio garantisce loro la possibilità di un utilizzo programmato e concentrato nelle ore di punta con una maggiore remunerazione della produzione.



**Figura 2.16:** Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

Passando poi ad analizzare la loro **distribuzione sul territorio nazionale** si nota che nel nord Italia è localizzato l'80% degli impianti con circa il 77% della potenza efficiente lorda installata e l'82,3% della produzione nazionale da idroelettrico sotto i 10 MVA. Questa produzione nel nord è essenzialmente dovuta ad impianti ad acqua fluente ed è concentrata in Piemonte (23,4%) ed in Lombardia (21%) che insieme rappresentano circa il 44% dell'energia elettrica prodotta da idroelettrico da GD dislocato in Italia. In particolare analizzando i dati riportanti la distribuzione della potenza efficiente lorda e della produzione lorda da idroelettrico nelle varie province italiane si nota che la produzione è fortemente concentrata lungo l'arco alpino. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione della disponibilità di corsi d'acqua. In particolare si passa a produzioni che al centro si attestano intorno al 14,7% (totale) per giungere al 3% (totale) nel sud e nelle isole, con valori regionali tra l'1,1% e il 3,6% al centro e tra lo 0,3% a l'1,1% al sud e nelle isole ([figura 2.17](#)).

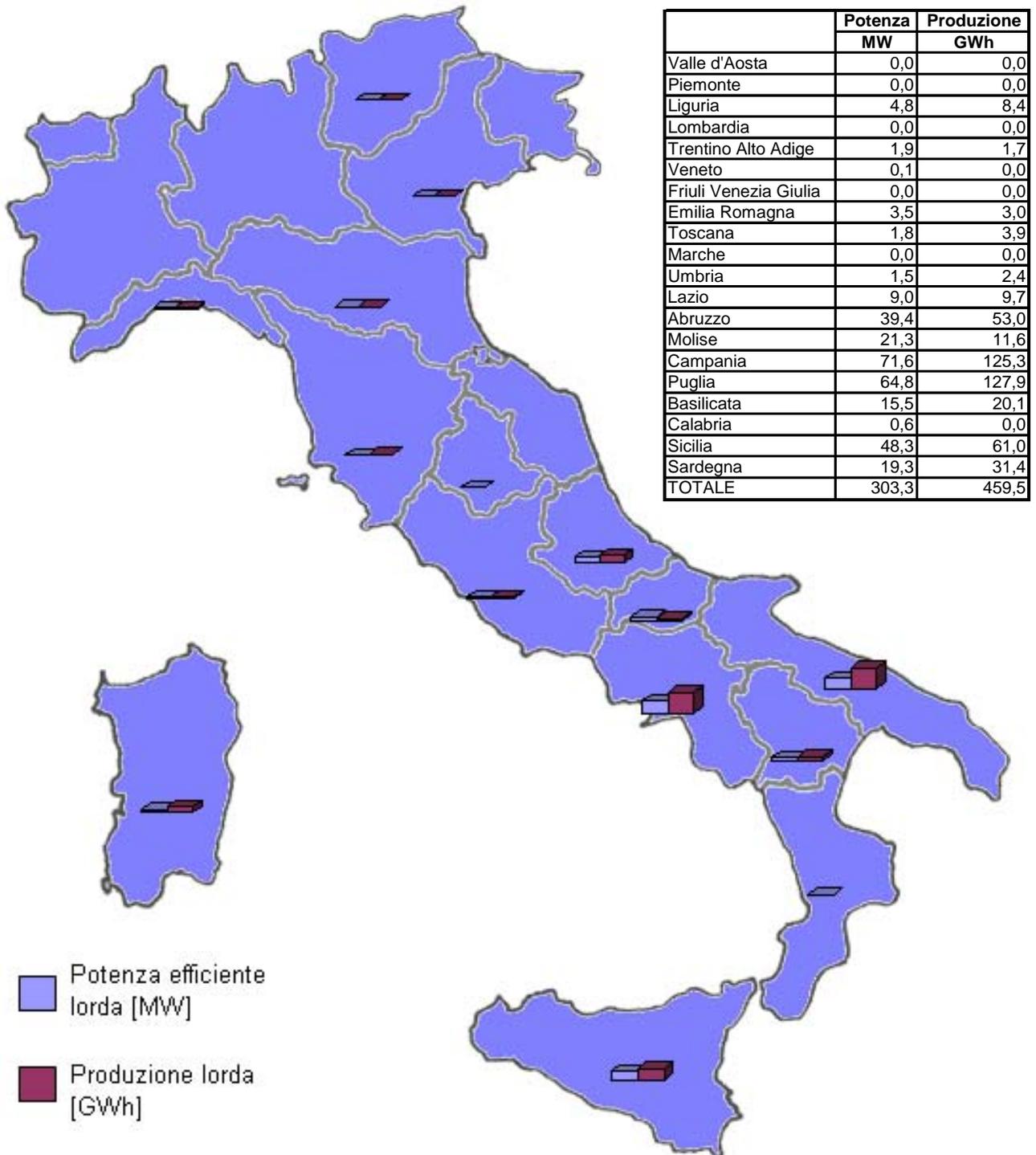


**Figura 2.17:** Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia Potenza efficiente lorda totale: 2.051 MW; Produzione lorda totale: 6.661 GWh)

### 2.2.3 Gli impianti eolici nella GD

Le tecnologie impiantistiche che sfruttano la fonte eolica al 2006 risultano essere poco diffuse; la scarsa diffusione di tali tecnologie è dovuta al fatto che solitamente questi impianti tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Nonostante il numero di impianti eolici sia relativamente ridotto dall'analisi della [figura 2.18](#) 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.



**Figura 2.18:** Dislocazione degli impianti eolici di GD in Italia: (Potenza efficiente lorda totale: 303 MW; Produzione lorda totale: 459 GWh)

## 2.2.4 Gli impianti fotovoltaici nella GD

Con riferimento all'analisi della diffusione e della penetrazione degli impianti fotovoltaici nella GD si è fatto riferimento a due fonti distinte di dati: la prima fonte è l'Ufficio Statistiche di Terna Spa e la seconda è la banca dati del GSE relativa all'incentivazione in "conto energia" (il sistema di incentivazione del fotovoltaico introdotto dal Decreto del Ministero delle attività produttive del 28 luglio 2005, recante "*Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*").

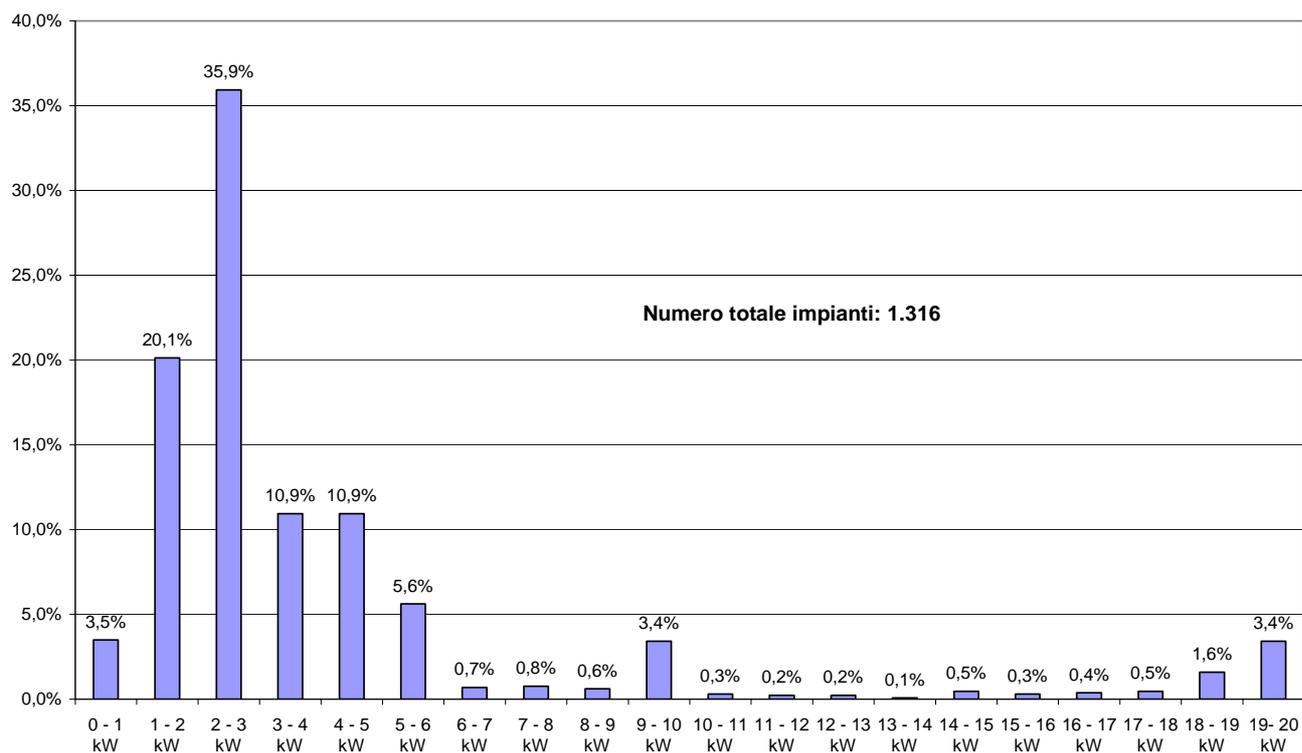
L'analisi dei dati forniti da Terna (presenti nella tabella 2.A) soddisfa parzialmente lo scopo di questo monitoraggio in quanto si riferisce solo a 14 impianti, di cui 13 di potenza inferiore a 1 MW e 1 di potenza pari a 3,3 MW, che insieme raggiungono la potenza di 7 MW e hanno prodotto circa 4 GWh.

Di contro i dati forniti dal GSE si riferiscono a 1.389 impianti per una potenza complessivamente installata di 9,4 MW e una produzione incentivata di 2,1 GWh. La distribuzione geografica di tali impianti è evidenziata nella tabella 2.B seguente.

Regione	Numero impianti	Potenza installata (kW)	Produzione incentivata (kWh)
Valle d'Aosta	0	0	0
Piemonte	107	772	187.576
Liguria	12	63	15.134
Lombardia	313	1.790	410.581
Trentino Alto Adige	94	822	188.742
Veneto	187	1.058	232.222
Friuli Venezia Giulia	74	361	74.719
Emilia Romagna	202	1.505	340.480
Toscana	58	396	85.964
Marche	55	300	30.291
Umbria	49	932	183.026
Lazio	77	400	73.515
Abruzzo	12	52	16.078
Molise	1	4	836
Campania	10	103	21.290
Puglia	60	275	76.897
Basilicata	9	82	16.605
Calabria	6	58	18.722
Sicilia	44	369	115.901
Sardegna	19	66	11.334
<b>Totale</b>	<b>1.389</b>	<b>9.408</b>	<b>2.099.913</b>

**Tabella 2.B:** Dislocazione degli impianti fotovoltaici incentivati in "conto energia" di GD in Italia

Dai dati analizzati emerge che la gran parte degli impianti fotovoltaici incentivati (94,7%) ricadono nel "range" di potenza 1 – 20 kW, il 5% in quello 20 - 50 kW e solo lo 0,3% nel "range" 50 – 1.000 kW. Nella figura 2.19 viene riportata la distribuzione degli impianti fotovoltaici incentivati con riferimento alle diverse potenze ricadenti nel "range" 1 – 20 kW; si evidenzia che sul totale degli impianti fotovoltaici incentivati il 77,2% è compreso nel "range" 1 – 5 kW.



**Figura 2.19:** Distribuzione degli impianti fotovoltaici incentivati di potenza compresa tra 1 kW e 20 kW

### 2.2.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Nel 2006 la produzione termoelettrica italiana, nell'ambito della GD, è risultata essere pari a 6,4 TWh con 769 impianti in esercizio per 1.269 sezioni ed una potenza efficiente lorda totale pari a 1.675 MW, di cui circa 118 MW (108 sezioni) con una produzione nel 2006 nulla.

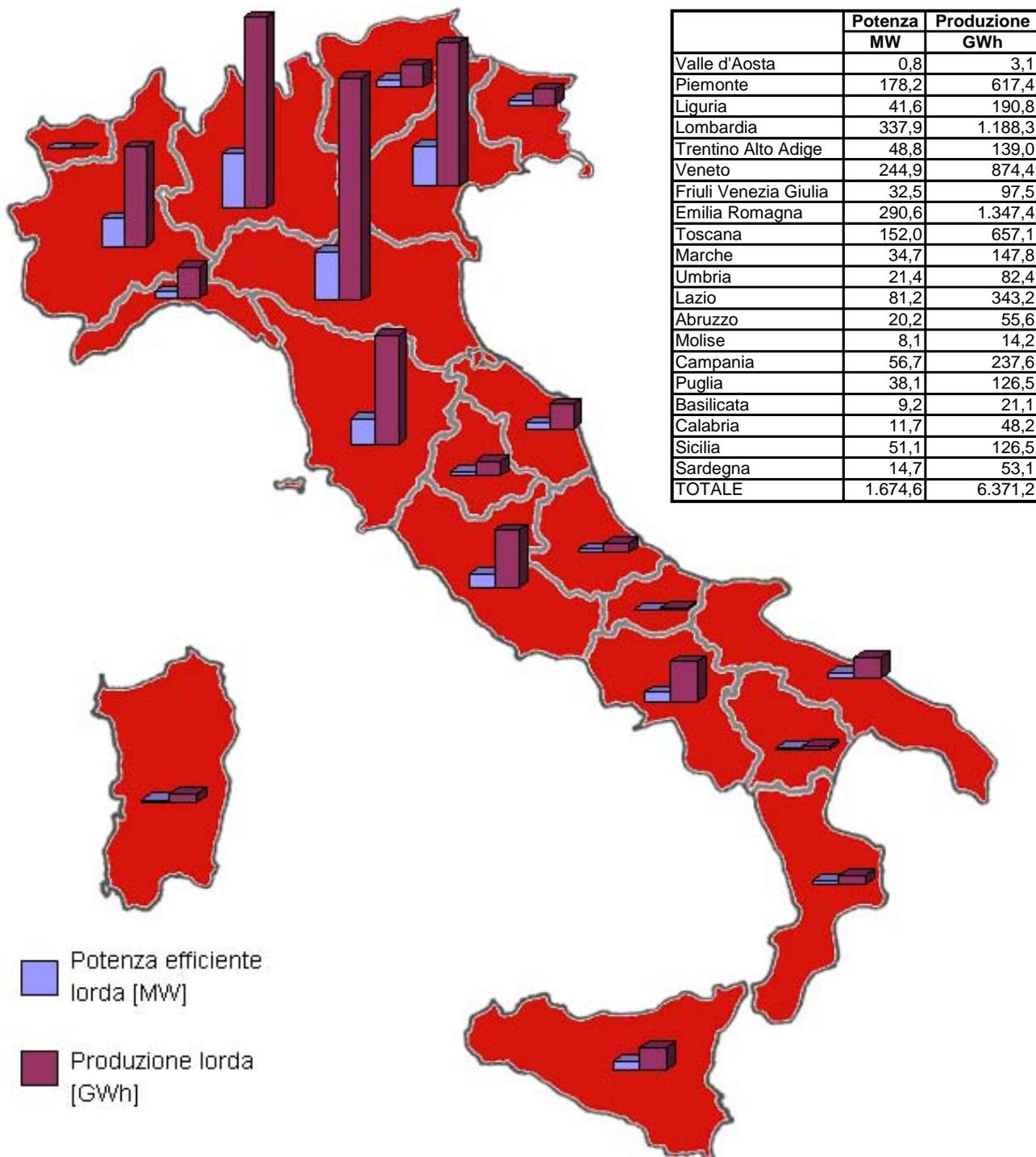
Come già sottolineato nel paragrafo 2.1, nel caso di impianti termoelettrici risulta più opportuno effettuare l'analisi considerando le singole sezioni dell'impianto, piuttosto che l'impianto medesimo nella sua interezza. Questo perché esistono impianti termoelettrici con più sezioni tra loro diverse sia per tecnologia impiantistica, sia per combustibile di alimentazione utilizzato. Questo è ancor più vero nel caso degli impianti ibridi. Infatti, tra i 16 impianti ibridi indicati in tabella 2.A, uno non ha sezioni ibride, ma più sezioni di cui alcune alimentate da fonti rinnovabili e altre da fonti non rinnovabili, e due impianti hanno sia sezioni monocombustibile, sia sezioni policombustibile ibride. Proprio in virtù di queste considerazioni nel caso dell'analisi di dettaglio effettuata per il termoelettrico si sono prese in esame le sezioni degli impianti e non i singoli impianti.

Quindi, su 1.269 sezioni termoelettriche, 461 sezioni sono alimentate da biomasse, rifiuti solidi o biogas per complessivi 469,4 MW (di cui 1 sezione di 5,8 MW in grado di essere alimentata con più combustibili), 787 sezioni sono alimentate da fonti non rinnovabili per complessivi 1.169,6 MW (di cui 180,1 MW in grado di essere alimentati con più combustibili, per un totale di 69 sezioni) e 21 sono sezioni ibride per circa 35,6 MW. Queste ultime sono sezioni alimentate da diversi combustibili sia rinnovabili che non rinnovabili, per lo più gas naturale (utilizzato nei periodi in cui la fonte rinnovabile non è disponibile o per sostenere la combustione).

Complessivamente, quindi, in termini di potenza efficiente lorda, circa il 70% del parco termoelettrico nell'ambito della GD è alimentato da fonti non rinnovabili, il 2% può essere alimentato da fonti rinnovabili e non rinnovabili (sezioni ibride) ed il restante 28% da biomasse, rifiuti e biogas. Una situazione che rispecchia fedelmente, sebbene in termini percentuali, la situazione sia del 2004 che del 2005.

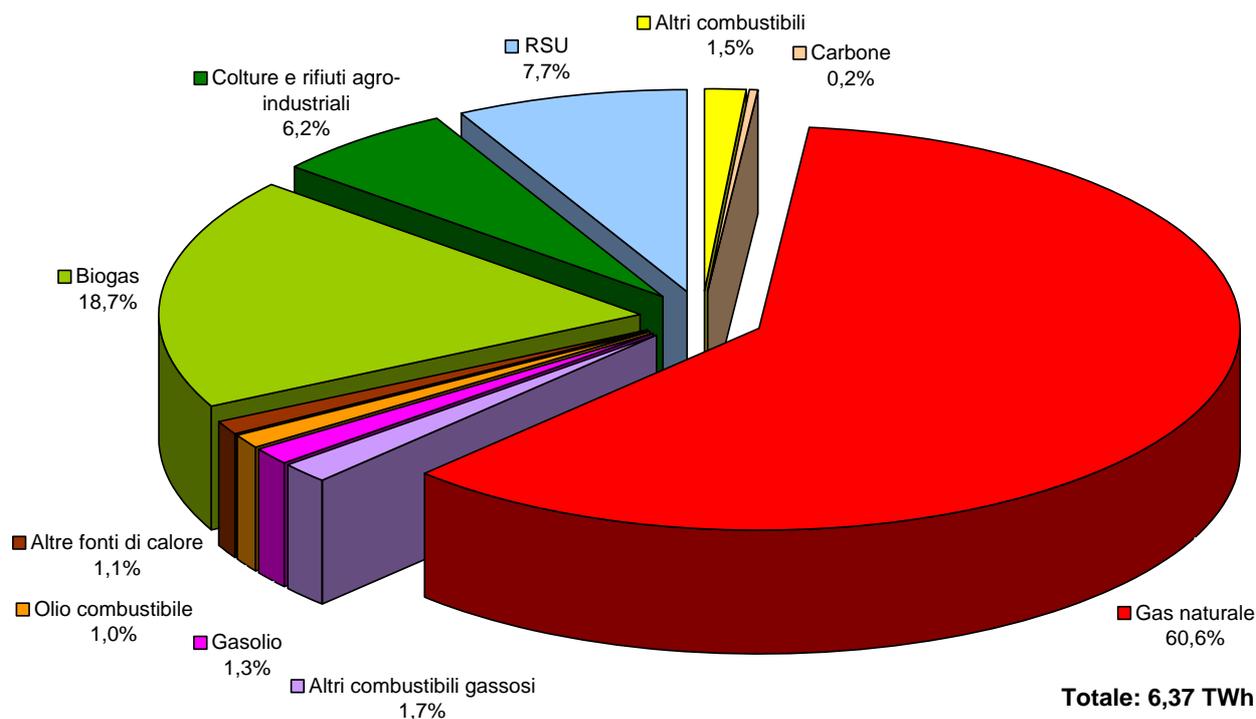
Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici installati in Italia nel 2006 si osserva che, mentre la potenza termoelettrica distribuita non rinnovabile rappresenta meno del 2% del totale termoelettrico non rinnovabile, la potenza termoelettrica distribuita rinnovabile rappresenta poco meno del 13% del totale termoelettrico rinnovabile italiano, segno evidente che gli impianti di generazione elettrica utilizzando biomasse, rifiuti o biogas nel 2006, rappresentavano ancora un fenomeno di ridotte dimensioni.

Anche sul fronte della distribuzione degli impianti sul territorio nazionale non è cambiato molto, con una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale (figura 2.20).



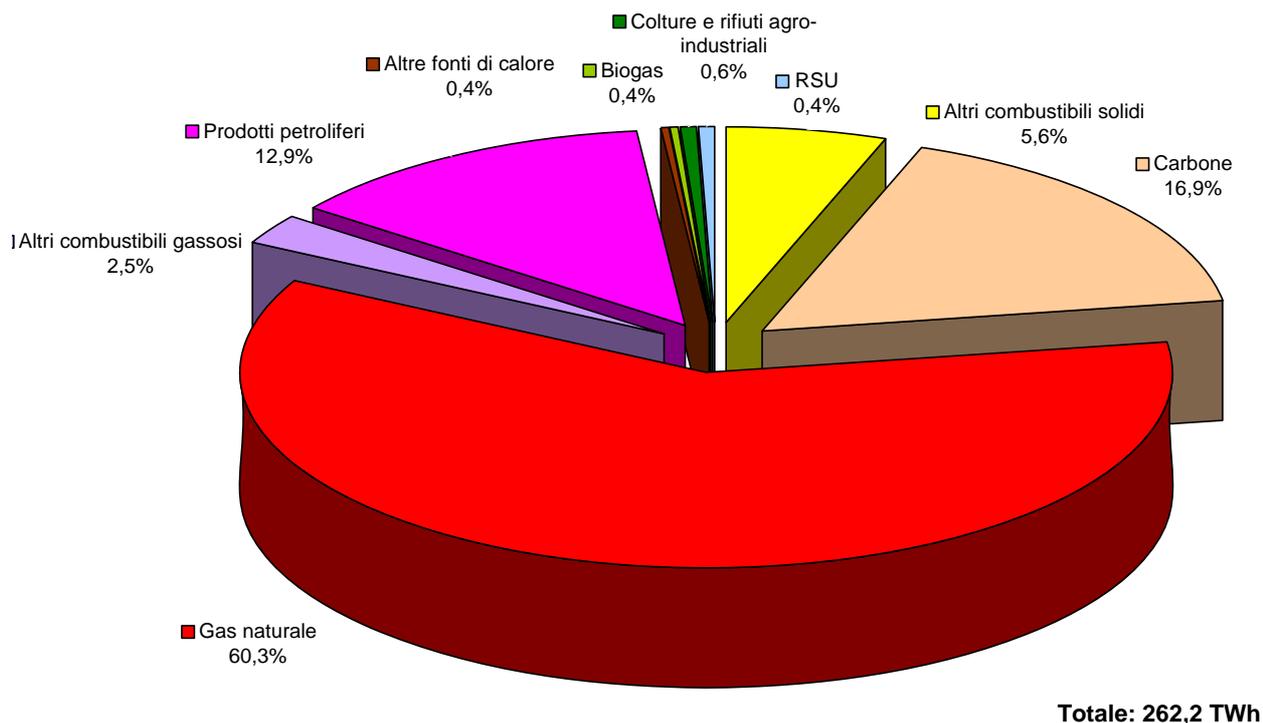
**Figura 2.20:** Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in Italia: Potenza efficiente lorda totale: (1.675 MW; Produzione lorda totale: 6.371 GWh)

Sul versante della **produzione di energia elettrica** si può osservare che, dei complessivi 6,4 TWh lordi prodotti dal termoelettrico distribuito, permane la forte dipendenza dall'utilizzo di gas naturale (circa il 60,6%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta, con i suoi 2,1 TWh solo il 32,5% del totale di energia elettrica da GD (figura 2.21). Un mix di fonti primarie, quindi, molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove circa il 60% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 13% utilizzando altri prodotti petroliferi, il 17% utilizzando carbone, meno del 2% utilizzando fonti rinnovabili (biomasse, rifiuti e biogas) ed il restante 8% utilizzando altre fonti non rinnovabili (figura 2.22).



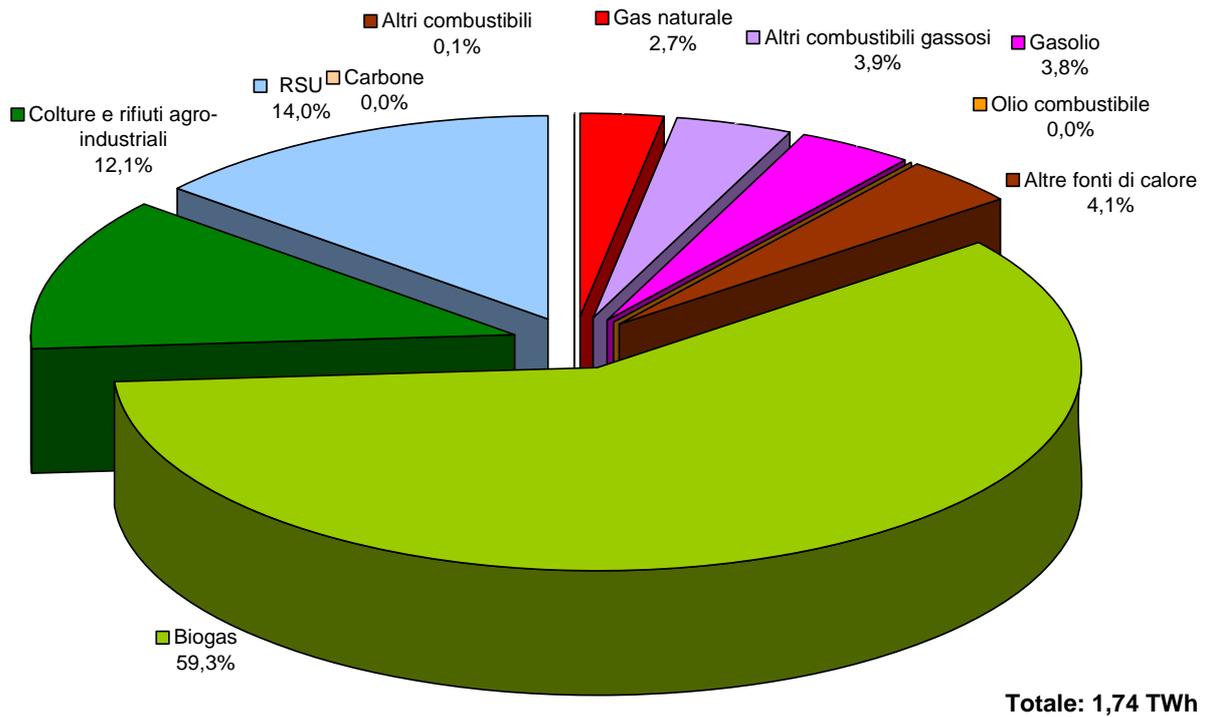
**Figura 2.21<sup>7</sup>:** Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita

<sup>7</sup> 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.

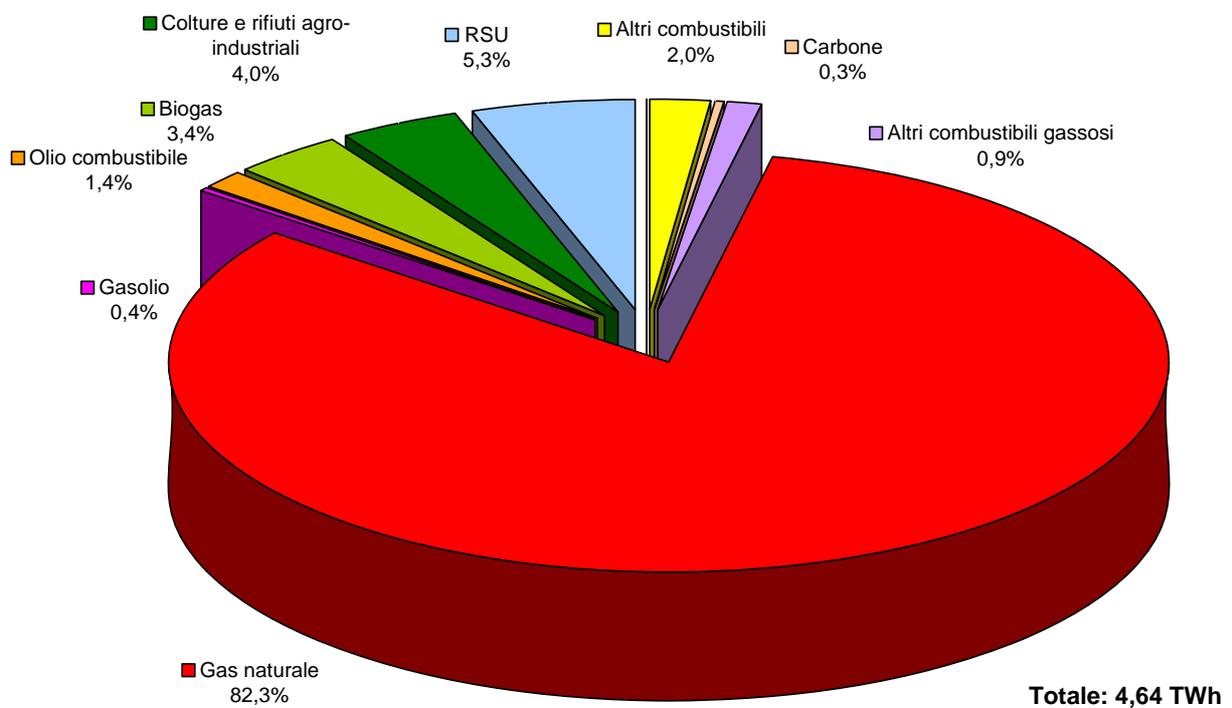


**Figura 2.22<sup>7</sup>:** *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale*

Passando all'analisi delle differenze riscontrabili fra gli impianti di produzione di sola energia elettrica e degli impianti di cogenerazione si confermano ancora le differenze riscontrate nel 2004 e nel 2005 relativamente al diverso mix di fonti primarie utilizzato. Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica più dell'85% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più biogas, e il restante 15% è prodotto tramite altre fonti di calore (4%) e prodotti petroliferi (11%), per lo più gasolio (3,8%) e gas naturale (2,7%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (quasi l'88%), per lo più gas naturale (82,9%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzate per produrre solo il 12% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 2.23 e 2.24).



**Figura 2.23<sup>7</sup>:** Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica



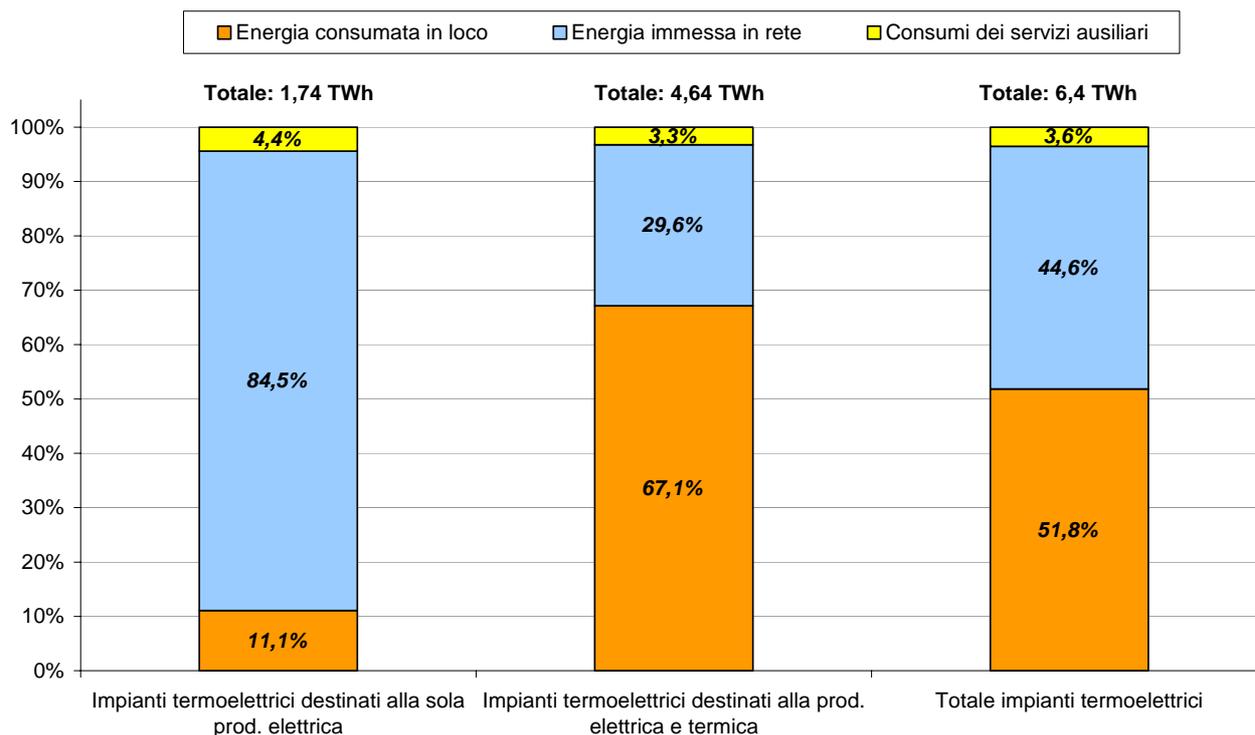
**Figura 2.24<sup>7</sup>:** Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore

Nell'ambito della GD, 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 Valle d'Aosta, Umbria, Abruzzo e Puglia dove la produzione da biomasse, biogas e rifiuti supera quella da fonti non rinnovabili e Trentino Alto Adige e Sicilia dove la produzione da fonti rinnovabili eguaglia la produzione da fonti fossili. Da sottolineare però anche la posizione della Lombardia che, con una percentuale del 42% di produzione da fonti rinnovabili (circa 497 GWh), copre circa il 24% dell'intera produzione termoelettrica da rinnovabile italiana (ci si riferisce sempre alla produzione da GD). Produzione questa concentrata per lo più al nord (circa 1,4 TWh pari al 66% della produzione totale) ed in particolare, oltre che in Lombardia, in Emilia Romagna (17%), 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; minore è la percentuale degli RSU per la produzione termoelettrica in Lombardia dove risulta molto sviluppato anche l'utilizzo come combustibile di residui di colture ed altri rifiuti agro-industriali (35% circa della produzione lombarda da biomasse e rifiuti).

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 3 TWh, produce circa il 72% 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 Alto Adige, Lazio, Puglia (tra il 74% e l'89%) e soprattutto Sicilia e Sardegna (0%). In Sicilia la produzione da termoelettrico non rinnovabile si basa su gasolio (37%), gas da estrazione (35%), gas di raffineria (18%) e olio combustibile (10%) e in Sardegna la produzione da termoelettrico è dovuta esclusivamente all'utilizzo di turboespansori. Come mix energetico la Sicilia rappresenta un'eccezione, all'interno del quadro generale, tuttavia si sottolinea che la produzione è limitata, infatti viene prodotto solo l'1,5% dell'energia elettrica da termoelettrico non rinnovabile. 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.

Esaminando il rapporto fra la **produzione consumata in loco** e quella immessa in rete, sostanzialmente la situazione resta simile a quella registrata nel 2004 e nel 2005, con un consumo in loco dell'energia prodotta complessivamente pari a poco meno del 52% dell'intera produzione termoelettrica lorda distribuita, e con una forte riduzione di questa quota nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, il consumo in loco di energia autoprodotta raggiunge percentuali del 72%, con punte minime per il gasolio, per il gas da estrazione, per gli "altri combustibili" e per gli "altri combustibili gassosi". Viceversa nel caso di impianti utilizzando fonti rinnovabili le percentuali di energia prodotta e consumata in loco sono sensibilmente inferiori, attestandosi intorno ad un valore medio di circa il 9% della produzione lorda da termoelettrico rinnovabile.

Ancor più evidenti appaiono le differenziazioni se si analizzano separatamente gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è circa l'11% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 67% circa del totale prodotto. Ciò è giustificato dal fatto che gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica, nell'ambito della GD, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengono realizzati presso siti industriali ([figura 2.25](#)).

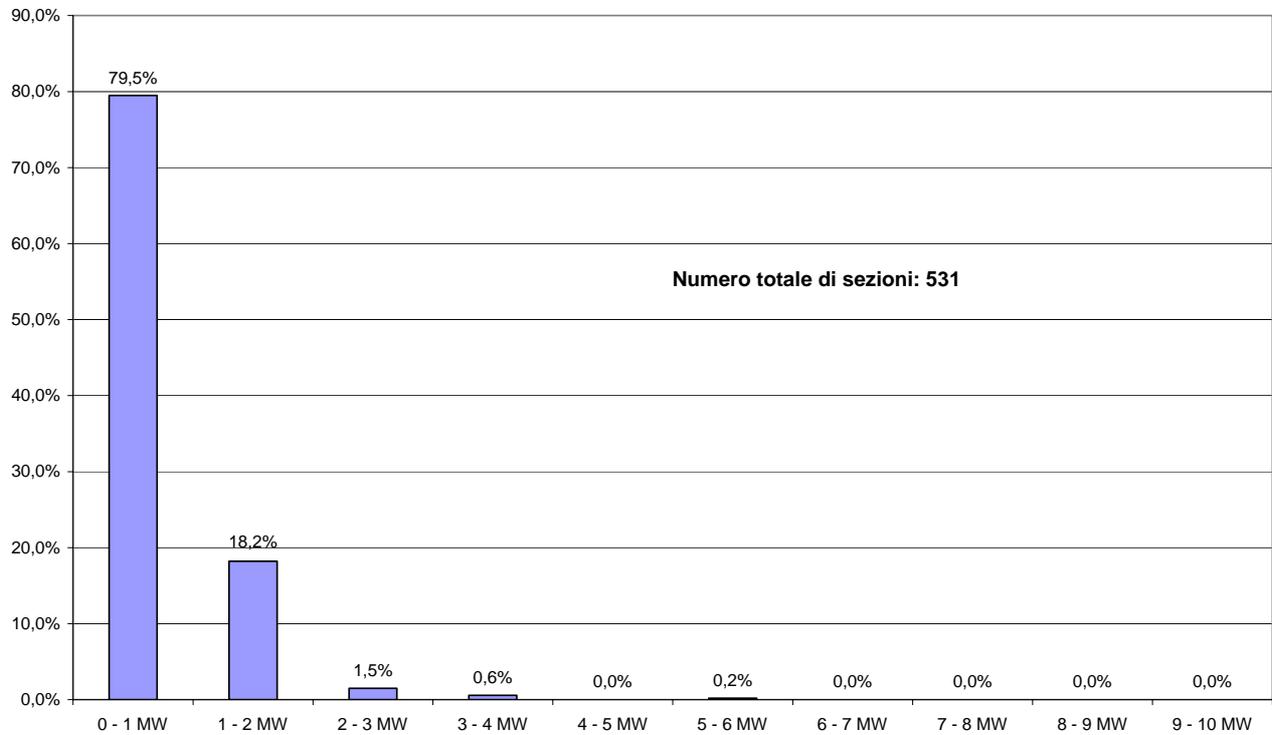


**Figura 2.25:** Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD

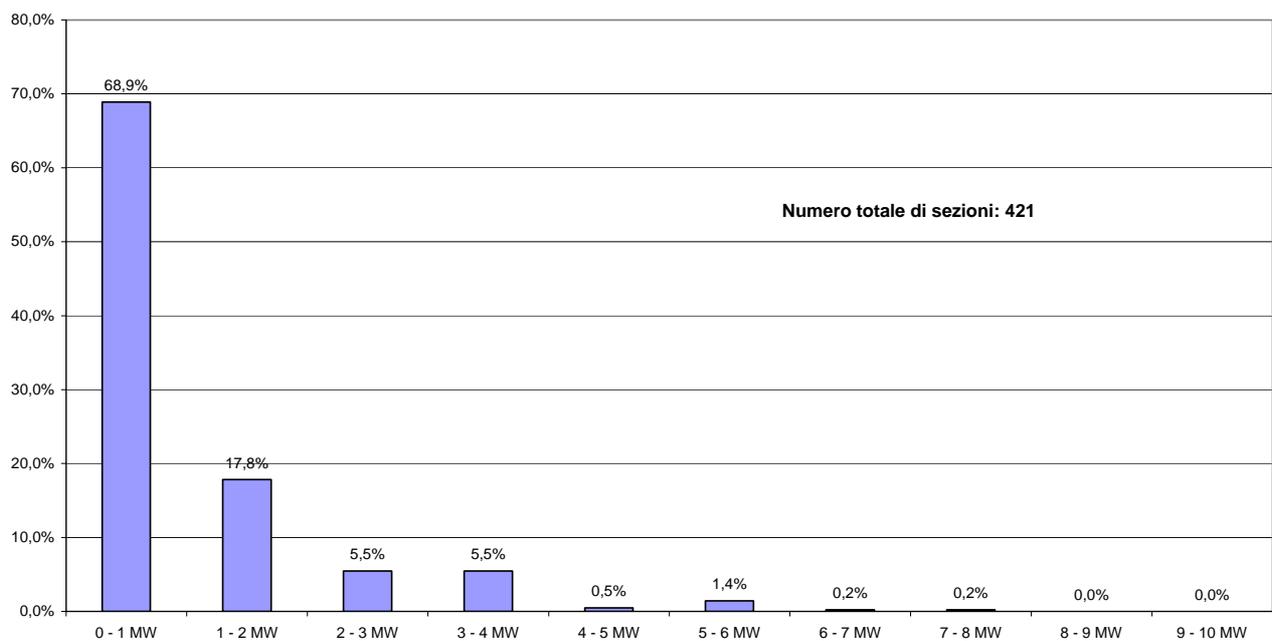
Anche per quanto riguarda i **fattori di utilizzo** le differenziazioni riscontrate nel 2004 e nel 2005 continuano a perdurare, così come la diversità di utilizzo dell'impianto in funzione della fonte primaria utilizzata. In particolare si nota che, mentre nel caso del termoelettrico rinnovabile i fattori di utilizzo si attestano tra le 4.000 e le 5.000 ore annue senza alcuna sensibile differenza tra le fonti e tra l'utilizzo dell'impianto per la sola produzione di energia elettrica o per la produzione combinata di energia elettrica e calore, nel caso di produzione da impianti che utilizzano fonti non rinnovabili esistono forti differenze a seconda del combustibile utilizzato e del tipo di produzione realizzata. In particolare si osserva che, nel caso di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore, i fattori di utilizzo risultano molto elevati (dalle 3.000 alle 6.000 ore annue) e si osserva anche una sostanziale indipendenza dal tipo di fonte primaria utilizzata (unica eccezione è rappresentata dagli impianti a gasolio che hanno fattori di utilizzo intorno alle 1.500 – 2.000 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 1.000 – 2.500 ore, con l'eccezione degli impianti che utilizzano gas residui di processi chimici.

Concentrandosi sui **motori primi** impiegati nella generazione distribuita si nota che circa il 75% delle sezioni degli impianti utilizzano **motori a combustione interna**, per una potenza pari a circa il 47% del totale ed una produzione di circa 2,6 TWh (più del 40% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Ancor più interessante è notare che di queste sezioni circa il 75% è costituita da motori con taglia sotto 1 MW (79,5% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 68,9% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, [figure 2.26 e 2.27](#)) 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 come, nel caso di impianti per la sola produzione elettrica, ci sia una percentuale rilevante (7% della produzione lorda da termoelettrico) di energia prodotta da **turbine a vapore** impiegate in impianti **a condensazione** a cui corrispondono circa 98 MW di potenza efficiente lorda (circa il 6% del totale potenza termoelettrica distribuita) e taglie comprese fra 1 e 6 MW, mentre le altre tipologie sono scarsamente utilizzate.

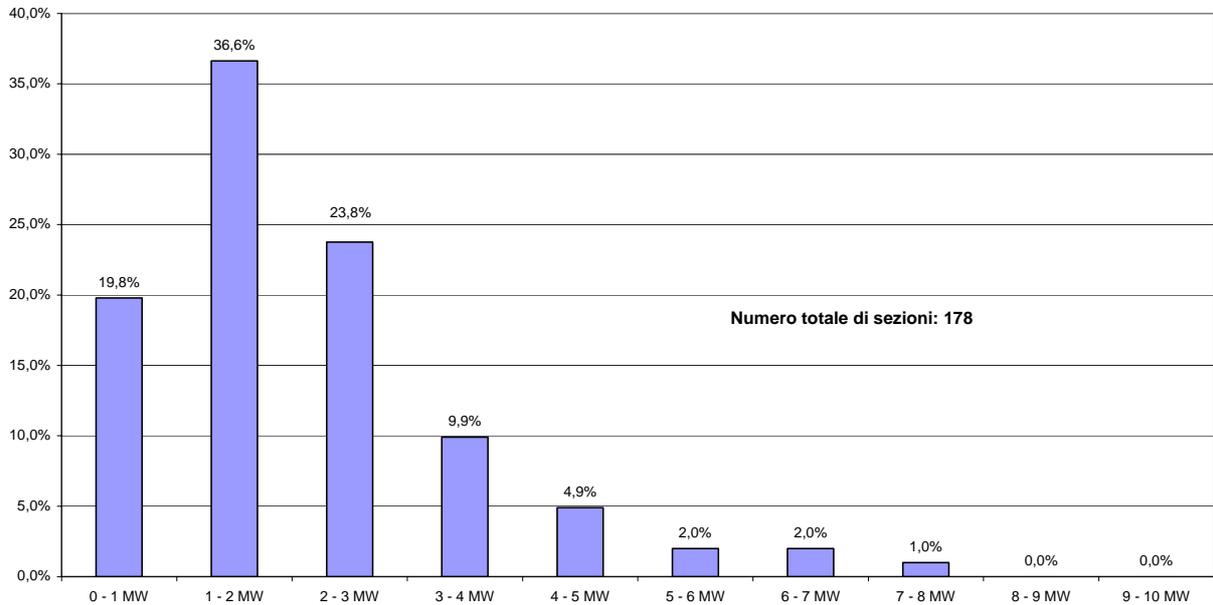


**Figura 2.26:** Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

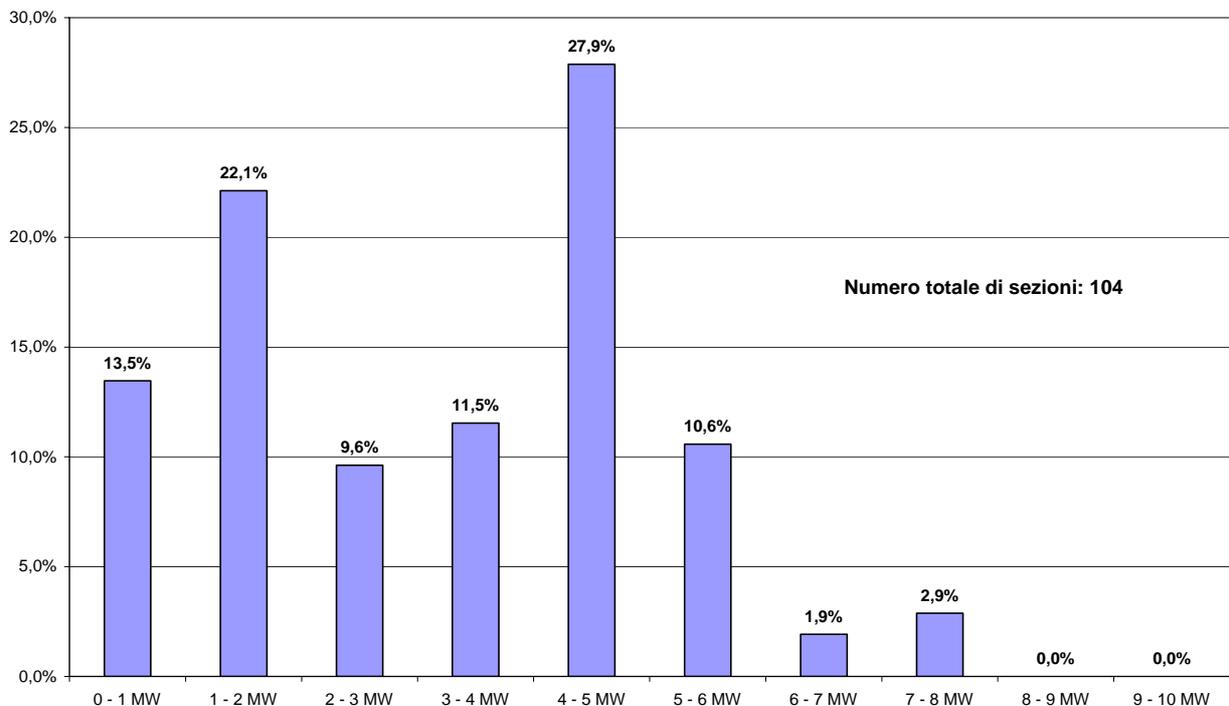


**Figura 2.27:** Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

Nel caso di impianti per la produzione combinata, invece, l'impiego delle turbine risulta molto diffuso, soprattutto nelle configurazioni di **impianti in contropressione** (circa il 13% del totale della potenza termoelettrica distribuita e il 10%, poco più di 0,65 TWh, della produzione lorda da termoelettrico distribuito) con taglie dei motori primi per lo più sotto i 4 MW (figura 2.28) e di **impianti turbogas** (19,5% del totale potenza termoelettrica distribuita e 27%, poco più di 1,7 TWh, della produzione lorda) con taglie dei motori primi per lo più intorno ai 2 e ai 5 MW (figura 2.29).



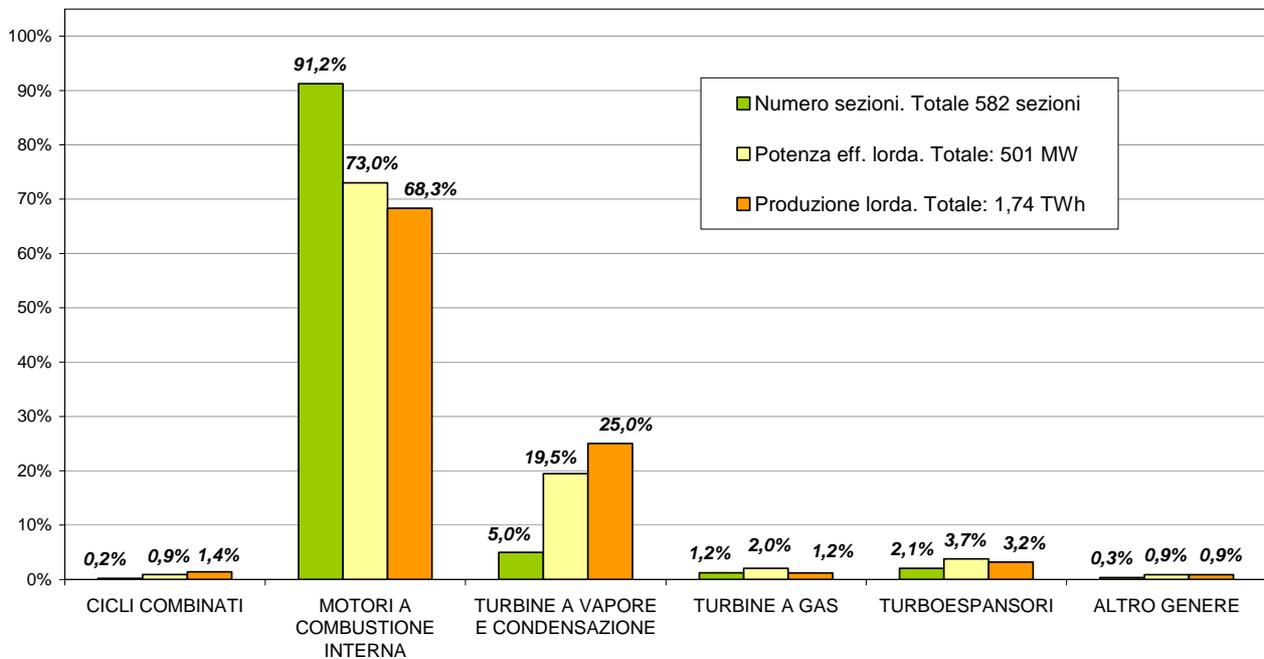
**Figura 2.28:** Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in contropressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD



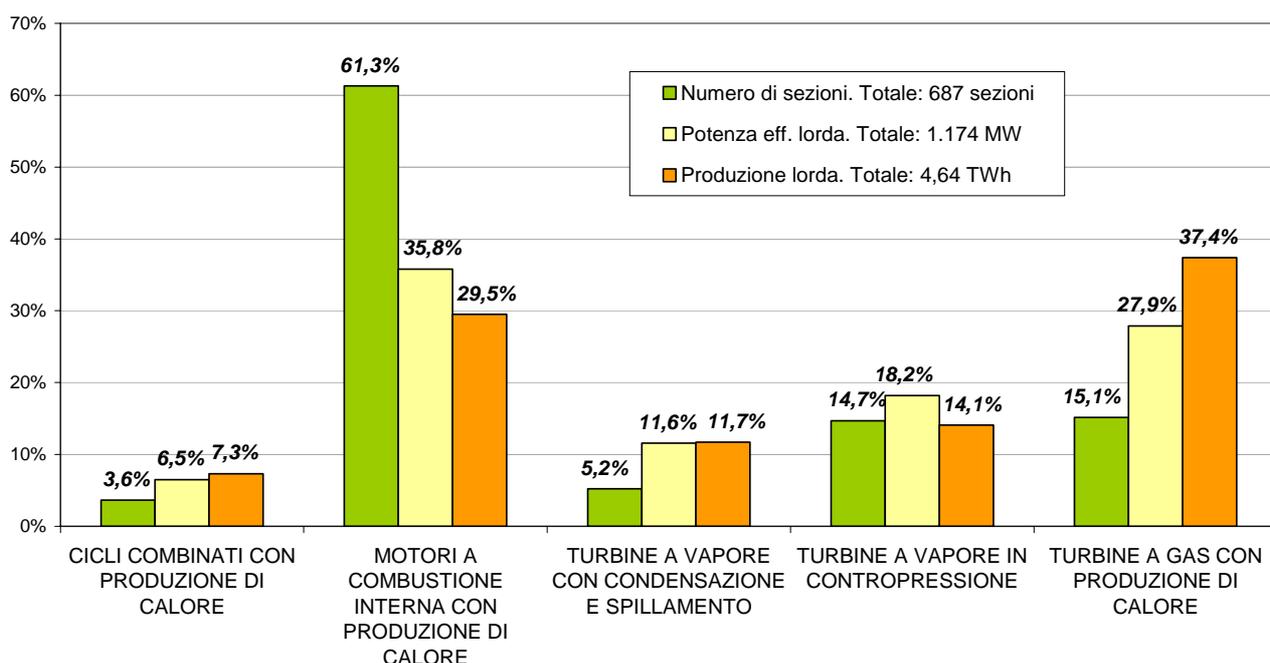
**Figura 2.29:** Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

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

Le seguenti figure 2.30 e 2.31 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.

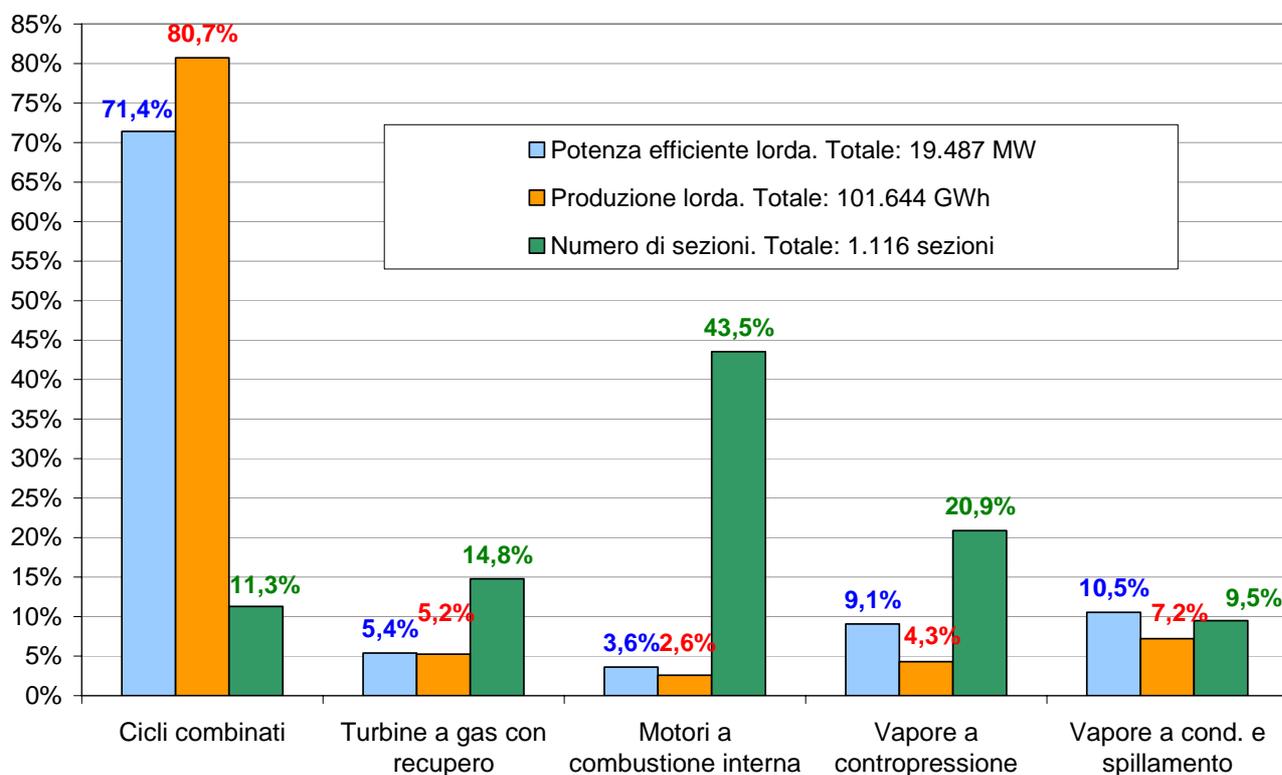


**Figura 2.30:** Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD



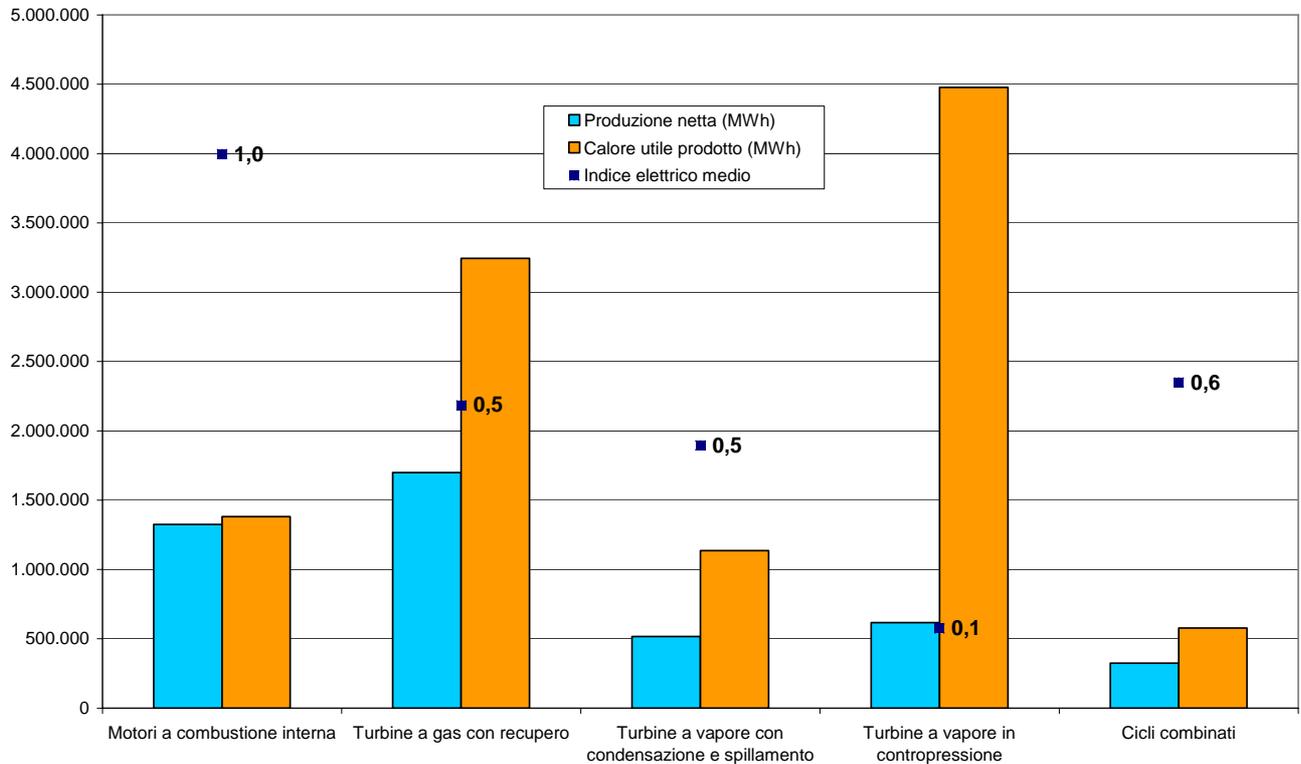
**Figura 2.31:** Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

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 2.32) dalla quale emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

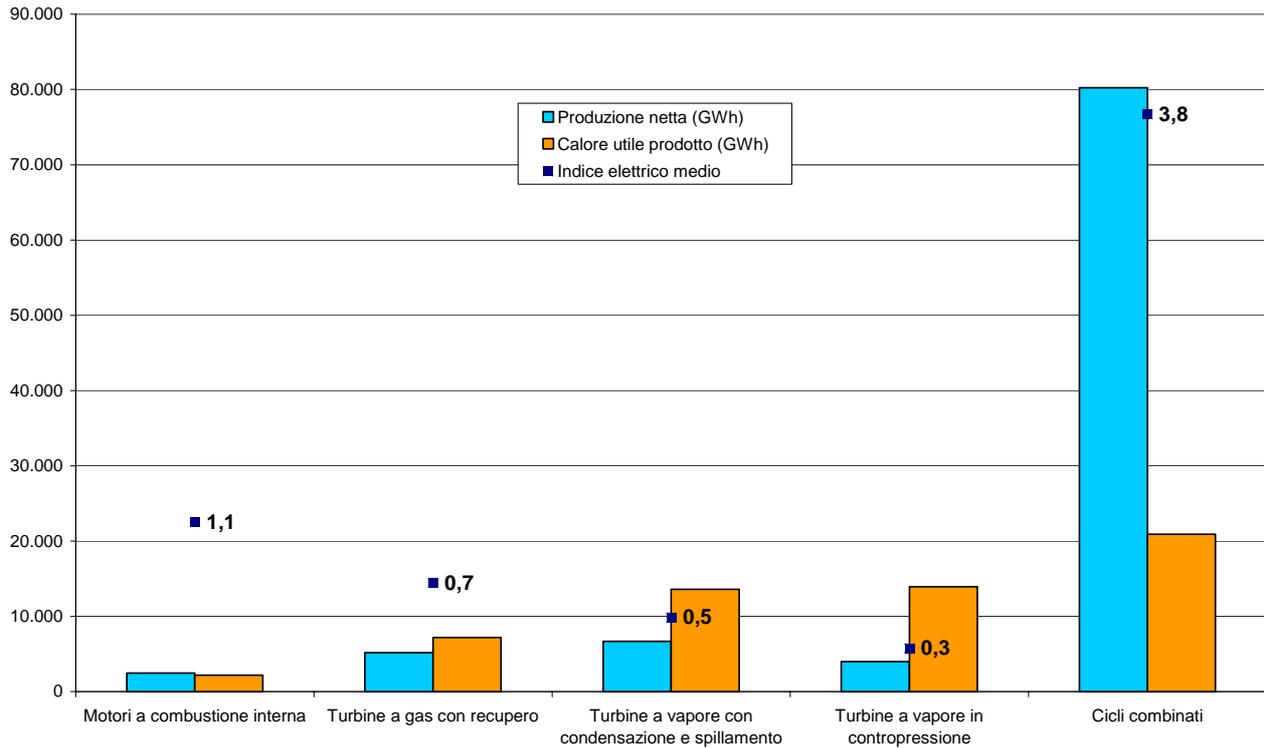


**Figura 2.32:** Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano

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 2.33) e nel caso globale nazionale (figura 2.34).



**Figura 2.33:** Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD



**Figura 2.34:** *Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano*

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

## 2.3 La Piccola generazione

L'analisi presentata nel paragrafo 2.3.1 fa riferimento esclusivamente ai dati forniti da Terna, quindi tutti i dati (numero di impianti, potenza efficiente lorda e produzione) sono, di fatto, al netto dei valori riferiti agli impianti fotovoltaici incentivati in "conto energia": tale distinzione deriva dalla non uniformità e completezza dei dati, anche in riferimento alla modalità di calcolo della produzione incentivata nel caso di impianti fino a 20 kW che accedono al regime di scambio sul posto, in quanto l'incentivazione in "conto energia" viene riconosciuta per l'energia elettrica prodotta e contestualmente autoconsumata e per l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata in conformità alla disciplina dello scambio sul posto prevista dalla deliberazione n. 28/06.

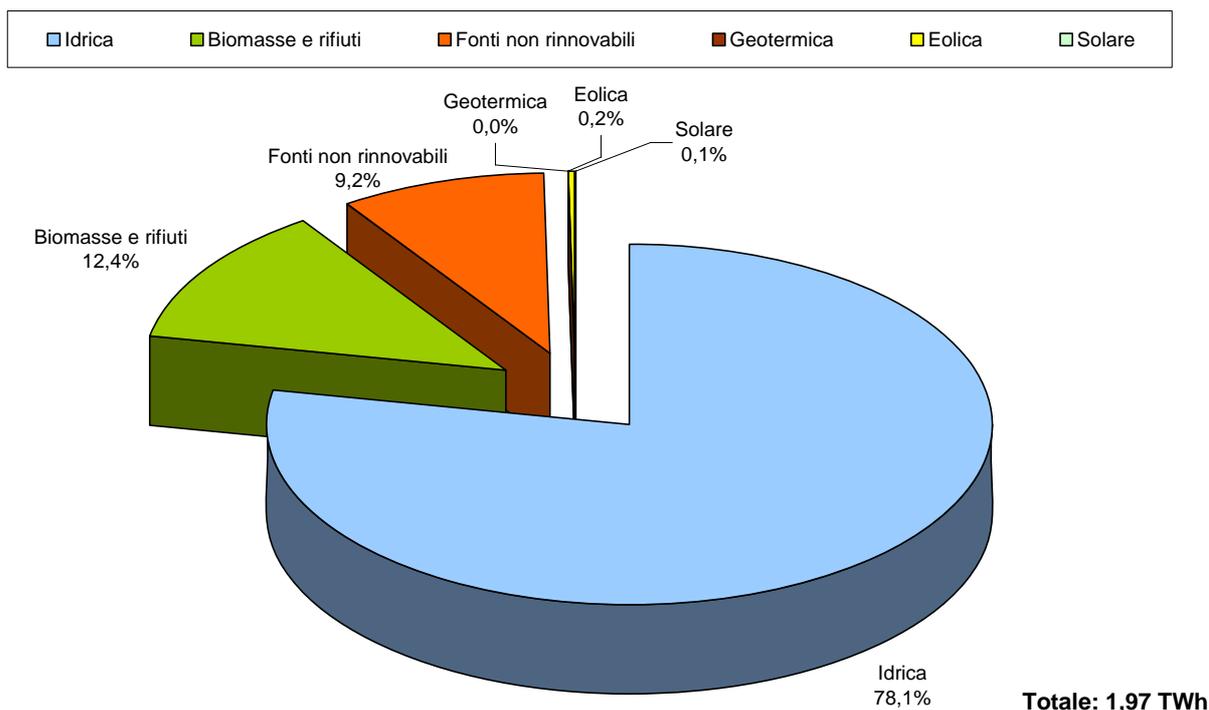
### 2.3.1 Quadro generale

Nel 2006 risultavano installati in Italia 1.508 impianti di PG per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 604 MW (circa il 15% della potenza efficiente lorda da GD) ed una produzione lorda di 1.972 GWh (circa il 14,6% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD).

Di questi 1.508 impianti, 1.177 (circa il 78% del totale) sono idroelettrici, per una potenza efficiente lorda pari a 429 MW (71% del totale PG) ed una produzione lorda di 1.532 GWh (78,1%); 296 sono termoelettrici (poco meno del 20% del totale impianti di PG) con potenza efficiente lorda pari a 159 MW (26,3%) ed una produzione lorda di 434 GWh (21,6%); i restanti sono 22 impianti eolici (circa 12 MW) e 13 impianti fotovoltaici (4 MW circa) che rappresentano in totale poco meno del 3% della potenza efficiente lorda e lo 0,3% della produzione lorda da PG (tabella 2.C e figura 2.35). Agli impianti fotovoltaici si devono aggiungere i 1.389 impianti entrati in esercizio nel 2006 in "conto energia", per una potenza installata di 9 MW e una produzione incentivata di 2,1 MWh.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
<b>Idroelettrici</b>	1.177	429	1.532.143	104.486	1.401.831
<i>Biomasse e rifiuti</i>	105	64	242.792	14.468	220.306
<i>Fonti non rinnovabili</i>	187	92	181.295	121.303	54.008
<i>Ibridi</i>	4	3	9.581	7.299	1.322
<b>Totale termoelettrici</b>	296	159	433.668	143.070	275.636
<b>Geotermoelettrici</b>	0	0	0	0	0
<b>Eolici</b>	22	12	4.033	68	3.886
<b>Fotovoltaici</b>	13	4	1.797	16	1.779
<b>TOTALE</b>	<b>1.508</b>	<b>604</b>	<b>1.971.642</b>	<b>247.641</b>	<b>1.683.132</b>

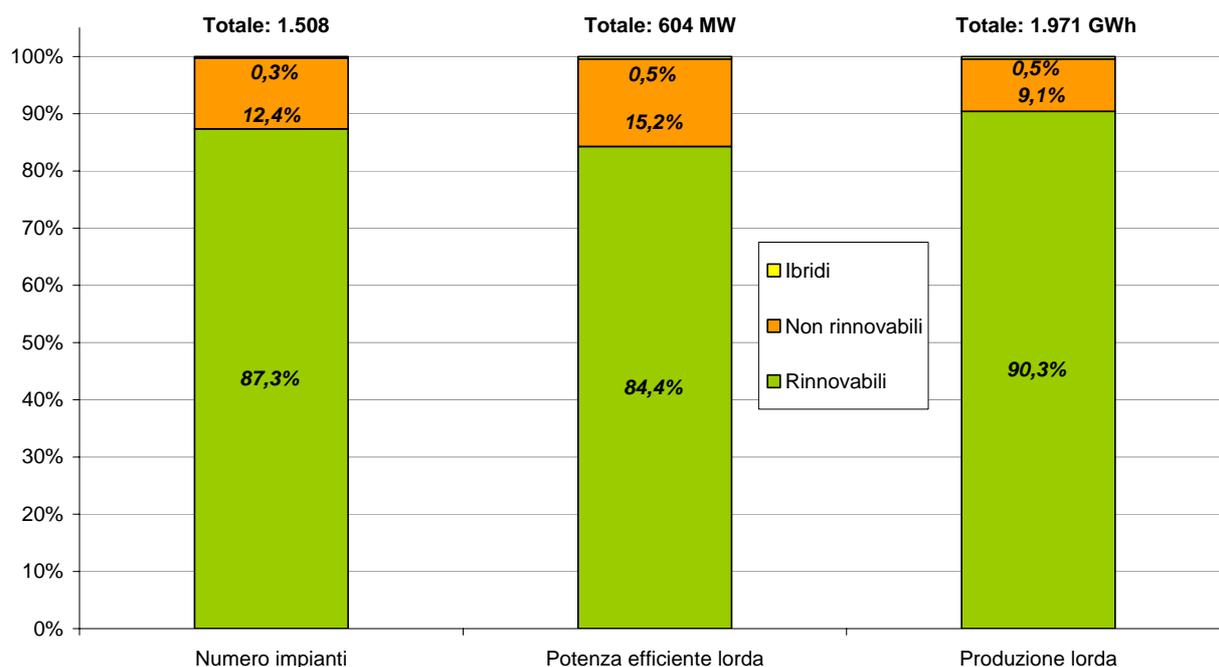
Tabella 2.C: Impianti di PG



**Figura 2.35:** *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG*

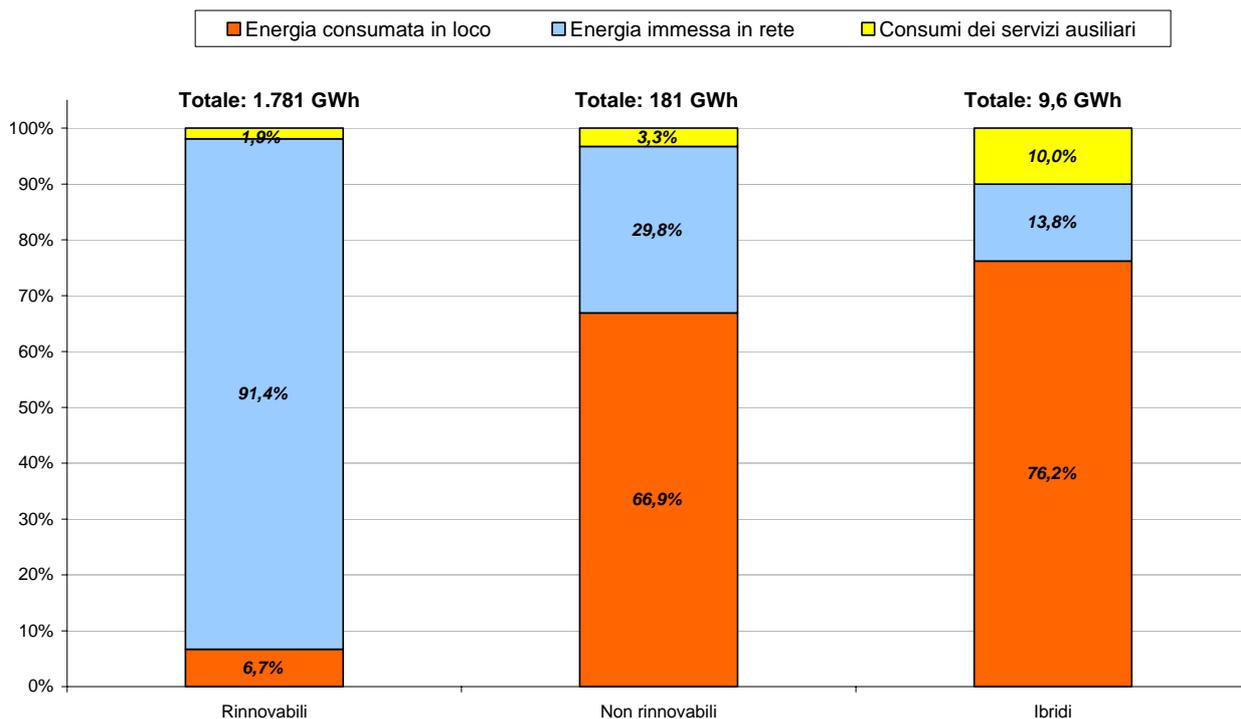
Si osserva un mix molto diverso da quello che caratterizza la GD ([figura 2.1](#)) e ancor più spostato verso la produzione da fonte idrica (78,1%) con una riduzione invece dell'incidenza delle fonti non rinnovabili (9,2%), mentre il contributo delle biomasse e dei rifiuti si riduce, ma non di molto, attestandosi al 12,4% della produzione da PG ([figura 2.35](#)).

Complessivamente quindi circa il 91% della produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili (circa il 68% per la GD), con percentuali molto elevate relativamente alla potenza efficiente lorda (84,4%) e al numero di impianti (84,9%), a fronte di uno scenario nazionale in cui la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 18,7% dell'intera produzione nazionale ([figura 2.36](#)).

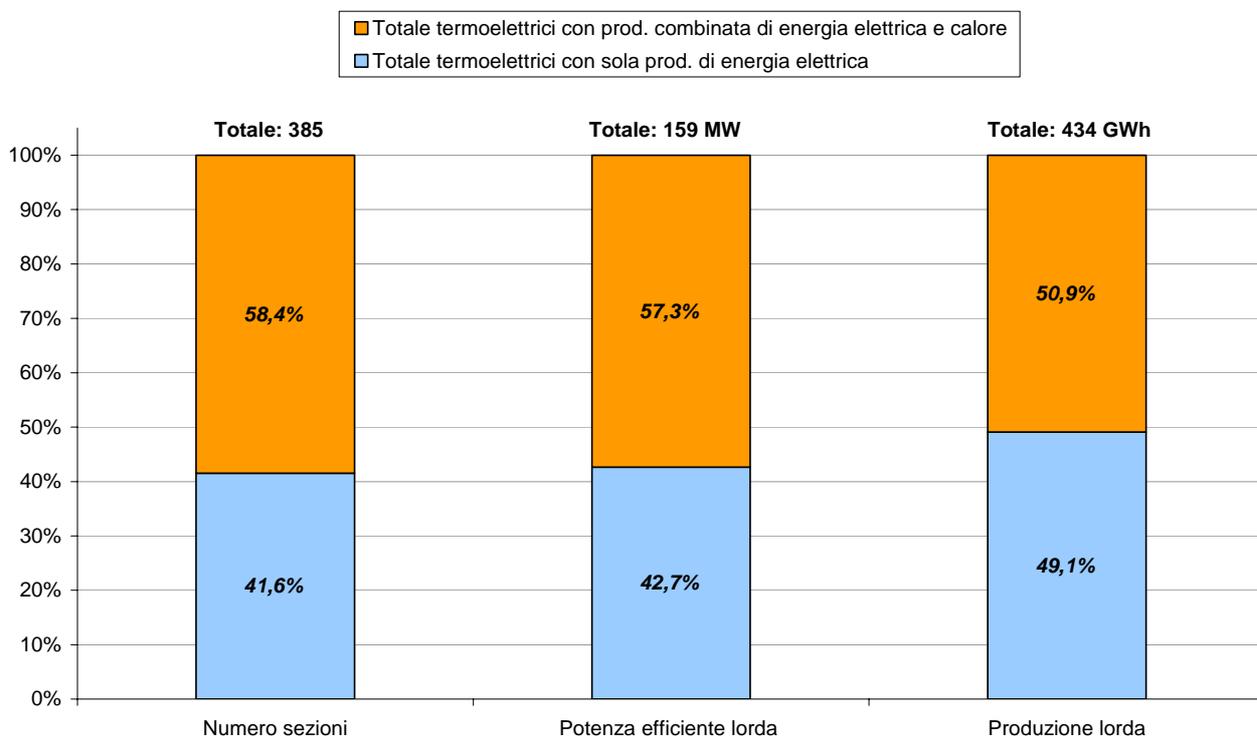


**Figura 2.36:** Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili e impianti ibridi nella PG

Dell'intera **produzione lorda** da PG poco meno del 13% è **consumata in loco**, mentre poco più dell'85% è immessa in rete e il restante 2% è destinato ai servizi ausiliari di produzione; globalmente quindi rispetto alla GD aumenta la quota di energia elettrica che viene immessa in rete. Tale considerazione è in linea con l'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, energia 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 33% medio, fino a raggiungere nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili percentuali di circa il 70%, 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 2.C e figura 2.37). Tutto ciò conferma quanto già detto nel paragrafo 2.2 a proposito dei criteri di sviluppo delle diverse tipologie impiantistiche caratteristiche della PG e della GD. Inoltre nell'ambito del termoelettrico si osserva una riduzione, rispetto alla GD, della percentuale di impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore (figura 2.38), sia in termini di potenza che di produzione di energia elettrica.

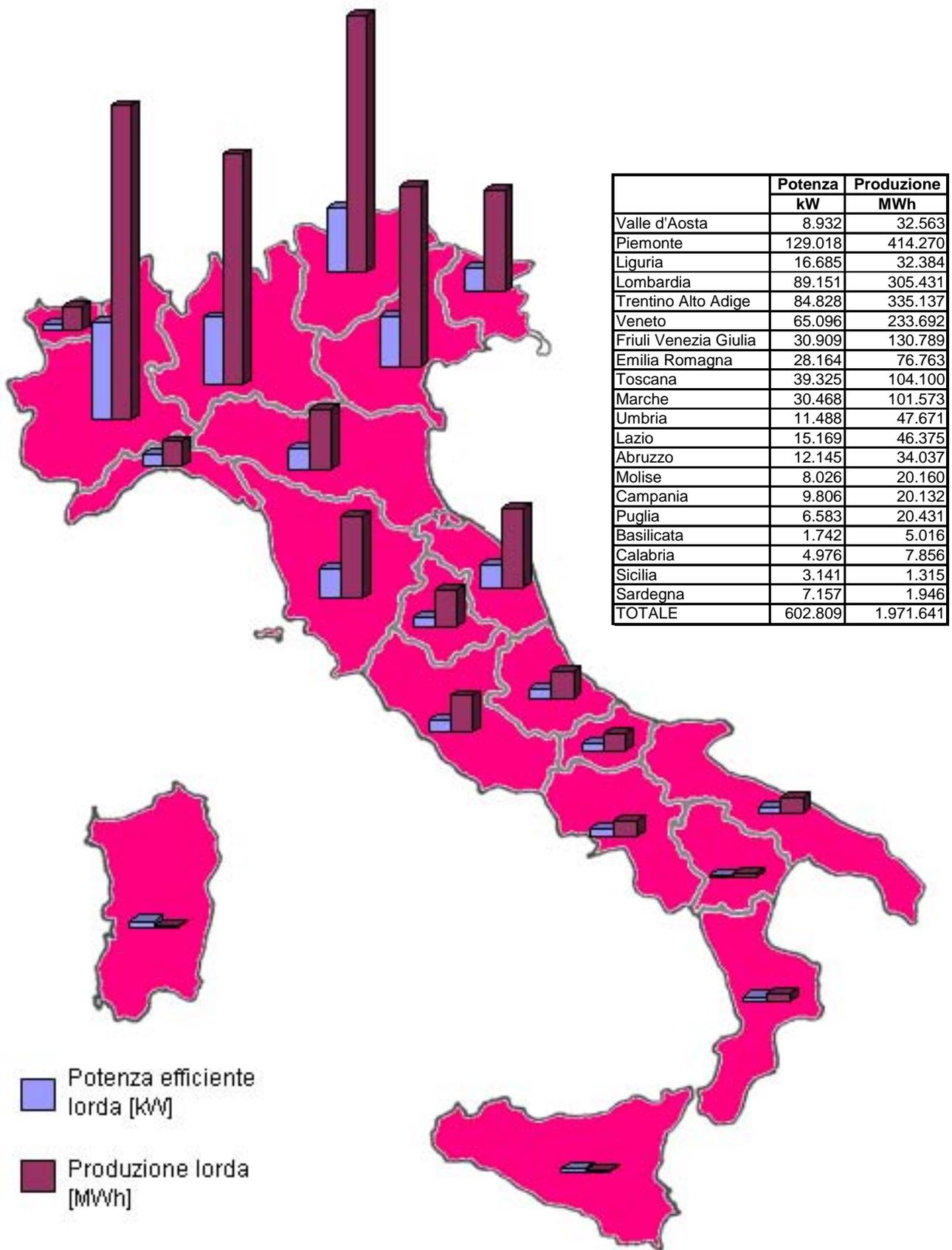


**Figura 2.37:** Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili e per impianti ibridi)

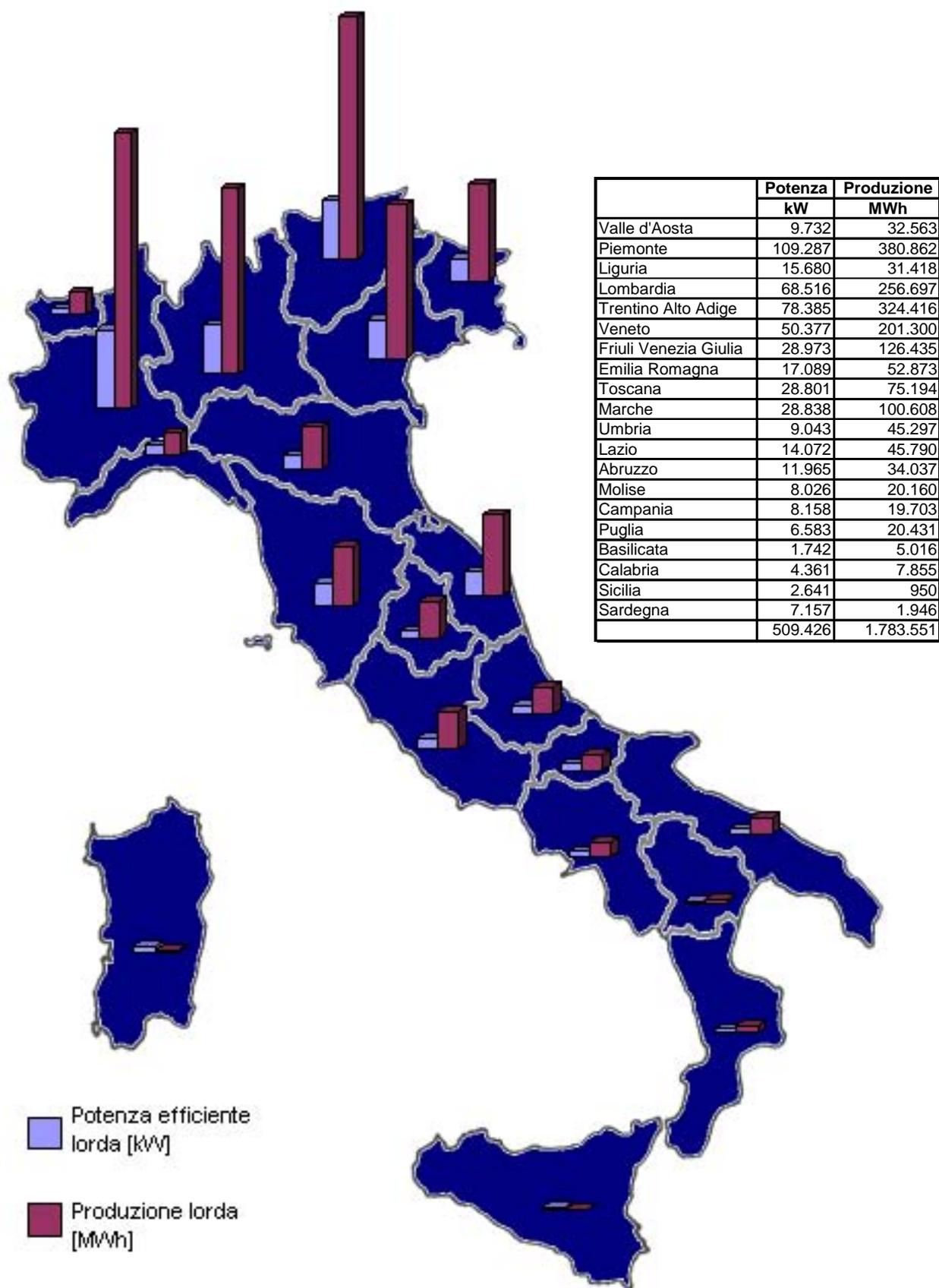


**Figura 2.38:** Impianti termoelettrici nell'ambito della PG.

Di seguito si riportano i grafici con la distribuzione degli impianti di PG in Italia in termini di potenza e di energia (figure 2.39) e degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figure 2.40).



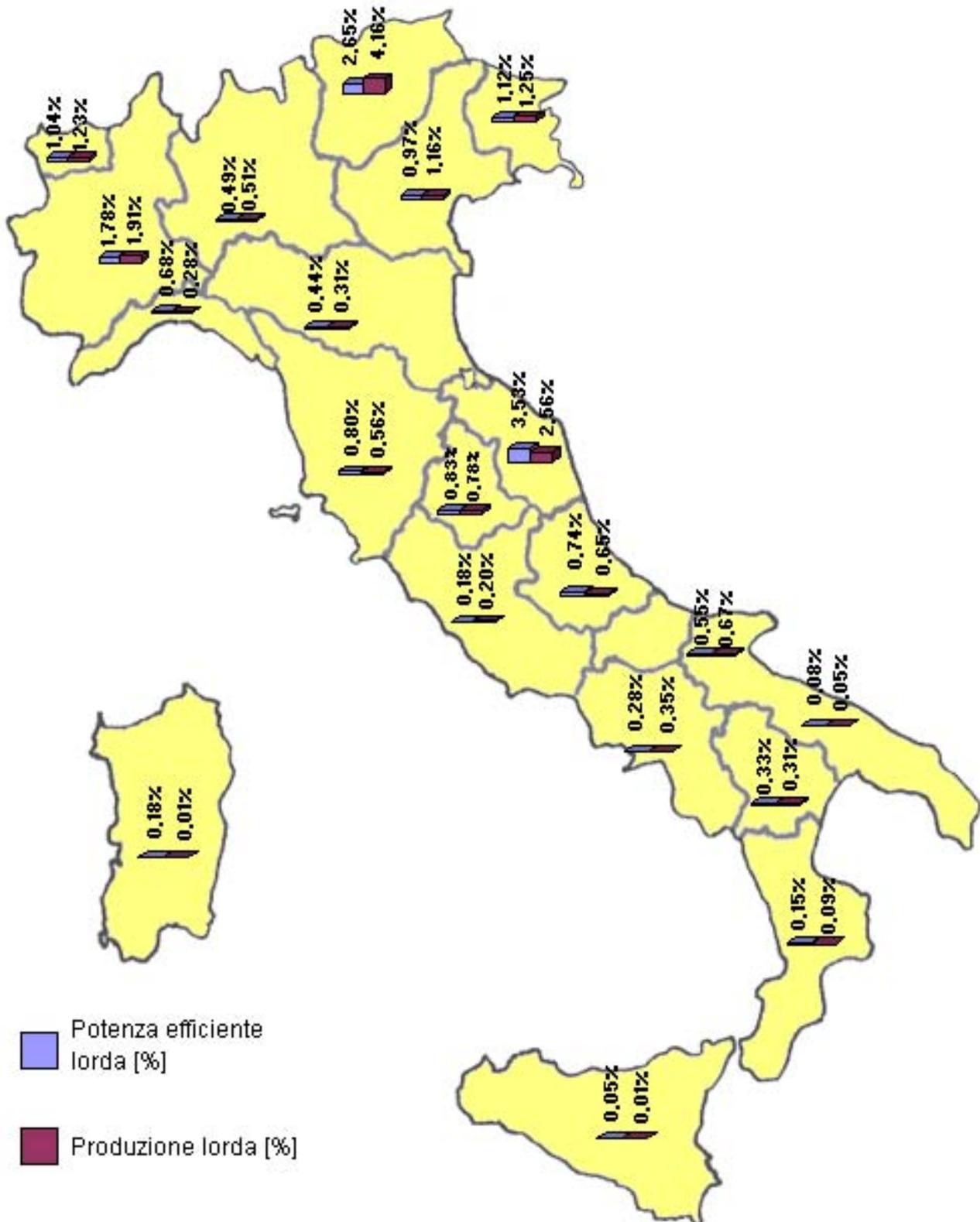
**Figura 2.39:** Dislocazione degli impianti di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 604 MW; Produzione lorda totale: 1.972 GWh)



**Figura 2.40:** Dislocazione degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 509 MW; Produzione lorda totale: 1.781 GWh)<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Il dato di energia prodotta da fonti rinnovabili non comprende l'energia elettrica da rinnovabili prodotta negli impianti ibridi.

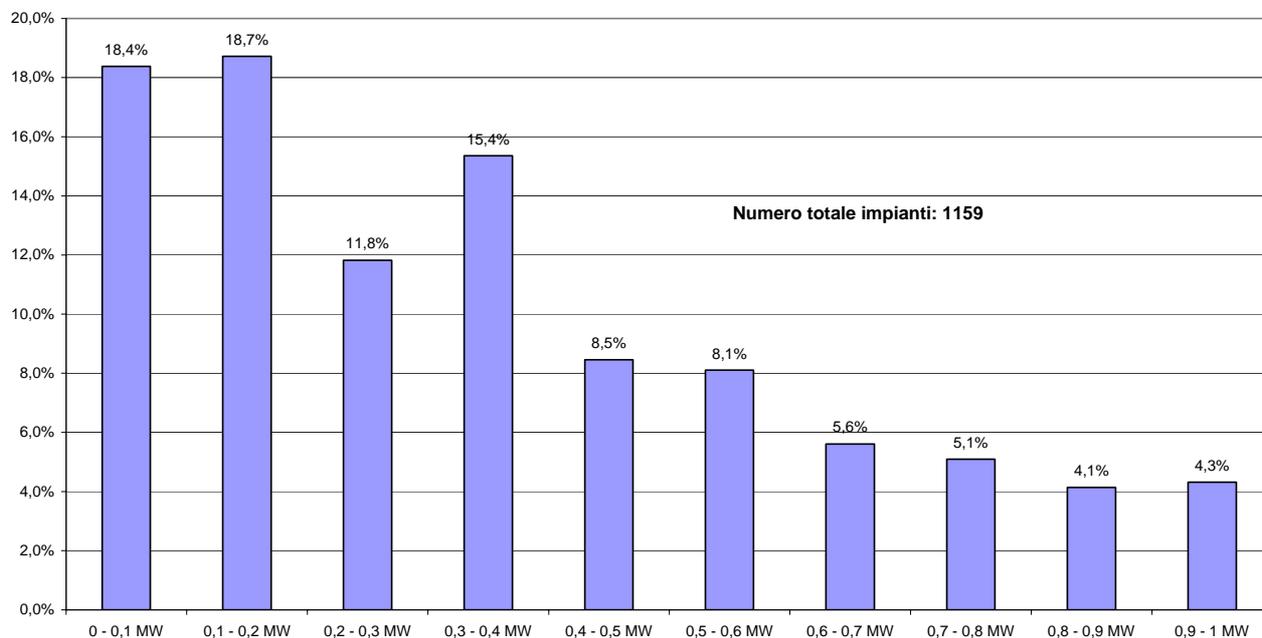
Infine la [figura 2.41](#) descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della PG in Italia rispetto al totale Italia. Il confronto è effettuato su base regionale.



**Figura 2.41:** Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale

### 2.3.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della PG

Così come avviene nella GD, anche nell'ambito della PG la fonte più sfruttata in Italia è quella idrica. Infatti, con riferimento ai dati 2006, circa il 71% della potenza efficiente lorda utilizza questa fonte producendo circa 1.532 GWh di energia elettrica (circa il 78% dell'intera produzione lorda da impianti di PG). Si nota inoltre che, nonostante il numero di impianti idroelettrici da PG rappresenti poco 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 poco più del 23% della produzione totale italiana da idroelettrico distribuito. Naturalmente l'incidenza degli impianti ad acqua fluente risulta ancor maggiore nell'ambito della PG rispetto a quanto riscontrato nell'analisi dell'idroelettrico sotto i 10 MVA. Infatti quasi il 99% degli impianti sono ad acqua fluente (1.159 impianti), mentre poco più dell'1% rientrano nelle restanti tipologie impiantistiche (5 impianti a bacino e 13 a serbatoio), con percentuali in riferimento alla produzione elettrica pari allo 0,8% e alla potenza efficiente lorda pari all'1,4%. Inoltre, anche con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate, come si può notare dalla [figura 2.42](#), la maggior parte degli impianti ad acqua fluente è concentrata sotto i 400 kW.



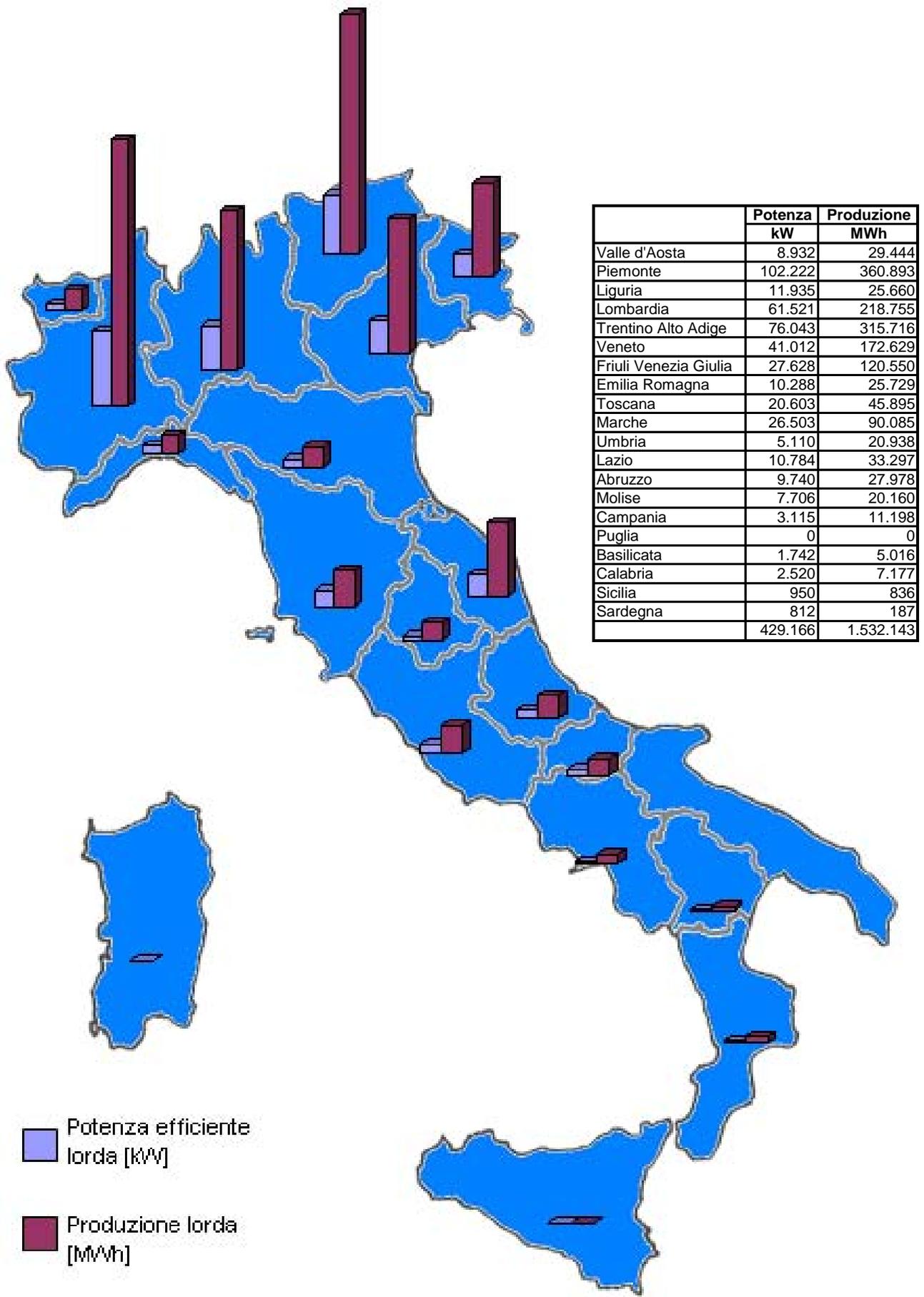
**Figura 2.42:** Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG

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

Infine, analizzando la PG all'interno della più ampia categoria della GD si nota che gli **impianti ad acqua fluente** con potenza inferiore ad 1 MW rappresentano circa il 70% degli impianti ad acqua fluente da GD e contribuiscono a produrre circa il 26% dell'intera produzione idroelettrica da acqua fluente da GD e poco meno del 23% dell'intera produzione da idroelettrico distribuito, confermando ancora una volta che la PG e più in generale la GD, permettono lo sfruttamento delle risorse

energetiche rinnovabili marginali in termini di entità e di dislocazione, risorse che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Passando poi ad analizzare la **distribuzione** degli impianti idroelettrici **sul territorio nazionale** si nota che nel nord Italia è concentrato circa il 79,1% della potenza efficiente lorda, che fornisce poco meno dell'83% della produzione nazionale da piccolo idroelettrico. Questa produzione, dovuta essenzialmente ad impianti ad acqua fluente, è concentrata soprattutto in Piemonte (23,6%), in Trentino Alto Adige (20,6%) ed in Lombardia (14,3%) che insieme forniscono più del 58% dell'energia elettrica prodotta da piccolo idroelettrico dislocato in Italia. In particolare, osservando le cartine riportanti la distribuzione della potenza efficiente lorda e della produzione lorda da idroelettrico nelle varie province italiane, si nota che la produzione è fortemente concentrata lungo l'arco alpino e quindi nelle province italiane più ricche di risorse idriche: Torino, Cuneo, Aosta, Verbania, Bergamo, Brescia, Trento, Bolzano e Udine. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste, come d'altronde nel caso della GD, ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione della disponibilità di corsi d'acqua. In particolare si registra una produzione del 15,6% nel centro Italia e meno del 2% nel sud e nelle isole (figura 2.43).

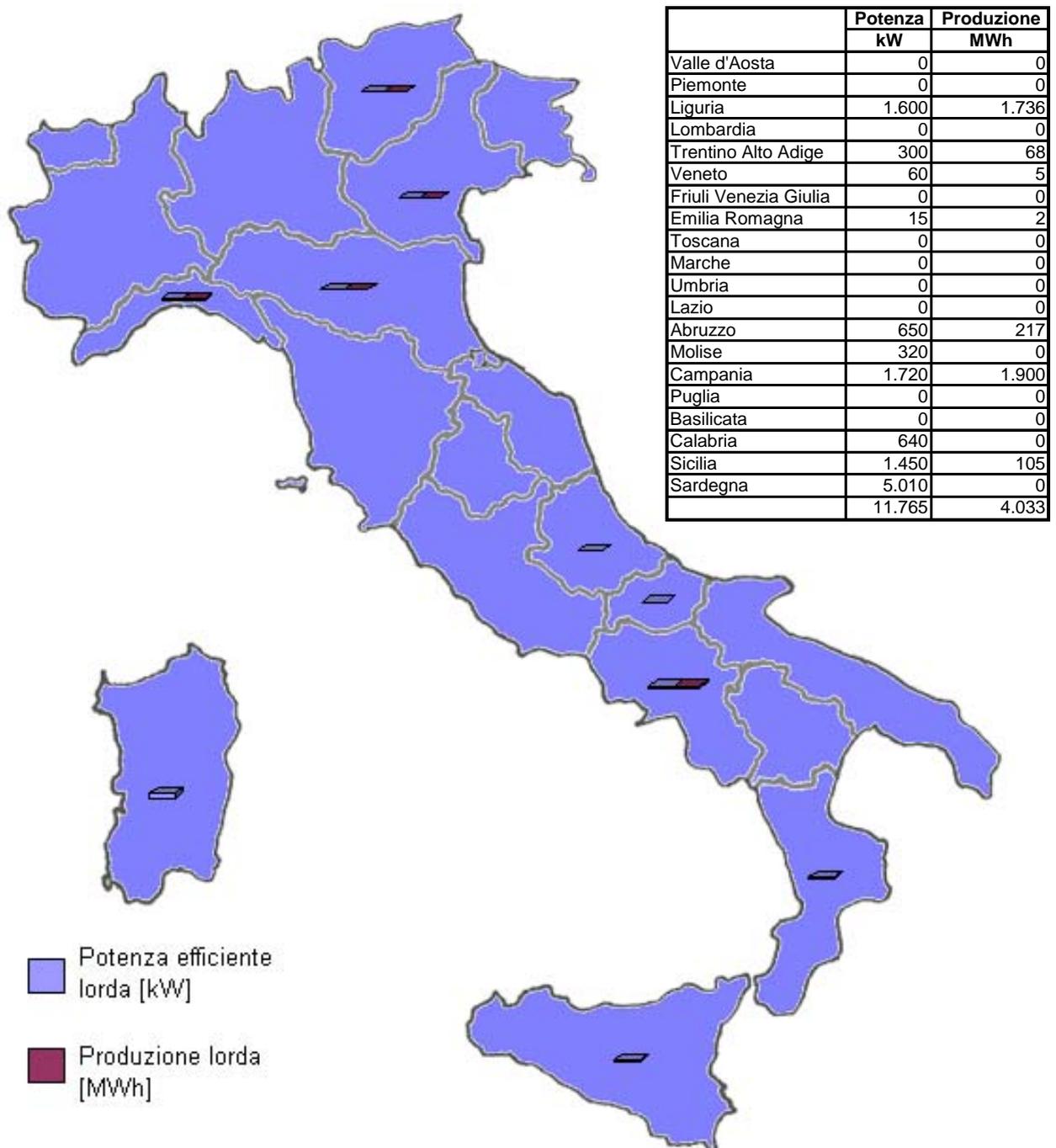


**Figura 2.43:** Dislocazione degli impianti idroelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 429 MW; Produzione lorda totale: 1.532 GWh)

### 2.3.3 Gli impianti eolici e fotovoltaici nella PG

Per quanto riguarda gli impianti eolici vale quanto già detto nel paragrafo 2.2.3 relativo alla GD; in particolare si nota che il numero degli impianti eolici fino a 1 MW è il 23,4% del totale eolico da GD e la potenza eolica installata in PG è poco meno del 4% di quella installata in GD, sebbene producano meno dello 0,9% della produzione lorda da eolico sotto i 10 MVA. Analizzando la figura 2.44 si possono fare considerazioni analoghe a quelle fatte nell'ambito della GD.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici si rimanda al paragrafo 2.2.4 relativo alla GD, soprattutto con riferimento ai dati del GSE sugli impianti incentivati in "conto energia" in quanto sono tutti impianti di potenza inferiore a 1 MW e quindi rientranti anche nelle analisi relative alla PG.



**Figura 2.44:** Dislocazione degli impianti eolici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 12 MW; Produzione lorda totale: 4 GWh)

### **2.3.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della PG**

Analizzando il settore termoelettrico, emerge che in Italia, con riferimento al 2006, sono in esercizio 296 impianti di potenza fino a 1 MW (nel complesso 385 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 159 MW.

Su 385 sezioni termoelettriche, 143 sono alimentate da biomasse, biogas e rifiuti per complessivi 65 MW circa, 237 sezioni sono alimentate da fonti non rinnovabili per complessivi 92 MW circa (di cui 1,6 MW in grado di essere alimentati con più combustibili, per un totale di 2 sezioni) e 5 sono sezioni ibride per circa 2,3 MW.

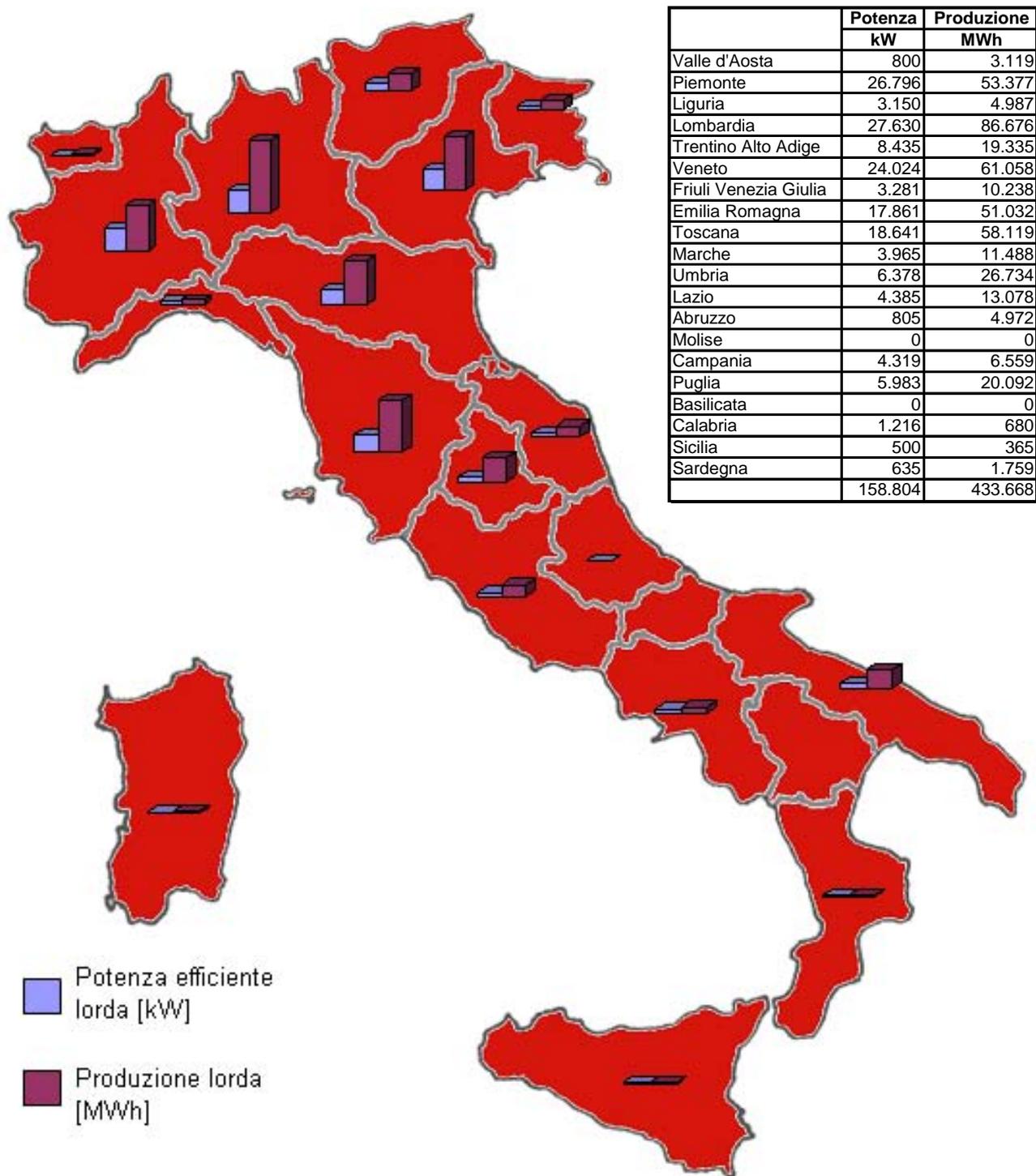
Complessivamente, quindi, in termini di potenza efficiente lorda, poco meno del 58% del parco termoelettrico nell'ambito della PG è alimentato da fonti non rinnovabili, poco meno del 41% è alimentato da biomasse o rifiuti ed il resto può essere alimentato da fonti rinnovabili e non rinnovabili (impianti ibridi).

Confrontando questi dati con la totalità degli impianti termoelettrici di GD installati in Italia nel 2006 si osserva che, mentre la potenza termoelettrica da PG non rinnovabile rappresenta poco meno dell'8% del totale termoelettrico distribuito non rinnovabile, la potenza da piccolo termoelettrico rinnovabile rappresenta poco meno del 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 70,5% della potenza termoelettrica e poco meno del 67% della produzione da PG presente nel nostro Paese è concentrata nel nord Italia, ed in particolare in Lombardia (17,4%), Piemonte (16,9%), Veneto (15,1%) ed Emilia Romagna (11,3%), con produzioni rispettivamente del 20%, 12%, 14% e 12% rispetto alla produzione di energia elettrica nazionale da piccolo termoelettrico (circa 434 GWh). Inoltre osservando le cartine relative alla potenza e alla produzione da piccolo termoelettrico spiccano le province di Torino, Brescia, Bolzano e Treviso.

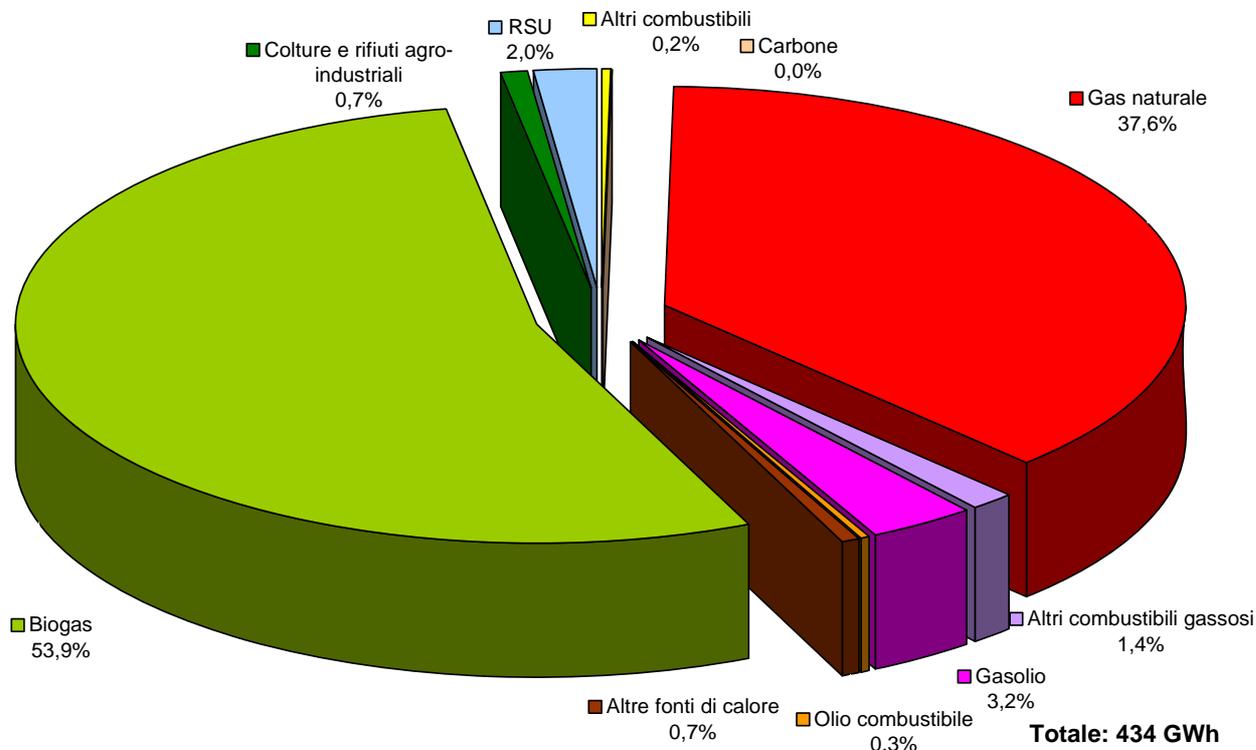
Nel centro Italia invece è installato il 21,5% della potenza nazionale e si produce poco più del 26% della produzione termoelettrica da PG. In particolare si evidenziano forti produzioni in Toscana (13,4% del totale nazionale da piccolo termoelettrico) e Umbria (6,2%), concentrata nella sola provincia di Perugia. Il restante 7% della produzione nazionale (l'8% in potenza), invece, è prodotto nel sud e nelle isole ed in particolare si concentra in Puglia (4,6% della produzione nazionale) e in Campania (1,5%) (figura 2.45).



**Figura 2.45:** Dislocazione degli impianti termoelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 159 MW; Produzione lorda totale: 434 GWh)

Considerando poi le fonti di energia primaria utilizzate per la **produzione di energia elettrica** si può osservare che, dei complessivi 434 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da PG, circa il 37,6% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, poco più del 5% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, meno dell'1% utilizzando altre fonti di calore ed il restante 56,6% utilizzando biomasse, biogas e rifiuti (riassumendo il 43,4% della produzione è ottenuto da fonti non rinnovabili e il 56,6% tramite fonti rinnovabili), figura 2.46. Un mix di fonti primarie, quindi, abbastanza diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD in Italia (figura 2.21).

Complessivamente, quindi, circa 188 GWh di energia elettrica sono prodotti tramite impianti di PG alimentati da fonti non rinnovabili, di cui circa 3,3 GWh sono ottenuti con sezioni policombustibile fossile e circa 9 GWh con sezioni ibride policombustibili. La produzione termoelettrica da fonti rinnovabili è ottenuta, invece, per il 78,9% (circa 194 GWh) dallo sfruttamento dei rifiuti solidi urbani sia in forma gassosa (95,6%), che in forma solida (4,4%).

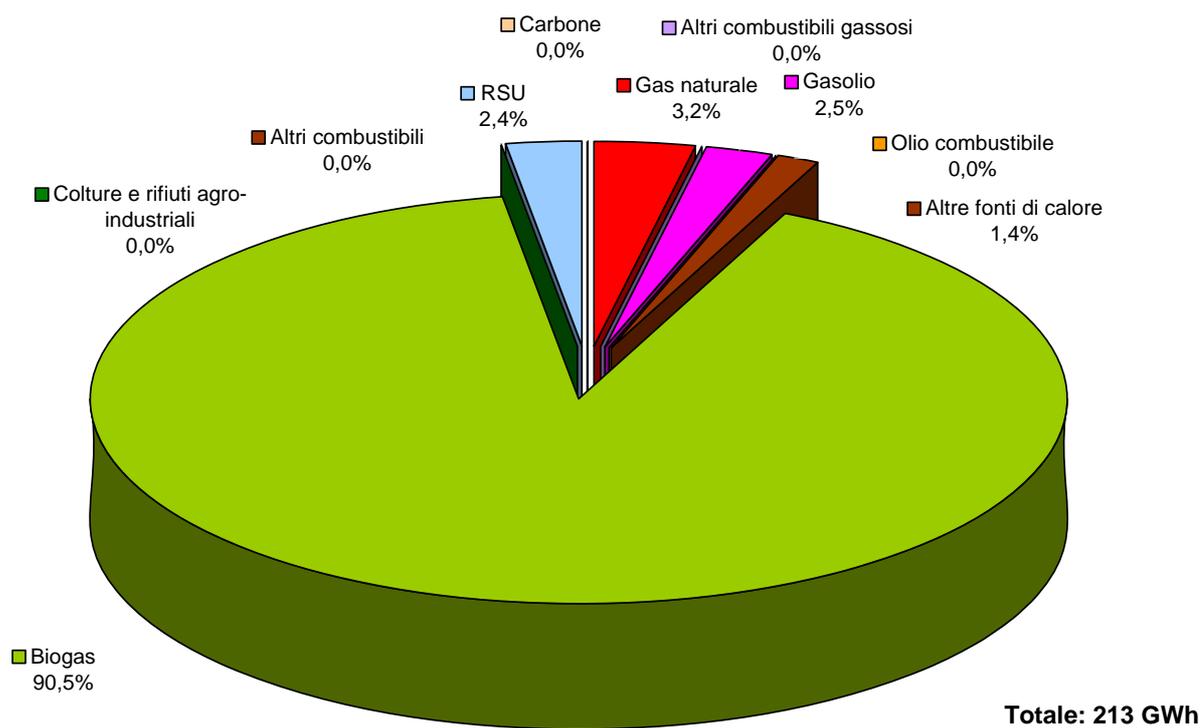


**Figura 2.46<sup>7</sup>:** Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica

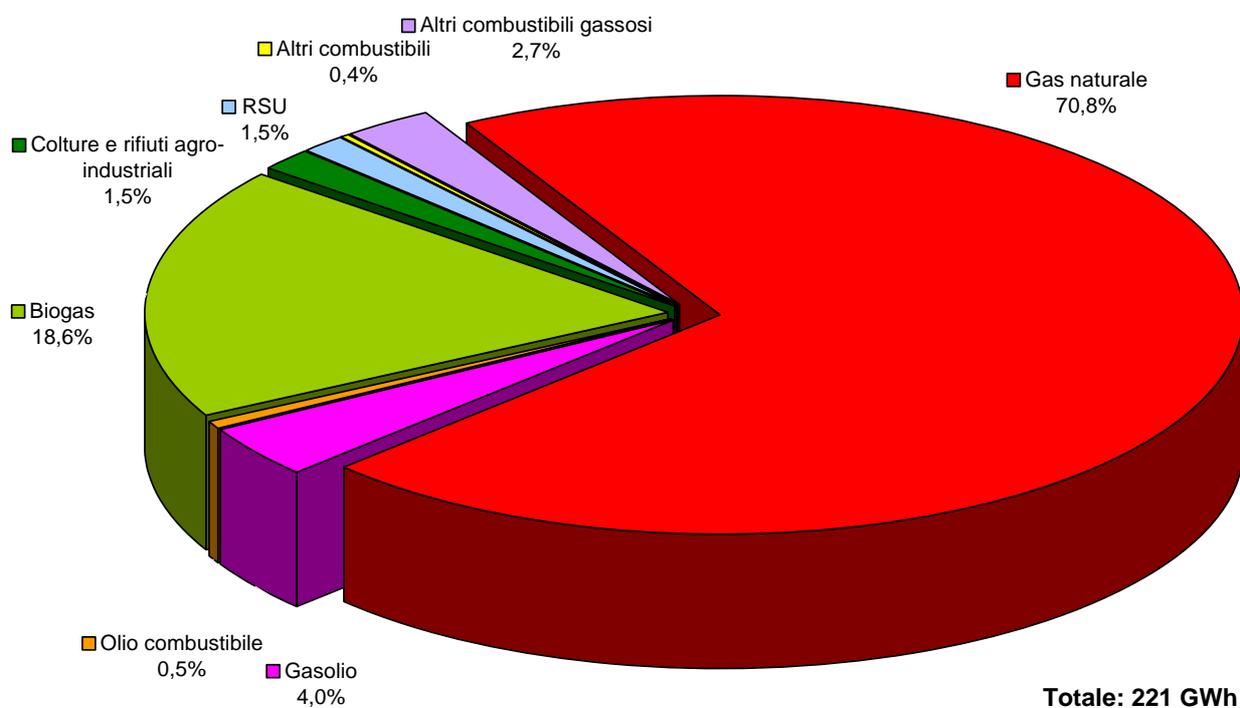
Si osservano differenze sostanziali anche analizzando il mix di fonti primarie utilizzato nell'ambito della PG nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica e di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica quasi il 93% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici prodotta è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili, per lo più biogas da RSU (circa il 75,5% della produzione da termoelettrico distribuito non combinato), e il restante 7% è prodotto tramite altre fonti di calore (1,4%) e prodotti petroliferi (5,6%), sostanzialmente gas naturale (3,2%) e gasolio (2,4%), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (78,4%), per lo più gas naturale (70,8%), mentre le fonti rinnovabili sono utilizzati per produrre il restante poco meno del 22% della produzione elettrica da termoelettrico combinato (figure 2.47 e 2.48).

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 2.47 e 2.48 con le figure 2.23 e 2.24 si nota, soprattutto nel caso di sola produzione di energia elettrica, un consistente utilizzo dei combustibili rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica.



**Figura 2.47<sup>7</sup>:** *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

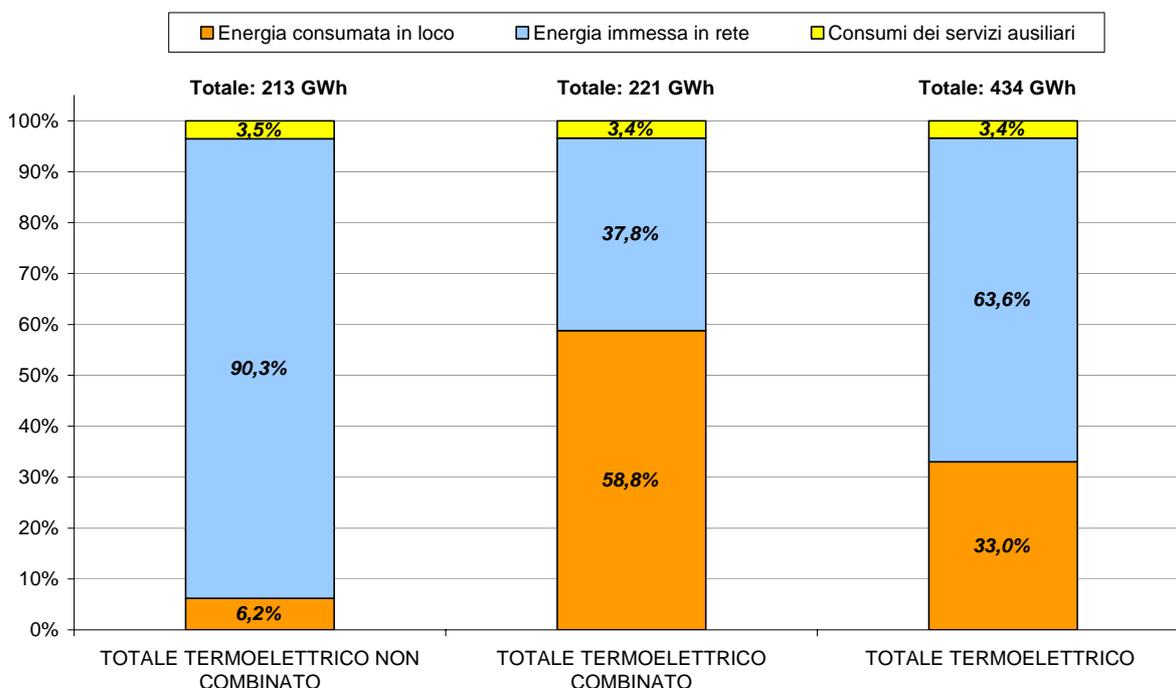


**Figura 2.48<sup>7</sup>** *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Nell'ambito della PG, sul piano regionale le percentuali relative alla produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili si attestano intorno ai valori medi nazionali (43,4% della produzione totale da piccolo termoelettrico) con le uniche eccezioni di alcune tra le regioni più industrializzate del nord, cioè Piemonte (62,5%), Lombardia (56,2%), Trentino Alto Adige (55,4%) e Veneto (53,1%), dove la produzione da fonti non rinnovabili raggiunge valori molto più elevati. Nel nord viene infatti prodotto circa l'82% dell'energia elettrica da piccolo termoelettrico non rinnovabile (circa 154 GWh), mentre la produzione da fonti rinnovabili è di circa 135 GWh e rappresenta il 55% della produzione da piccolo termoelettrico rinnovabile nazionale. Nel resto d'Italia la produzione di energia elettrica è invece quasi esclusivamente dovuta all'utilizzo di biomasse, biogas e rifiuti con percentuali intorno all'80-90% che in alcune regioni raggiungono il 100%. Uniche eccezioni la Toscana che produce circa 58 GWh utilizzando equamente fonti non rinnovabili e rinnovabili e la Sicilia che produce circa 0,4 GWh utilizzando unicamente gasolio.

Altro aspetto molto interessante è il rapporto fra la **produzione consumata in loco** e quella immessa in rete. Se, infatti, globalmente nel termoelettrico da PG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari a circa il 33% 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 67,5% (il 96,8% nel caso di impianti policombustibile). Viceversa, nel caso di impianti utilizzando fonti rinnovabili, le percentuali di energia prodotta e consumata in loco sono sensibilmente inferiori, attestandosi intorno ad un valore medio di circa il 6,5% della produzione lorda da termoelettrico rinnovabile.

Emergono differenze anche tra impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è circa il 6% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta poco meno del 58% del totale prodotto (figura 2.49).



**Figura 2.49:** Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG

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

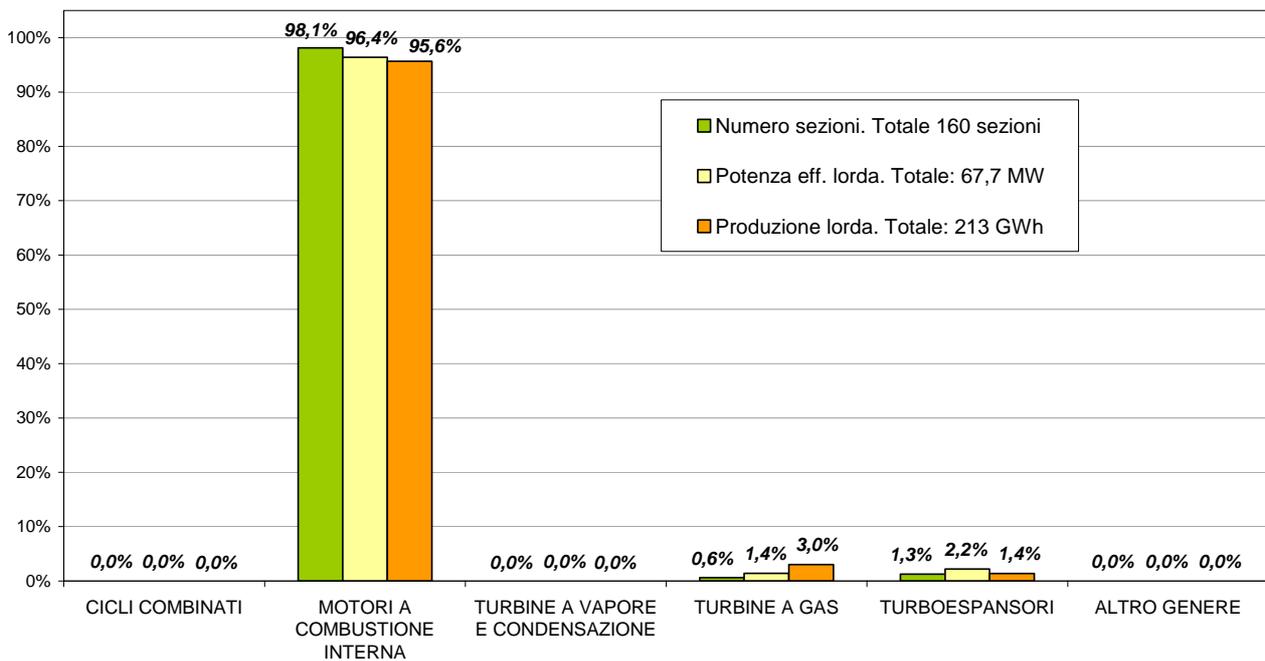
Anche per quanto riguarda i **fattori di utilizzo** si possono mettere in evidenza elementi che riflettono le caratteristiche operative dei vari impianti e delle fonti primarie da essi utilizzate. In particolare si nota che, mentre nel caso del termoelettrico rinnovabile i fattori di utilizzo si attestano tra le 3.500 e le 5.000 ore annue, nel caso di produzione da impianti che utilizzano fonti non rinnovabili variano tra le 1.500 e le 3.000 ore.

Si osserva che nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili i fattori di utilizzo sono confrontabili ed in alcuni casi superiori a quelli registrati per il termoelettrico rinnovabile da GD. Inoltre anche nel piccolo termoelettrico rinnovabile si nota una certa differenza tra produzione combinata e produzione non combinata, con gli impianti appartenenti alla prima categoria (produzione combinata di energia elettrica e calore) che presentano fattori di utilizzo superiori anche del 20% rispetto a quelli appartenenti alla seconda categoria (produzione di sola energia elettrica). Questa disparità si accentua ancor di più nel piccolo termoelettrico alimentato da fonti non rinnovabili dove i fattori di utilizzo degli impianti con produzione combinata (intorno alle 3.000 ore) risultano addirittura essere quasi il doppio di quelli caratteristici degli impianti con sola produzione di energia elettrica (intorno alle 1.500 ore).

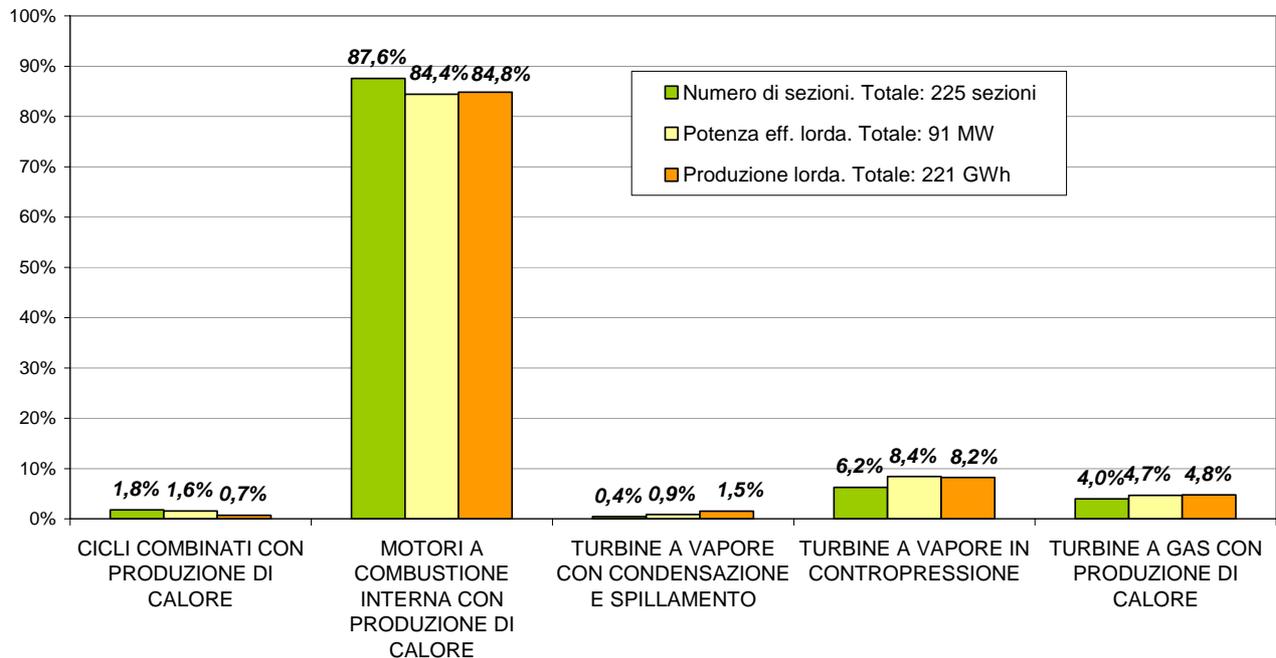
I fattori di utilizzo risultano anche molto correlati al tipo di **motore primo** utilizzato per la produzione di energia elettrica. Nel caso in cui si utilizzino motori a combustione interna il fattore di utilizzo si attesta intorno alle 3.000 ore, valore simile a quelli registrati per i motori a combustione interna utilizzati nell'ambito della GD; anche i fattori di utilizzo degli impianti in contropressione e a condensazione e spillamento sono simili a quelli riscontrabili nella GD. Invece si riscontrano forti riduzioni, rispetto alla GD, nei fattori di utilizzo degli impianti con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore, dove si passa dalle 5.000 ore della GD alle 2.500 ore della PG.

Concentrandosi sui **motori primi** impiegati nella PG si nota che quasi il 92% delle sezioni degli impianti utilizzano **motori a combustione interna**, per una potenza pari a circa l'89,5% del totale ed una produzione di circa 391 GWh (cioè il 90% dell'intera produzione termoelettrica da PG). Viceversa gli altri tipi di motore primo hanno una diffusione molto limitata.

Le seguenti [figure 2.50](#) e [2.51](#) 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.



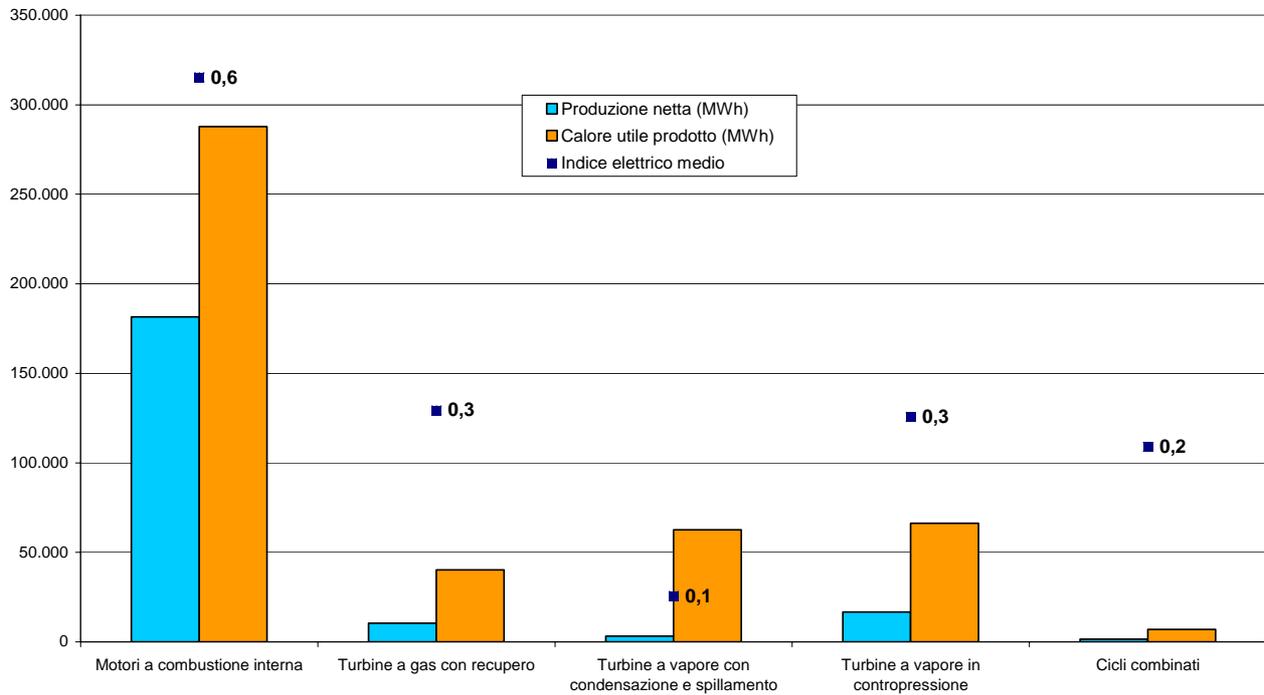
**Figura 2.50:** Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG



**Figura 2.51:** Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG

Come si nota c'è una considerevole differenza fra quella che è la diffusione delle varie tipologie impiantistiche nell'ambito della PG e quella riscontrabile nell'ambito più generale della GD (figure 2.30 e 2.31).

Inoltre, passando dalla GD alla PG, si nota una generale riduzione degli indici elettrici (rapporto tra la produzione di energia elettrica e di calore), indipendentemente dalla tecnologia impiantistica considerata; ciò conferma il fatto che questi impianti nascono per lo più per soddisfare le richieste delle utenze termiche piuttosto che di quelle elettriche ([figura 2.52](#) e [figura 2.33](#)).



**Figura 2.52:** *Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG*

## CAPITOLO 3

### CONFRONTO TRA GLI ANNI 2006 E 2005

#### 3.1 Livello di diffusione della generazione del totale parco elettrico in Italia

In relazione all'intero parco di generazione elettrica nazionale, il 2006 ha visto un incremento del numero degli impianti pari a 134 unità (+4% rispetto al 2005), corrispondenti a un aumento di potenza efficiente lorda installata di 4.060 MW (+4,6%), con una conseguente produzione aggiuntiva pari a 10,4 GWh (+3,4%). Di seguito si analizzerà nel dettaglio, come fatto per il parco di produzione afferente al sottoinsieme della GD, la variazione del numero di impianti, della potenza installata e della produzione lorda differenziando per tipologia di fonte.

Gli **impianti idroelettrici** nel 2006 sono 2.100, 38 unità in più rispetto al 2005 (+4 impianti a serbatoio, -1 impianto a bacino e +35 impianti ad acqua fluente), la potenza installata è pari a 21.429 MW, 87 MW in più rispetto al 2005 (+3 MW serbatoio, +15 MW bacino e +69 MW fluente), e la produzione è di 43.425 GWh, 499 GWh in più rispetto al 2005 (-349 GWh da serbatoio, +421 GWh da bacino e +427 GWh fluente). Confrontando gli impianti di GD con il totale idroelettrico italiano non si osservano sostanziali differenze, infatti entrambi hanno avuto una crescita del numero di impianti, della potenza installata e dell'energia elettrica prodotta.

Gli **impianti termoelettrici** nel 2006 sono 1.041, sono aumentati di 46 unità (+15 impianti alimentati da fonti non rinnovabili e +31 impianti alimentati da fonti rinnovabili), la potenza installata era 68.350 MW, accresciuta di 3.704 MW (+2.077 MW con combustibili non rinnovabili e +1.627 MW con biomasse, rifiuti e biogas), e la produzione lorda è stata 262.165 GWh, con un aumento di 9.092 GWh (+8.502 GWh da combustibili fossili e +590 GWh da combustibili rinnovabili). Da una prima analisi di questi dati si riscontra che l'aumento del numero degli impianti e della potenza installata degli impianti termoelettrici alimentati da combustibili rinnovabili è maggiore rispetto a quello degli impianti alimentati da fonti fossili mentre la crescita della produzione da impianti termoelettrici tradizionali è di molto superiore a quella degli impianti alimentati da combustibili rinnovabili. Inoltre, confrontando i dati del parco nazionale con quelli di generazione distribuita si evidenzia che l'uso delle fonti rinnovabili nel termoelettrico è maggiore quanto più diminuiscono le dimensioni dell'impianto, mentre nel caso dei grandi impianti termoelettrici di generazione centralizzata l'utilizzo dei combustibili è notevolmente sbilanciato verso i combustibili di origine fossile, in particolare gas naturale.

Gli **impianti eolici** al 2006 sono 169, 49 unità in più rispetto all'anno precedente, corrispondenti a una potenza installata di 1.908 MW, 269 MW in aumento, e hanno generato una produzione lorda di 2.971 GWh, 628 GWh in più rispetto al 2005. In termini percentuali la crescita della potenza installata e della produzione a livello nazionale sono state maggiori rispetto agli impianti eolici di generazione distribuita.

In relazione agli **impianti fotovoltaici** i dati a livello nazionale coincidono con quelli forniti da Terna con riferimento alla generazione distribuita.

Nel 2006 gli **impianti geotermoelettrici** sono 311, corrispondenti a 711 MW (il numero degli impianti e la potenza efficiente lorda sono gli stessi del 2005), e hanno prodotto 5.527 GWh, con un aumento rispetto al 2005 di 0,2 GWh.

#### 3.2 Livello di diffusione della generazione distribuita

Da un'analisi complessiva emerge che dal 2005 al 2006 il settore della generazione distribuita non ha subito delle rilevanti trasformazioni, soprattutto se confrontate con il più generale quadro nazionale della produzione di energia elettrica. Sicuramente si intravede una crescita

nell'installazione di nuovi impianti, e i numeri sono tali da confermare quel lieve *trend* di crescita che già era stato evidenziato fra il 2004 e il 2005.

Importante segnalare che i dati forniti dal GSE, in relazione agli impianti fotovoltaici in “conto energia” (sono gli impianti fotovoltaici che hanno avuto accesso al meccanismo di incentivazione in conto energia previsto dal Decreto del ministero delle attività produttive del 28 luglio 2005), evidenziano l'installazione, nel 2006, di più di un migliaio di impianti, per lo più di piccola taglia (1 – 20 kW), con un *trend* peraltro confermato anche dai dati relativi agli anni successivi, che per uniformità di analisi non sono stati riportati nel presente studio.

### 3.2.1 Confronto a livello nazionale

Più nel dettaglio, si nota che nel 2006 si è registrato un incremento del numero degli impianti installati (+87 unità, +3,4%), della potenza efficiente lorda (+145 MW, pari a una crescita del 3,7% della potenza efficiente lorda rispetto al 2005) e della produzione di energia elettrica (+0,4 TWh, +3%). Di seguito si analizzerà nel dettaglio la variazione del numero di impianti, della potenza installata e della produzione lorda differenziando per tipologia di fonte.

Gli **impianti idroelettrici** sono aumentati di 37 unità (+4 impianti a serbatoio, -1 impianto a bacino e +34 impianti ad acqua fluente), la potenza installata è stata incrementata di 42,7 MW (+2,5 MW serbatoio, +0,3 MW bacino e +39,9 MW fluente) e la produzione è aumentata di 233 GWh (-19 GWh da serbatoio, -23 GWh da bacino, +275 GWh fluente e +0,1 GWh da impianti da pompaggio misto); il dato che emerge subito da questa prima analisi è l'incremento della produzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente (circa +5% rispetto al 2005).

Gli **impianti termoelettrici** sono aumentati di 44 unità (+16 impianti alimentati da fonti non rinnovabili, +27 impianti alimentati da fonti rinnovabili e +1 impianto con alimentazione ibrida), la potenza installata è accresciuta di 98 MW (+65 MW con combustibili non rinnovabili, +29 MW con biomasse, rifiuti e biogas e +4 MW con alimentazione ibrida) e la produzione lorda è aumentata di 277 GWh (+109 GWh da combustibili fossili e +168 GWh da combustibili rinnovabili); dall'analisi di questi dati si evidenzia che la produzione da fonti rinnovabili è aumentata in modo più che proporzionale (+8,8%) rispetto alla variazione della potenza installata (+6,4%).

Il numero degli **impianti eolici** è incrementato di 9 unità, corrispondenti ad un aumento della potenza installata pari a 35 MW e ad una produzione lorda aggiuntiva rispetto al 2005 di 61 GWh.

Gli **impianti fotovoltaici**, in relazione ai dati forniti da Terna, sono aumentati di 1 unità, pari a 0,05 MW installati, mentre la produzione è diminuita di 2 GWh. Facendo invece riferimento ai dati forniti dal GSE, relativi agli impianti in “conto energia” (nel monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita relativo all'anno 2005 non si è fatto riferimento ai dati degli impianti incentivati in “conto energia” in quanto nel 2005 non esistevano ancora impianti in “conto energia” in esercizio), il numero di impianti installati nel 2006 è 1.389 unità, corrispondenti a 9.408 kW, che hanno generato una produzione incentivata di poco superiore a 2 GWh.

Nel 2006 non risultavano presenti **impianti geotermoelettrici** di generazione distribuita, mentre nel 2005 risultavano installati 4 impianti per una potenza totale di 30 MW.

### 3.2.2 Confronto a livello regionale

Nel **nord Italia** la produzione da idroelettrico è stata pari a 5,5 GWh, aumentata di circa il 5% rispetto al 2005, contestualmente all'incremento del numero di impianti (da 1.372 a 1.404) e della potenza installata (da 1.115 a 1.581 MW). L'aumento del numero di impianti si è verificato in misura equa in tutte le regioni dell'arco alpino.

La produzione da impianti termoelettrici ha avuto un incremento circa del 3%, attestandosi sui 4,5 GWh, conseguenza dell'aumento del numero di sezioni (nel 2006 erano presenti 593 sezioni a combustibili non rinnovabili, +9%, 293 sezioni a combustibili rinnovabili, +11%, e 19 sezioni

ibride, +18%) e della potenza installata (nel 2006 la potenza installata era di 847 MW fossili, +5%, 303 MW da biomasse, rifiuti e biogas, +4%, e 25 MW ibridi, +19%). In particolare le regioni che hanno mostrato un maggiore aumento del numero di impianti e della potenza installata sono state la Lombardia (da 233 a 254 sezioni, corrispondenti a un incremento della potenza installata pari a 26 MW equamente distribuito tra sezioni rinnovabili e non) e l'Emilia Romagna (da 151 a 166 sezioni, pari a un aumento di 10 MW in maggior parte relativo a sezioni alimentate con combustibile rinnovabile).

Sempre nel nord Italia, con riferimento alle altre fonti di energia non si notano sostanziali differenze tra il 2006 e il 2005, sia in termini di produzione che di installazione di impianti di generazione elettrica.

Nel **centro Italia** il numero di impianti idroelettrici è aumentato di 5 unità (da 291 a 296) e la potenza installata di 4 MW (da 354 a 360 MW), mentre si è avuta una diminuzione della produzione in tutte le regioni, passando dai 1.003 GWh ai 978 GWh.

Nel caso della produzione da termoelettrico, il numero totale di sezioni è aumentato di 7 unità (passando da 211 a 218), per effetto di una diminuzione delle sezioni alimentate da fonti fossili (-4 unità, da 136 a 132) e un contestuale aumento delle sezioni alimentate da fonti rinnovabili (+11 unità, da 73 a 84); la potenza installata è aumentata più del 10% (da 287 a 318 MW), e tale aumento si è riscontrato per tutte le tipologie di sezioni, alimentate da combustibili rinnovabili e non, e anche la produzione è aumentata (poco meno del 13%), sia da fonti fossili che rinnovabili, passando da 1.153 GWh a 1.300 GWh. In tutte le regioni del centro Italia si è riscontrato un aumento della produzione di energia con impianti termoelettrici, eccezione fatta per il Molise.

La fonte eolica ha presentato un incremento del 30% sulla produzione (passando da 62 GWh a 81 GWh), con gli aumenti più significativi in Lazio (da 6 GWh a 10 GWh) e in Abruzzo (da 42 GWh a 53 GWh), anche se nel totale il numero degli impianti è aumentato di 1 unità e la potenza installata di 8 MW.

Con riferimento alla fonte solare si è riscontrata una diminuzione della produzione in linea con l'andamento che si è verificato per la produzione fotovoltaica in GD.

Nel **sud Italia e nelle isole** la produzione idroelettrica è diminuita del 9% rispetto al 2005, passando da 222 GWh a 203 GWh.

Nel settore termoelettrico si assiste mediamente a una crescita della produzione, anche se la produzione delle sezioni alimentate da biogas, rifiuti solidi urbani e biomasse è diminuita del 12% (da 318 GWh a 283 GWh) mentre la produzione da fonti non rinnovabili è aumentata più del 13% (da 291 GWh a 330 GWh); le regioni che hanno rivelato i maggiori aumenti di produzione termoelettrica da fonti non rinnovabili sono state principalmente la Campania (+35%) e la Calabria (+21,5%).

La produzione con impianti eolici è aumentata del 12%, passando da 326 GWh a 366 GWh, a fronte di un aumento del numero di impianti (da 52 a 59) e della potenza installata (da 195 MW a 220 MW); la regione che ha fatto rilevare il maggior numero di nuove installazioni e la maggiore variazione di produzione rispetto al 2005 (+54%, da 39 GWh a 61 GWh) è la Sicilia, passata da 5 a 10 impianti (e contestualmente da 32 MW a 48 MW).

Anche per il sud Italia e le isole, per la fonte solare si è riscontrata una diminuzione della produzione in concordanza con l'andamento che si è verificato a livello più generale per la generazione distribuita.

### **3.3 Livello di diffusione della piccola generazione**

#### **3.3.1 Confronto a livello nazionale**

Nel 2006 il numero degli impianti di piccola generazione è aumentato di 43 unità (+2,9%), parallelamente la potenza efficiente lorda installata è incrementata di 18 MW (+3%) e la produzione

di energia elettrica è aumentata di 100 GWh (+5,3%). Di seguito si analizzerà nel dettaglio la variazione del numero di impianti, della potenza installata e della produzione lorda differenziando per tipologia di fonte.

Gli **impianti idroelettrici** sono aumentati di 23 unità (+4 impianti a serbatoio e +19 impianti ad acqua fluente), la potenza installata è incrementata di 7,7 MW (+0,7 MW serbatoio, -0,2 MW bacino e +7,2 MW fluente) e la produzione è aumentata di 59,7 GWh (+4,9 GWh da serbatoio, 2,9 GWh da bacino e +51,9 GWh fluente); da una prima analisi emerge il notevole incremento relativo della produzione degli impianti idroelettrici a serbatoio (+70,6%) e a bacino (+258%), anche se in valori assoluti il totale dell'incremento di queste due tipologie impiantistiche è pari a solo 7,8 GWh.

Gli **impianti termoelettrici** sono aumentati di 18 unità (+6 impianti alimentati da fonti non rinnovabili e +12 impianti alimentati da fonti rinnovabili), la potenza installata è incrementata di 9 MW (+1,5 MW con combustibili non rinnovabili e +7,5 MW con biomasse, rifiuti e biogas) e la produzione lorda è aumentata di 40,6 GWh (+0,6 GWh da combustibili fossili e +40 GWh da combustibili rinnovabili); dall'analisi di questi dati si evidenzia che l'incremento della produzione è dovuto essenzialmente alle fonti rinnovabili (+19,4% della produzione da FER rispetto al 2005).

Il numero degli **impianti eolici** è stato incrementato di 1 unità, corrispondenti a un aumento della potenza installata pari a 0,8 MW e una produzione lorda aggiuntiva rispetto al 2005 di 0,4 GWh.

Gli **impianti fotovoltaici**, in relazione ai dati forniti da Terna, sono aumentati di 1 unità, pari a 0,05 MW installati, mentre la produzione è diminuita di 0,4 GWh. Facendo invece riferimento ai dati forniti dal GSE, relativi agli impianti incentivati in "conto energia" (nel monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita relativo all'anno 2005 non si è fatto riferimento ai dati degli impianti incentivati in "conto energia"), il numero di impianti installati nel 2006 è 1.389 unità, corrispondenti a 9.408 kW, che hanno generato una produzione incentivata di poco superiore a 2 GWh.

### 3.3.2 Confronto a livello regionale

Nel **nord Italia** la produzione da idroelettrico è stata pari a 67,5 MWh, aumentata di circa il 5,6% rispetto al 2005, contestualmente all'incremento del numero di impianti (da 932 a 951) e della potenza installata (da 334 a 340 MW). L'aumento del numero di impianti si è verificato in Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.

La produzione da impianti termoelettrici ha registrato un incremento di poco meno del 12%, attestandosi sui 290 MWh, conseguenza dell'aumento del numero di sezioni (nel 2006 erano presenti 189 sezioni a combustibili non rinnovabili, +4,4%, 90 sezioni a combustibili rinnovabili, +11%, e 5 sezioni ibride) e della potenza installata (nel 2006 la potenza installata era di 73 MW fossili, +4,2%, 36 MW da biomasse, rifiuti e biogas, +15,3%, e 2 MW ibridi). In particolare le regioni che hanno registrato il maggiore aumento del numero di impianti e della potenza installata sono state la Lombardia (da 63 a 70 sezioni, corrispondenti a un incremento della potenza installata pari a 3,2 MW in maggior parte relativo a sezioni alimentate con combustibili fossili) e il Veneto (da 56 a 67 sezioni, pari a un aumento di 3,2 MW in maggior parte relativo a sezioni alimentate con combustibile rinnovabile).

Sempre nel nord Italia, con riferimento alle altre fonti di energia non si notano sostanziali differenze tra il 2006 e il 2005, sia in termini di produzione che di installazione di impianti di generazione elettrica.

Nel **centro Italia** il numero di impianti idroelettrici è aumentato di 4 unità (da 199 a 203) e la potenza installata di 1,6 MW (da 78,8 a 80,4 MW), mentre si è avuta una diminuzione della produzione, passando da 245 GWh a 238 GWh.

Nel caso della produzione da termoelettrico, il numero di sezioni nel totale è diminuito di 3 unità (passando da 80 a 77), ma le sezioni alimentate da fonti fossili sono diminuite di 6 unità (da 47 a 41) mentre le sezioni alimentate da fonti rinnovabili sono aumentate di 3 unità (da 33 a 36); nonostante la diminuzione del numero di sezioni la potenza installata è aumentata del 3% (da 33 a

34 MW), e tale aumento si è riscontrato esclusivamente per le sezioni alimentate da combustibili rinnovabili mentre per quelle alimentate da combustibili fossili si evidenzia una riduzione della potenza installata corrispondente alla riduzione del numero di sezioni, e anche la produzione è aumentata (8,7%) passando da 105 GWh a 114 GWh, con un incremento della produzione imputabile alle fonti rinnovabili (da 72 GWh a 82 GWh) e della produzione imputabile alle fonti fossili che passano da 34 GWh a 33 GWh. La Toscana e l'Abruzzo hanno aumentato la loro produzione rispetto al 2005, le Marche e il Lazio l'hanno diminuita, l'Umbria si è mantenuta stabile mentre il Molise, come nel 2005, non ha prodotto energia elettrica da impianti termoelettrici.

Gli impianti eolici nel 2005 non hanno prodotto energia elettrica mentre nel 2006 hanno prodotto 0,2 GWh, con numero di impianti e potenza installata identici nei due anni.

Con riferimento alla fonte solare si è riscontrata una diminuzione della produzione in linea con l'andamento che si è verificato a livello più generale per la generazione distribuita.

Nel **sud Italia e nelle isole** la produzione idroelettrica è diminuita del 5% rispetto al 2005, passando da 25,6 GWh a 24,4 GWh, mentre il numero degli impianti e la potenza installata non sono variati.

Nel settore termoelettrico si evidenzia un leggero aumento della produzione (+1%), passando da 29,1 GWh a 29,4 GWh, restano invece invariati rispetto al 2005 sia il numero degli impianti che la potenza installata. Analizzando i dati delle singole regioni si nota una forte riduzione della produzione in Campania, dovuta principalmente agli impianti alimentati da fonti non rinnovabili, e un notevole aumento della produzione in Puglia, grazie esclusivamente agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La produzione con impianti eolici è aumentata poco meno del 14%, passando da 1,7 GWh a 2 GWh.

Anche per il sud Italia e le isole, per la fonte solare si è riscontrata una diminuzione della produzione in concordanza con l'andamento che si è verificato a livello più generale per la generazione distribuita.

## CAPITOLO 4

### APPROFONDIMENTI SU ALCUNI ASPETTI DI INTERESSE PER LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

#### 4.1 Modelli energetici per la generazione distribuita

Come già evidenziato nell'Allegato A alla deliberazione n. 328/07, a cui si rimanda, l'Autorità ha ritenuto opportuno approfondire dal punto di vista energetico, economico ed ambientale vari modelli di sviluppo energetico al fine di valutare e promuovere l'efficienza della produzione energetica e del suo uso finale. L'attenzione dell'Autorità è attualmente rivolta prevalentemente al contesto urbano ove da alcuni anni si stanno diffondendo tre diversi modelli energetici finalizzati a rendere disponibili alle utenze energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera. In particolare:

- un modello basato su una produzione di energia elettrica, energia termica ed eventualmente frigorifera di tipo centralizzato tramite centrali di cogenerazione/trigenerazione (di taglia medio/grande) e con reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento per la distribuzione alle utenze dei fluidi termici;
- un modello basato sulla generazione distribuita di energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera localizzata in corrispondenza dei siti di consumo attraverso la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione/trigenerazione;
- un modello misto con una produzione centralizzata di energia elettrica tramite centrali elettriche di grossa taglia (per lo più cicli combinati) ed una produzione distribuita di energia termica e frigorifera tramite l'utilizzo di impianti reversibili a pompa di calore.

L'Autorità ha ritenuto necessario promuovere uno studio che, partendo dall'analisi energetica, ambientale ed economica dei tre modelli citati, si prefigga l'obiettivo di determinare quale modello potrebbe essere più efficiente in un determinato contesto attraverso l'identificazione e la quantificazione di una serie di parametri oggettivi (es. densità demografica, condizioni climatiche, ambientali, ecc).

A tal fine, l'Autorità ha assegnato al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano l'incarico di effettuare una prima analisi tecnico-economica delle diverse modalità di gestione dell'energia. Il rapporto finale è allegato al presente capitolo (Allegato 1) ed è riferito essenzialmente al contesto urbano.

Nel seguito vengono solo evidenziate le principali ipotesi e i risultati più significativi: si rimanda al rapporto finale per una più approfondita e completa trattazione.

Nel contesto urbano sono state considerate tre diverse alternative per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici (escludendo il caso della climatizzazione estiva):

- 1) soddisfacimento del fabbisogno elettrico tramite collegamento alla rete elettrica (generazione centralizzata) e soddisfacimento del fabbisogno termico con caldaie locali (generazione distribuita);
- 2) soddisfacimento sia del fabbisogno di energia elettrica che termica tramite un sistema cogenerativo (in particolare con motori a combustione interna), necessariamente integrato con il collegamento alla rete elettrica e con caldaie ausiliarie;
- 3) soddisfacimento tramite collegamento alla rete elettrica (generazione centralizzata) sia per il soddisfacimento del fabbisogno elettrico che per quello termico mediante l'uso di pompe di calore elettriche (ad aria o ad acqua).

Queste tre diverse alternative sono state applicate a quattro tipologie di utenza, ulteriormente dettagliate anche tenendo conto delle diverse zone climatiche tipiche italiane:

- a) utenza monofamigliare;
- b) utenza condominiale piccola (separatamente, un condominio di sole abitazioni e un condominio di soli uffici);

- c) utenza condominiale media-grande (separatamente, un condominio di sole abitazioni e un condominio di soli uffici);
- d) utenza di quartiere teleriscaldato.

Per ogni alternativa e per ogni utenza sono state analizzate le prestazioni energetiche, ambientali ed economiche dei sistemi produttivi che le possono caratterizzare. In particolare, per quanto riguarda i sistemi produttivi:

- per la produzione centralizzata di energia elettrica (alternativa 1 e 3) sono stati considerati lo scenario BAU (*business as usual*) e BAT (*best available technology*);
- per i sistemi cogenerativi (alternativa 2), sono stati considerati motori a combustione interna di diversa taglia, alimentati da gas naturale, con recupero di calore utilizzato localmente o distribuito tramite reti di teleriscaldamento;
- per la produzione distribuita di energia termica sono state considerate caldaie tradizionali, a condensazione e a condensazione a bassa temperatura (alternativa 1 e 2). Anche nel caso delle caldaie tradizionali sono stati considerati gli scenari BAU e BAT;
- per la produzione distribuita di energia termica sono state considerate pompe di calore ad aria di piccola dimensione e pompe di calore ad acqua di falda nel caso di sistemi di maggiore dimensione (alternativa 3). Inoltre le pompe di calore sono state analizzate ipotizzando che siano alimentate da energia elettrica prodotta secondo gli scenari BAU e BAT.

I sistemi produttivi sono stati opportunamente individuati non solo in base all'alternativa di riferimento ma anche in base alla tipologia di utenza di volta in volta analizzata.

Dall'analisi dei risultati ottenuti per i contesti urbani, riportati più in dettaglio nello studio sopra richiamato, si possono trarre le seguenti conclusioni generali:

- 1) la prima alternativa - soddisfacimento del fabbisogno elettrico tramite collegamento alla rete elettrica e soddisfacimento del fabbisogno termico con caldaie - è quella tradizionale e si configura come la soluzione più economica, ma è poco valida sia sotto l'aspetto energetico che per quello ambientale a causa delle emissioni delle caldaie in ambito urbano;
- 2) la seconda alternativa - soddisfacimento fabbisogno di energia elettrica e termica tramite un sistema cogenerativo e con caldaie ausiliarie - è una soluzione costosa per impianti di microcogenerazione (< 50 kW), interessante sotto l'aspetto energetico, ma, spostando anche la produzione di energia elettrica in ambito urbano, risulta svantaggiata sotto l'aspetto ambientale. Attualmente risulta valida sotto l'aspetto economico solo nel caso di grossi complessi abitativi o di uffici soprattutto se l'energia elettrica prodotta viene autoconsumata istantaneamente;
- 3) la terza alternativa - soddisfacimento tramite collegamento alla rete elettrica sia per il soddisfacimento del fabbisogno elettrico che per quello termico mediante l'uso di pompe di calore elettriche - è ottima sia sotto l'aspetto energetico che ambientale, essendo le emissioni esterne all'ambito urbano. Risulta però molto costosa a causa dell'elevato costo dell'energia elettrica. Inoltre, per avere buone prestazioni, è necessario che si verifichino alcune condizioni particolari:
  - la disponibilità di un pozzo freddo a temperatura non troppo bassa, in particolare acqua (questo coincide con la locazione in un clima non troppo freddo, peraltro tipica di varie zone in Italia);
  - un impianto di riscaldamento nell'edificio che possa operare a bassa temperatura.

Questa alternativa è sicuramente la più indicata qualora sia possibile utilizzare la macchina anche in modo inverso per produrre condizionamento estivo. Infine tali sistemi sono ulteriormente valorizzati dai continui miglioramenti del parco elettrico nazionale, sia dal punto di vista energetico che ambientale.

In conclusione, non è possibile affermare a priori quale alternativa o quale tecnologia sia complessivamente e indubbiamente la più vantaggiosa dal punto di vista energetico, ambientale ed economico. Sia a livello locale (dal punto di vista della singola iniziativa), sia a livello globale (dal

punto di vista dell'intero sistema energetico) è importante valutare e promuovere i complessivi risparmi di energia primaria ottenibili tramite scelte e soluzioni di volta in volta diversi e tra loro interconnessi.

## **4.2 L'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione**

Come già evidenziato nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06 (capitolo 6), a cui si rimanda, non può essere trascurata l'analisi dell'impatto della GD e della PG sulla struttura e sulla gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e, più in generale, l'analisi dell'interazione con il sistema elettrico.

L'Autorità ha ritenuto opportuno proseguire le analisi iniziate con la deliberazione n. 160/06, contestualizzandole nel procedimento avviato con la deliberazione n. 40/07, 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 PG.

Su tale problematica, l'Autorità ha promosso uno studio effettuato dal Politecnico di Milano, in collaborazione con CESI Ricerca, circa la quantificazione del limite massimo di generazione diffusa installabile, date le attuali configurazioni e caratteristiche mediamente rilevabili sulle reti di distribuzione di energia elettrica (il rapporto di studio completo è riportato in Allegato 2 al presente documento). Tali limiti di produzione sono stati individuati supponendo un crescente livello di penetrazione della GD, in termini di potenza, fino al limite massimo di accettabilità della medesima generazione valutato in riferimento ai seguenti vincoli tecnici:

1. inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT (si determina l'inversione del flusso quando la potenza prodotta dalla GD supera il prelievo dei carichi della rete. Secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16, il limite di tempo per cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito essere del 5% del tempo annuo);
2. incremento della corrente di cortocircuito (la GD determina un aumento della corrente di cortocircuito che interessa le linee e i nodi della rete. Essa deve essere mantenuta al di sotto del potere di interruzione degli organi di manovra MT - supposto pari a 12,5 kA - e dei dispositivi di interfaccia degli utenti);
3. variazioni lente di tensione (la connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla norma CEI-EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo - per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%. Nello studio svolto, si considera la tensione accettabile se compresa tra il 96% ed il 110% della tensione nominale, in modo tale da lasciare un margine di caduta di tensione del 6% sulla rete BT dovuto alla presenza di un trasformatore MT/BT a prese fisse);
4. variazione rapida di tensione (l'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. Facendo riferimento alle prescrizioni della norma CEI-EN 50160, che per le variazioni rapide di tensione, non fissa un valore vincolante, ma fornisce solo un valore indicativo pari al 4 ÷ 6% della tensione nominale, è stata svolta un'analisi che considera prima la soglia del 4% e successivamente quella del 6%);
5. limiti di transito per vincoli termici sulle linee (la GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT: in tal caso occorre garantire che il valore massimo della corrente non sia superiore alla massima portata dei conduttori. Ancorché tale valore risulta specifico di ogni conduttore in quanto funzione delle sue caratteristiche costruttive, nello studio si è assunto un valore unico pari a 250 A).

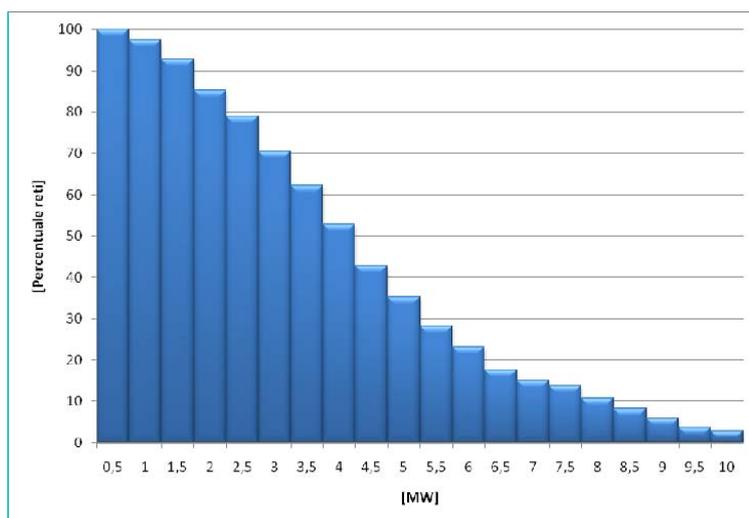
Lo studio è stato effettuato sulla base di un campione significativo di reti di distribuzione MT (318 porzioni di reti di distribuzione in MT – considerate a partire dalla sezione di trasformazione AT/MT delle cabine primarie - per complessivi 59.864 nodi corrispondenti ad una consistenza pari a circa l'8% della totalità delle reti di distribuzione e ricomprendente i diversi ambiti di distribuzione riscontrabili a livello nazionale).

Per quanto concerne i dati e le ipotesi adottate per lo svolgimento dello studio, è da rappresentare che:

- la topologia di rete e i dati tecnici caratteristici dei diversi elementi costituenti l'infrastruttura di rete (potenze nominali dei trasformatori e relativi dati di targa, valori unitari delle resistenze delle reattanza di linea, lunghezza delle linee) sono derivati da configurazioni di rete reali;
- i profili orari di prelievo dei carichi alimentati da ciascuna porzione di rete sono stati determinati in via presuntiva sulla base di profili di prelievo caratteristici di clienti finali connessi alle reti elettriche di distribuzione in media e bassa tensione;
- i profili orari di immissione della generazione diffusa sono stati presuntivamente assunti costanti in tutte le ore.

La GD viene simulata installando sulla rete un solo generatore per volta, di potenza crescente fino ad un limite massimo di 10 MW. È da osservare che al fine del controllo del superamento dei vincoli 1 e 2, non rilevando il posizionamento degli impianti produzione al di sotto di una medesima cabina primaria, lo studio è stato effettuato incrementando il livello della potenza di produzione supposta connessa alle sbarre di media tensione di ciascuna cabina primaria. Per quanto concerne, invece, il controllo del superamento dei vincoli 3, 4 e 5, lo studio è stato effettuato nodo per nodo della rete sottesa a ciascuna cabina primaria incrementando progressivamente il livello di potenza della GD, ipotizzata connessa nel nodo, fino ad incontrare il limite stabilito.

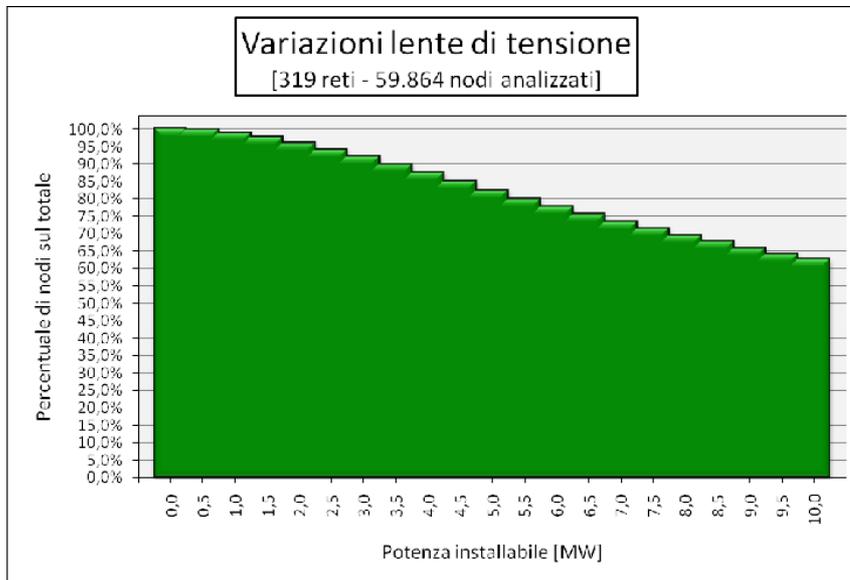
Per quanto concerne il superamento del limite 1 (inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT), lo studio ha evidenziato che, mediamente, l'intervallo massimo di potenza che può essere connesso varia tra 1 e 6 MW e almeno la metà delle cabine primarie sono in grado di accettare una potenza complessiva di produzione a valle delle medesime di 4 MW (cfr. [figura 4.1](#))



**Figura 4.1**

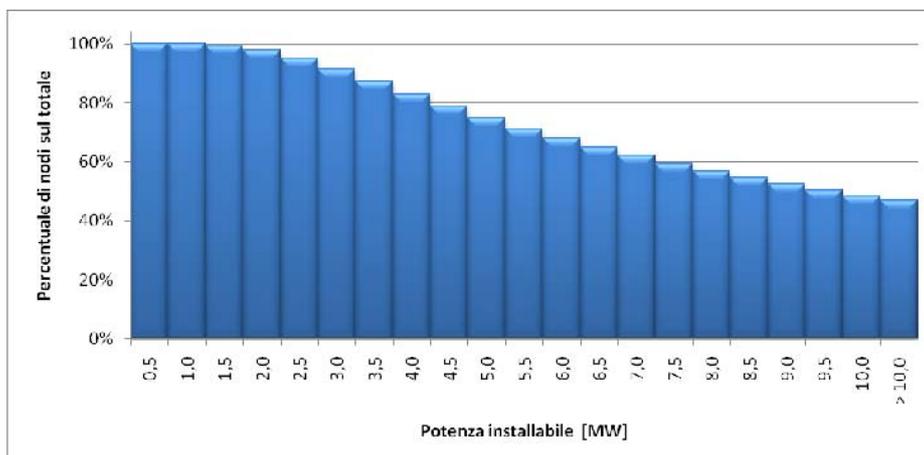
Per quanto concerne il superamento del limite 2 (incremento della corrente di cortocircuito), lo studio ha evidenziato che la potenza massima installabile, nel peggiore dei casi, raggiunge comunque il valore di 7,5 MW.

Per quanto concerne il superamento del limite 3 (variazioni lente di tensione), lo studio ha evidenziato un buon grado di accettabilità delle porzioni di reti analizzate in quanto più del 75% dei nodi di media tensione sarebbe in grado di accettare una potenza di produzione massima pari a 6 MW<sup>9</sup> (cfr. [figura 4.2](#)).



**Figura 4.2**

Per quanto concerne il superamento del limite 4 (variazione rapida di tensione), lo studio ha messo in evidenza (nell'ipotesi di variazione massima del 6%<sup>10</sup>) come più del 70% dei nodi di media tensione sarebbe in grado di accettare una potenza di produzione massima pari a 6 MW (cfr. [figura 4.3](#)).

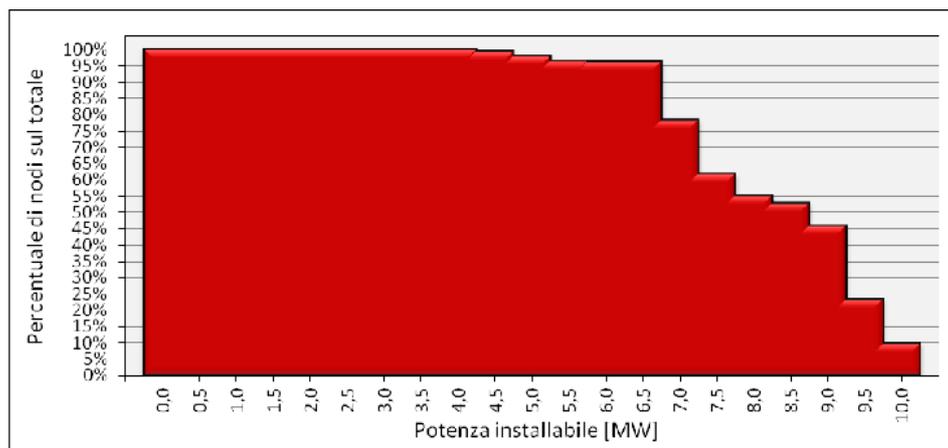


**Figura 4.3**

Per quanto concerne il superamento del limite 5 (limiti di transito per vincoli termici sulle linee), lo studio ha evidenziato come sia possibile connettere una potenza uguale o inferiore a 6,5 MW nel 96% dei nodi del campione senza che siano violati i vincoli relativi ai transiti di corrente sulle linee (cfr. [figura 4.4](#)).

<sup>9</sup> Si rammenta che l'analisi è di tipo sequenziale e fa, quindi, riferimento ad un solo nodo alla volta. Di conseguenza, l'analisi non deve portare a considerare erroneamente che possono essere connessi 6 MW per ciascun nodo di rete MT e in maniera contemporanea.

<sup>10</sup> Si ricorda, infatti, che la norma CEI-EN 50160 dà unicamente una indicazione dei possibili intervalli di variazione senza porre, per i medesimi valori, delle prescrizioni vincolanti.



**Figura 4.4**

Le porzioni di reti di distribuzione analizzate, nel complesso, hanno dimostrato una più che discreta capacità di accoglimento della GD. Le analisi effettuate danno indicazioni abbastanza rappresentative dello stato delle reti di distribuzione di media tensione in ambito nazionale anche se si ricorda che alcuni risultati (quelli almeno dipendenti dai profili di carico sulle reti) dipendono da ipotesi effettuate in sede di studio che potrebbero costituire oggetto di ulteriori approfondimenti sulla base anche di rilevazioni in campo.

L'Autorità si prefigge di promuovere ulteriori studi volti al consolidamento dei risultati ottenuti per le reti di media tensione, all'analisi delle potenzialità di capacità di connessione della GD da parte delle reti di distribuzione di bassa tensione, nonché all'individuazione delle misure per l'incremento di detta capacità di connessione sia in media che in bassa tensione.