

**MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2009**

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 e del Mare, al Ministro dell'Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.

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

- a) lo stato di diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia relativamente all'anno 2009;*
- b) il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita;*
- c) l'analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione in bassa tensione.*

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 e in parte elaborati 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'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

<u>Capitolo 1</u>	Pag. 4
<i>Introduzione</i>	
<u>Capitolo 2</u>	Pag. 10
<i>Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita nell'anno 2009 in Italia</i>	
<u>Capitolo 3</u>	Pag. 37
<i>Analisi dei dati relativi alla piccola generazione nell'anno 2009 in Italia</i>	
<u>Capitolo 4</u>	Pag. 52
<i>Confronto dell'anno 2009 con gli anni precedenti</i>	
<u>Capitolo 5</u>	Pag. 59
<i>Analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione in bassa tensione</i>	
<u>Appendice</u>	
<i>Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2009 in Italia</i>	
<u>Allegato 1</u>	
<i>Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione BT</i>	

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, con la deliberazione n. 328/07 ha pubblicato il secondo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2005, con la deliberazione ARG/elt 25/09 ha pubblicato il terzo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2006 e con la deliberazione ARG/elt 81/10 ha pubblicato il quarto monitoraggio dello sviluppo della GD relativo agli anni 2007 e 2008.

Con la presente relazione, l'Autorità dà seguito alle precedenti deliberazioni n. 160/06, n. 328/07, ARG/elt 25/09 e ARG/elt 81/10 evidenziando:

- a) l'evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2009;
- 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 Testo Unico della Produzione (TUP) che riassume tutti gli aspetti regolatori connessi all'attività di produzione.
- c) l'analisi dell'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione in bassa tensione.

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 microgenerazione 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 inferiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della GD e della PG).

Sulla base di queste definizioni, nel capitolo 2 viene effettuata l'analisi della GD in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2009, ponendo in evidenza la diffusione delle diverse fonti primarie utilizzate e delle diverse tipologie impiantistiche installate; analogamente a quanto sopra descritto, nel capitolo 3 viene effettuata l'analisi della PG in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2009. Nel capitolo 4 viene presentato un confronto tra la situazione rilevata nell'anno 2009 e quella rilevata negli anni precedenti (vds. deliberazioni n. 160/06, n. 328/07, ARG/elt 25/09 e ARG/elt 81/10).

1.3 Introduzione generale ai fini dell'analisi dei dati della GD e della PG

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti e in parte elaborati da Terna Spa il cui Ufficio Statistiche¹, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della 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 delle dogane territorialmente competente).

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

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

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

stata fatta utilizzando una classificazione per fonti secondo quanto previsto dalla legislazione vigente dal 2007.

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 maggiore di 2 ore e minore di 400 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";
3. impianti ad **acqua fluente**: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso minore o uguale a 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 2.5 e 3.4) considerando le singole sezioni³ che costituiscono l'impianto medesimo. Naturalmente il limite di 10 MVA utilizzato per definire la GD è riferito alla potenza apparente dell'intero impianto, così come il limite di 1 MW per la 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" e per "potenza installata" 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,

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. La quota di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani imputabile a fonti rinnovabili è convenzionalmente assunta pari al 50% della produzione complessiva dei medesimi impianti.

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

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/m³, 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 presente testo vengono espone alcune considerazioni relative all'attuale diffusione della GD e della PG, le più significative delle quali sono anche evidenziate per mezzo di grafici. Tutti i dati puntuali, a livello regionale e nazionale, sono riportati nell'Appendice, a 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.

Si noti anche che i dati relativi all'energia termica utile, ove presente, potrebbero presentare delle difformità rispetto alla situazione reale. Tali dati, su cui in generale non gravano obblighi fiscali, spesso vengono stimati da Terna. Queste ultime considerazioni sono valide soprattutto nel caso di impianti di piccola e microgenerazione.

1.4 Sviluppi regolatori di interesse per la GD

L'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti finalizzati ad integrare nel mercato la produzione di energia elettrica da impianti di GD, tenendo conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento. Tra i principali si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007) a la successiva revisione (nel 2008). Attualmente sono vigenti procedure standardizzate nel caso di connessioni alle reti in bassa e media tensione, mentre viene mantenuta più flessibilità in capo ai gestori di rete nel caso di connessioni alle reti in alta e altissima tensione. Recentemente (agosto 2010) le regole per la connessione sono state nuovamente aggiornate con la principale finalità di ridurre i problemi di prenotazione della capacità di rete in assenza della concreta realizzazione degli impianti di produzione;
- la definizione (nel 2005) e la revisione (nel 2007) delle modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA e per gli impianti alimentati dalle fonti "non programmabili" di ogni taglia (il cosiddetto "ritiro dedicato" operato dalle imprese distributrici fino alla fine del 2007 e dal GSE a partire dall'1 gennaio 2008);
- la definizione (nel 2006) e la revisione (nel 2008) delle condizioni e delle modalità per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, alternativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete. Lo scambio sul posto è oggi possibile per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e consiste sostanzialmente nella compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata per il tramite di un unico punto di connessione. La legge n. 99/09 ha previsto che i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di

proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete; inoltre il Ministero della Difesa può usufruire dello scambio sul posto anche per impianti di potenza superiore a 200 kW;

- la definizione di interventi finalizzati a consentire l'affidamento a terzi dei servizi energetici in sito da parte di un cliente finale libero (2007). In particolare, nel caso in cui il cliente finale sia un cliente del mercato libero, ai fini della stipula o del trasferimento della titolarità dei contratti per l'accesso al sistema elettrico, l'interposizione di un soggetto terzo ai fini della conclusione dei contratti commerciali ha la forma di un mandato senza rappresentanza e il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. Spesso il soggetto terzo che conclude i contratti commerciali relativi all'energia elettrica è lo stesso soggetto che gestisce gli interventi di efficienza energetica, con cui il cliente finale stipula un unico contratto per la prestazione dei servizi energetici. Con la prossima regolazione dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), ai sensi del decreto legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, verranno definiti ulteriori interventi finalizzati a regolare l'accesso ai servizi del sistema elettrico nel caso di affidamento a terzi dei servizi energetici;
- la definizione (nel 2005, 2007 e 2009) delle modalità di erogazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al feed in premium per gli impianti fotovoltaici e alle tariffe fisse onnicomprensive.

Oltre ai provvedimenti sopra richiamati, si ricorda la deliberazione ARG/elt 39/10 con cui l'Autorità ha definito la procedura e i criteri di selezione di progetti pilota (su reti MT) finalizzati a sperimentare nuovi sistemi di controllo della qualità del servizio, il comportamento delle reti in presenza di un numero elevato di piccoli impianti di produzione e un quantitativo di energia prodotta superiore al fabbisogno, sistemi avanzati di comunicazione bidirezionale con gli utenti della medesima rete (per instaurare con essi un canale di comunicazione proattivo) e l'inserimento di sistemi di accumulo per la regolarizzazione dei flussi energetici. Tale provvedimento si colloca nel più ampio percorso finalizzato a incentivare in modo selezionato, attraverso una specifica remunerazione tariffaria, gli investimenti sulle reti per la promozione delle *smart grids* e lo sviluppo della GD.

Inoltre 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 completa il processo avviato con la deliberazione n. 160/06, 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 avvia 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. Attualmente, anche a seguito della deliberazione ARG/elt 124/10, sono in corso i passi conclusivi per poter avviare l'operatività dell'anagrafica unica e la gestione razionalizzata dei flussi informativi⁴.

⁴ In particolare, con la deliberazione ARG/elt 125/10 è stato introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito da Terna nell'ambito del progetto GAUDÌ per gestire l'anagrafica degli impianti di produzione di energia elettrica, atto ad evidenziare la sequenza delle attività da svolgere e dove i vari soggetti coinvolti (impresa distributtrice, GSE, richiedente la connessione/produttore, Terna) possano registrare i relativi esiti rendendo monitorabile e trasparente la situazione dell'accesso di un impianto di produzione di energia elettrica alla rete. GAUDÌ è il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione ARG/elt 205/08 e alla deliberazione ARG/elt 124/10.

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 Unico ricognitivo della Produzione elettrica (TUP), 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 TUP e ai suoi successivi aggiornamenti periodici, per la descrizione dei provvedimenti sopra richiamati.

CAPITOLO 2

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA NELL'ANNO 2009 IN ITALIA

2.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di generazione distribuita nel 2009, in Italia, è stata pari a 22,9 TWh (circa il 7,8% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento, rispetto al 2008, di 1,3 TWh; come si può notare, la produzione di energia elettrica da impianti di generazione distribuita è aumentata negli ultimi anni ed è aumentata anche l'incidenza di tale produzione sul totale della produzione lorda nazionale di energia elettrica. A tale produzione di energia elettrica corrispondono 74.348 impianti di GD per una potenza efficiente lorda di 7.509 MW (circa il 6,3% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale), mentre nel 2008 gli impianti installati erano 34.848 con una potenza efficiente lorda corrispondente di 6.627 MW (circa il 6,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale); l'evidente aumento del numero di impianti installati è da imputare fundamentalmente agli impianti alimentati da fonte solare (nello specifico impianti fotovoltaici che sono passati da 31.911 nel 2008 a 71.258 nel 2009) e in parte marginale agli impianti idroelettrici, termoelettrici ed eolici.

Nel 2009 risultavano installati 2.664 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 10,4 TWh (45,4% della produzione da GD), 3.173 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 10,9 TWh (47,5% della produzione da GD), 24 MW da impianti geotermoelettrici che hanno prodotto 0,2 TWh (0,7% della produzione da GD), 506 MW da impianti eolici che hanno prodotto 0,8 TWh (3,4% della produzione da GD) e 1.143 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 0,7 TWh (3% della produzione da GD).

Nella tabella 2.A vengono riportati, per ogni tipologia di impianti di produzione di energia elettrica (nel caso degli impianti termoelettrici vengono suddivisi in base alla tipologia di combustibile utilizzato: biomasse, biogas e bioliquidi, rifiuti solidi urbani, fonti non rinnovabili e impianti ibridi), il numero di impianti, la potenza efficiente lorda installata, la produzione lorda di energia elettrica e la produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.958	2.664	10.385.249	446.037	9.785.388
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	321	553	2.514.359	197.254	2.208.777
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	41	172	635.966	129.026	456.799
<i>Fonti non rinnovabili</i>	618	2.364	7.475.586	4.861.962	2.364.248
<i>Ibridi</i>	19	83	309.197	163.437	135.673
Totale termoelettrici	999	3.173	10.935.108	5.351.678	5.165.497
Geotermoelettrici	3	24	165.905	0	155.800
Eolici	130	506	774.299	0	766.553
Fotovoltaici	71.258	1.143	676.481	246.836	429.577
TOTALE	74.348	7.509	22.937.042	6.044.551	16.302.815

Tabella 2.A: Impianti di GD

In relazione alla fonte di energia utilizzata si nota che il 65,7% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita è di origine rinnovabile⁵ (figura 2.1) e tra le fonti rinnovabili la principale è la fonte idrica per una produzione pari al 45,4% dell'intera produzione da GD.

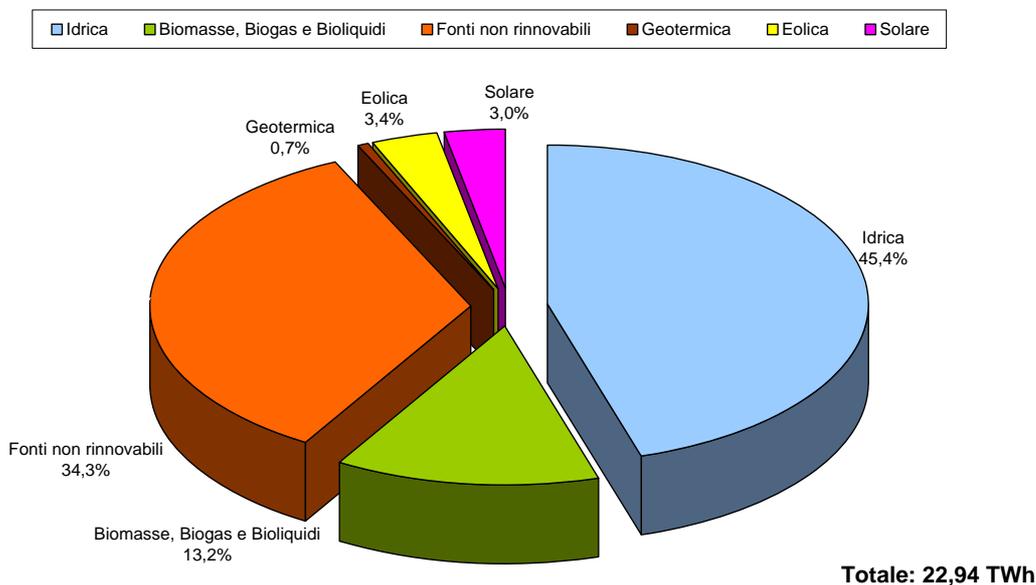


Figura 2.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

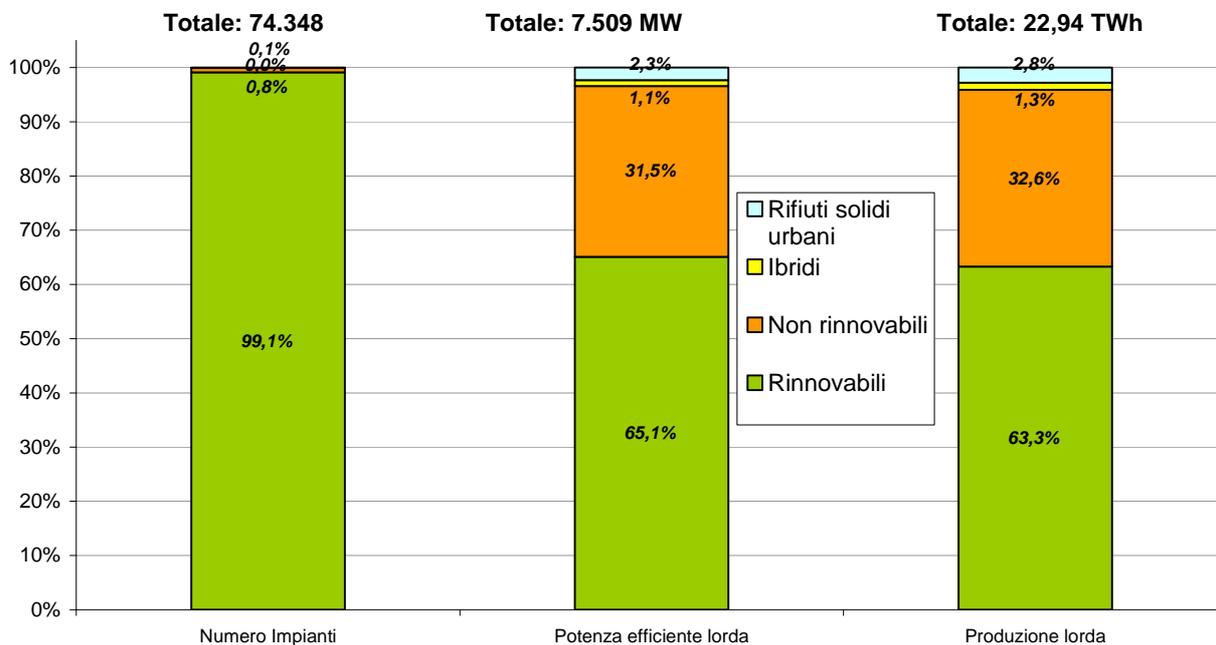


Figura 2.2: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella GD

⁵ Nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, convenzionalmente il 50% dell'energia elettrica prodotta è stato imputato a fonti rinnovabili, mentre il restante 50% è stato imputato a fonti non rinnovabili; nel caso di impianti alimentati sia da rifiuti solidi urbani che da fonti rinnovabili o fonti non rinnovabili l'energia prodotta da rifiuti solidi urbani è stata imputata convenzionalmente come sopra, mentre la quota rinnovabile o non rinnovabile è stata imputata alla relativa tipologia di fonte; nel caso degli impianti termoelettrici ibridi sono invece disponibili i dati relativi alla parte imputabile a fonti rinnovabili, per cui tale quota è stata attribuita alle fonti rinnovabili, mentre la quota non imputabile a fonti rinnovabili è stata attribuita alle fonti non rinnovabili.

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, si nota (figura 2.2) che il 63,3% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, ne consegue che il 2,4% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 2.1 e quello nella figura 2.2) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 2.3) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di generazione distribuita; infatti, il 76,3% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) è da fonti non rinnovabili e tra le fonti rinnovabili la fonte più utilizzata è quella idrica⁶ con incidenza pari al 16,8% (al netto degli apporti da pompaggio).

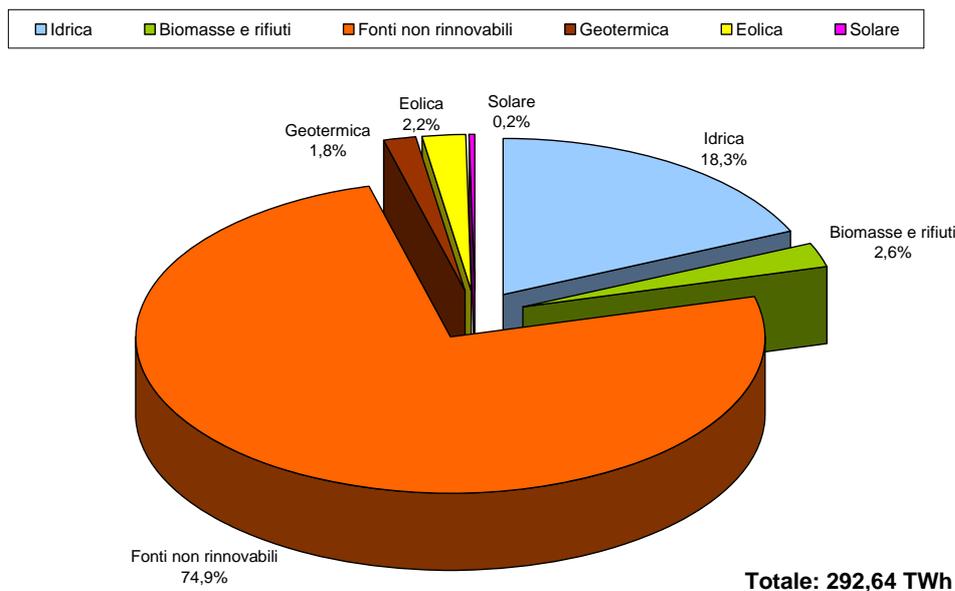


Figura 2.3: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Considerando la localizzazione dei consumi rispetto alla localizzazione degli impianti di produzione, la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da impianti di GD è pari al 26,4% della produzione lorda di energia elettrica, il 71% di energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,6% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Si nota, confrontando con il 2008, che nel 2009 si è verificata una diminuzione della percentuale di energia elettrica consumata in loco pari a circa 5 punti percentuali con un conseguente aumento di 5 punti percentuali dell'energia elettrica immessa in rete, rimanendo quasi invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione.

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, soprattutto alimentati da fonti non rinnovabili e ibridi, mentre nel caso di impianti alimentati con rifiuti solidi urbani la percentuale di autoconsumo è circa il 20% della produzione, a conferma del fatto che tali impianti nascono soprattutto per utilizzare i rifiuti come combustibile piuttosto che autoconsumare l'energia elettrica prodotta; tra gli impianti non termoelettrici la maggior parte dell'energia elettrica prodotta viene immessa in rete, a conferma del fatto che tali

⁶ 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.

impianti nascono per sfruttare le fonti di tipo rinnovabile diffuse sul territorio, eccetto il caso degli impianti fotovoltaici per i quali circa il 36,5% viene consumata in loco (tabella 2.A e figura 2.4).

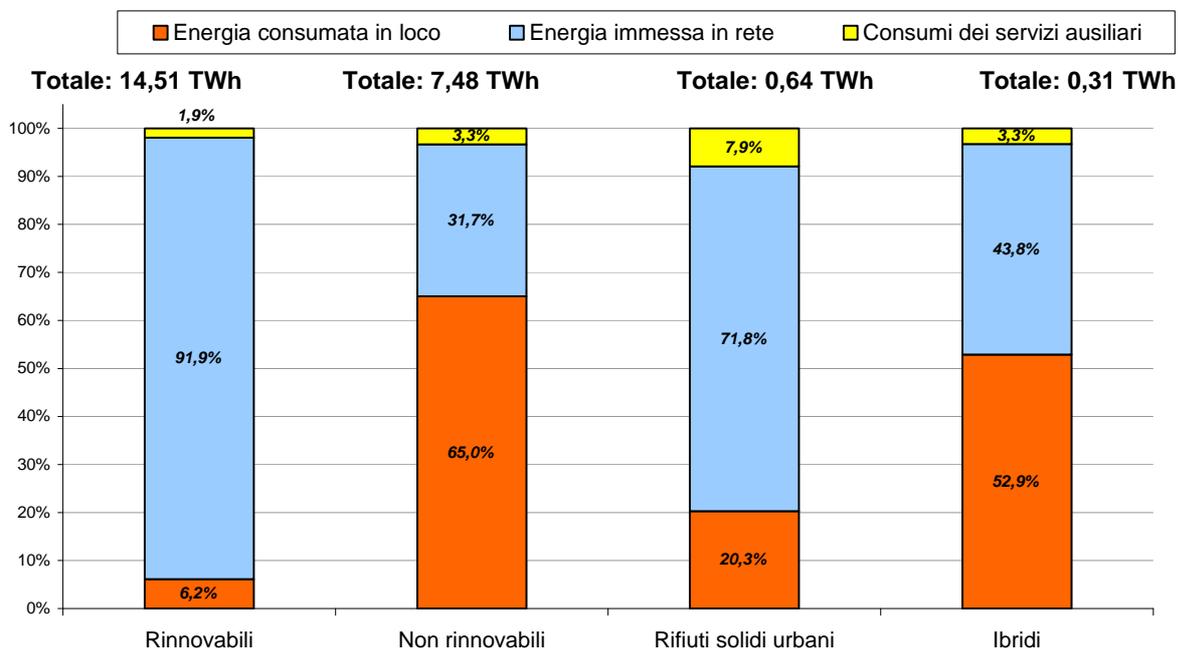


Figura 2.4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nei rapporti degli scorsi anni, le considerazioni sopra esposte evidenziano in modo chiaro le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 73% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore – figura 2.5), dall’altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche diffuse sul territorio. 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 geografiche locali. Gli impianti fotovoltaici meritano un’osservazione diversa poiché sono spesso realizzati sulle coperture di edifici o comunque in prossimità dei centri di consumo: tali impianti sono spesso finalizzati sia allo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili che all’autoconsumo.

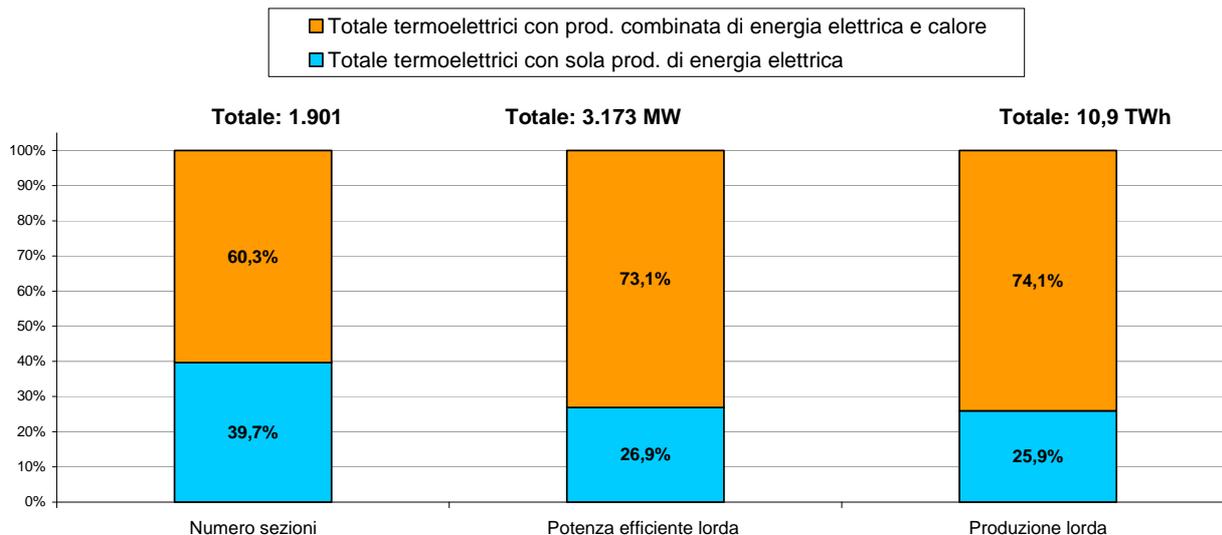


Figura 2.5: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Con riferimento all'energia elettrica immessa in rete e alle modalità di cessione di tale energia (figura 2.6), circa il 71% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete, di cui circa due terzi (46,2% del totale dell'energia elettrica prodotta) è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il 6,7% della produzione è stata ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (confermando il *trend* di riduzione verificatosi negli ultimi anni probabilmente imputabile al termine del periodo di diritto di ritiro dell'energia elettrica per alcuni impianti di GD che accedevano al regime incentivante previsto da tale decreto) e il 18,2% è stata ritirata con il regime amministrato previsto dalla deliberazione n. 280/07 (ritiro dedicato).

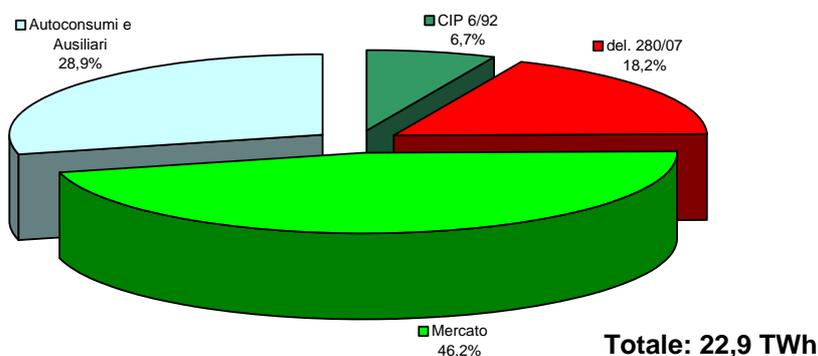


Figura 2.6: Ripartizione dell'energia elettrica lorda prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

Nelle figure seguenti (figura 2.7 e figura 2.8) si riporta la ripartizione per fonte utilizzata per la produzione di energia elettrica nel caso di impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92 e impianti che accedono al ritiro amministrato previsto dalla deliberazione n. 280/07.

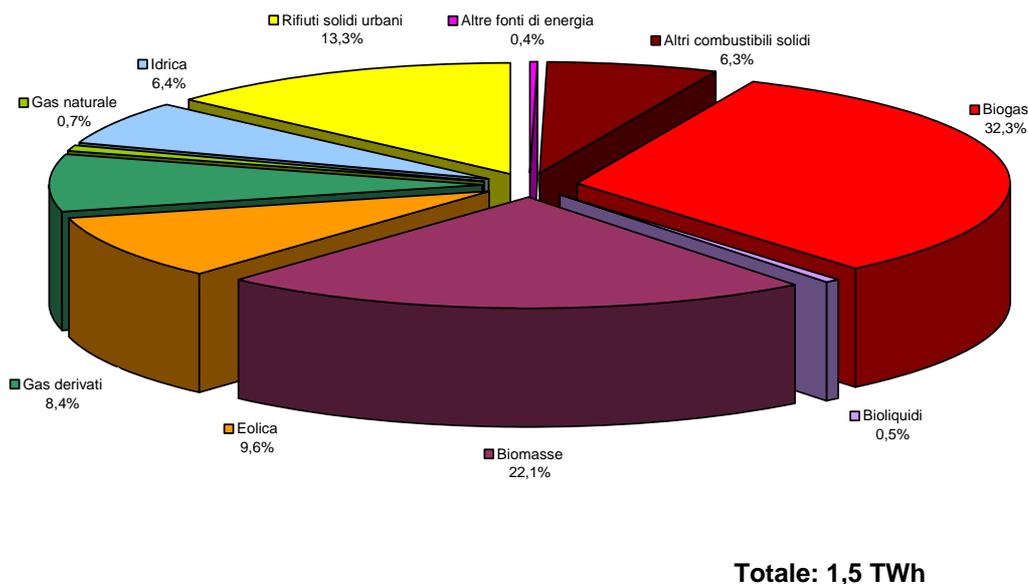


Figura 2.7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti Cip 6 rientranti nella GD

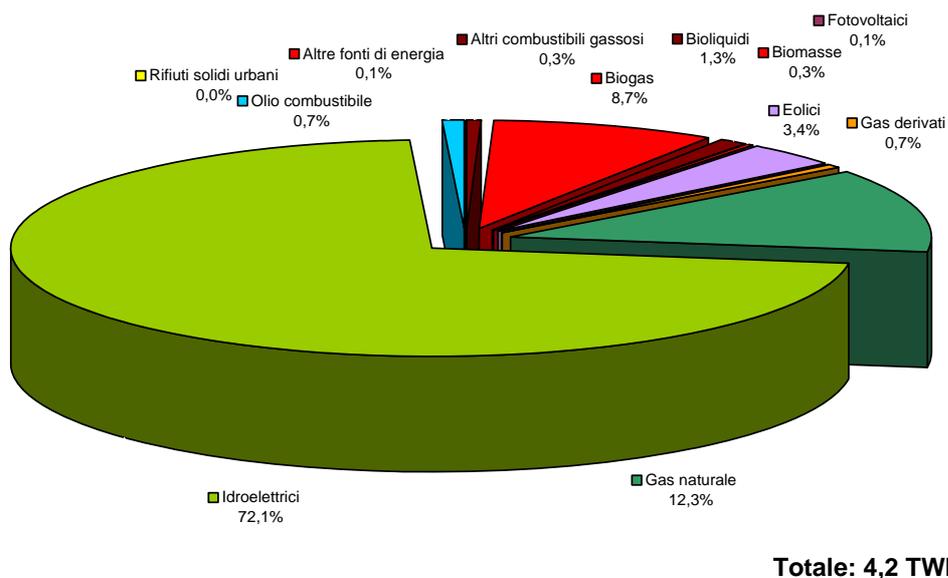


Figura 2.8: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica lorda prodotta da impianti che cedono ai sensi della deliberazione n. 280/07 rientranti nella GD

Nei grafici seguenti si fa riferimento al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione in GD, distinguendo tra numero di sezioni⁷ (figura 2.9) e potenza connessa (figura 2.10), mentre nel grafico di figura 2.11 si riporta la quantità di energia elettrica immessa in funzione del livello di tensione a cui viene immessa.

Dall'analisi delle figure seguenti si può evidenziare il continuo *trend* di crescita del numero di impianti fotovoltaici di piccola taglia installati che si è verificato negli ultimi anni in Italia: infatti,

⁷ 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.

confrontando i dati relativi al numero di sezioni connesse per livello di tensione con i dati relativi alla potenza installata per livello di tensione e all'energia elettrica immessa ai medesimi livelli di tensione, si nota che seppur cresce in maniera esponenziale il numero di impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica il contributo in termini di potenza installata ma soprattutto in termini di energia elettrica prodotta è molto limitato, in ragione del fatto che il numero di ore equivalenti di produzione di un impianto fotovoltaico è molto inferiore alle altre tipologie di impianti di produzione.

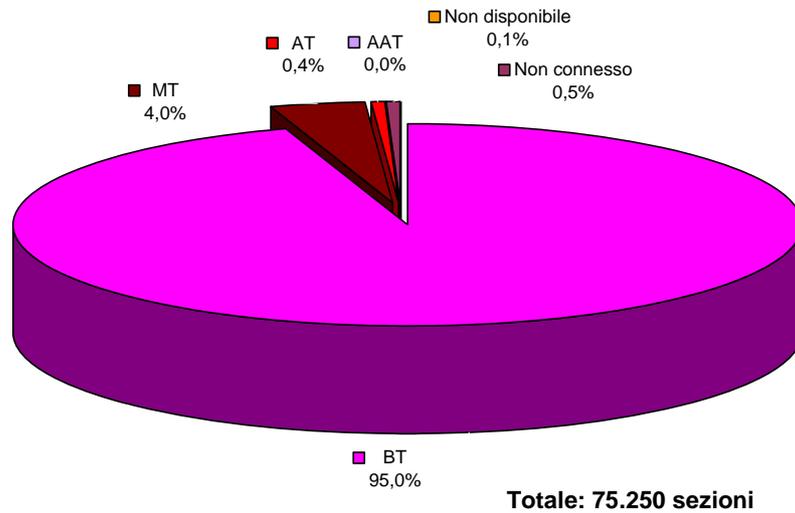


Figura 2.9: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

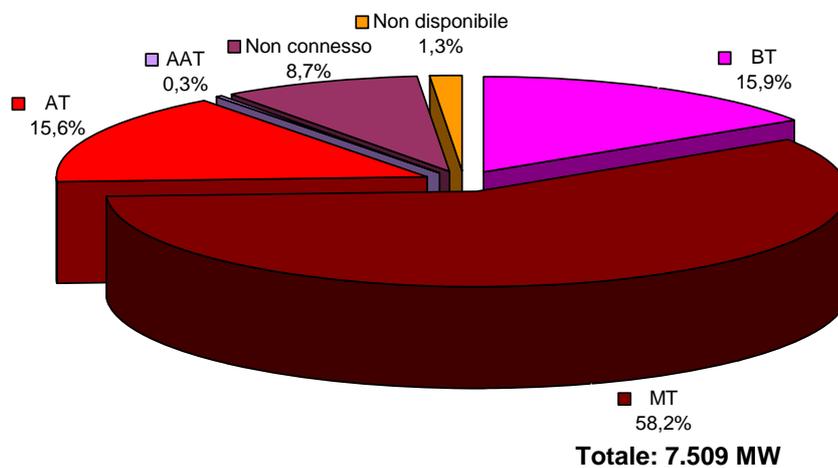


Figura 2.10: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD

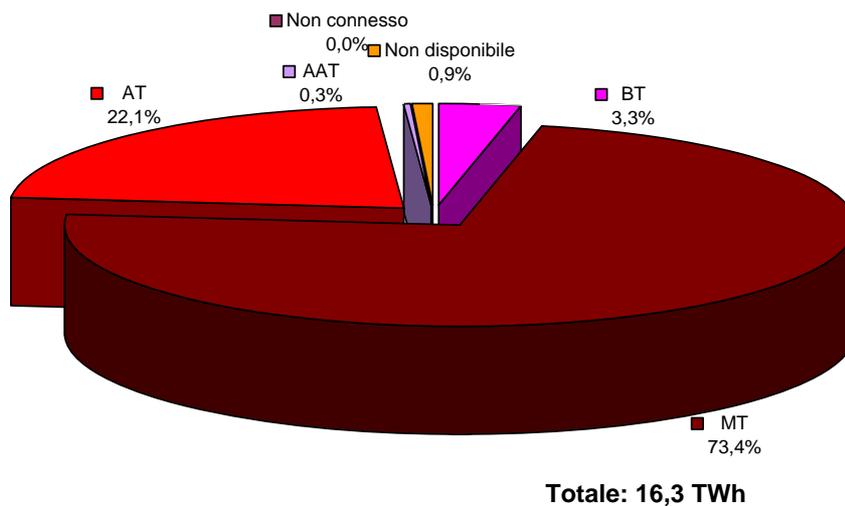


Figura 2.11: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

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](#)).

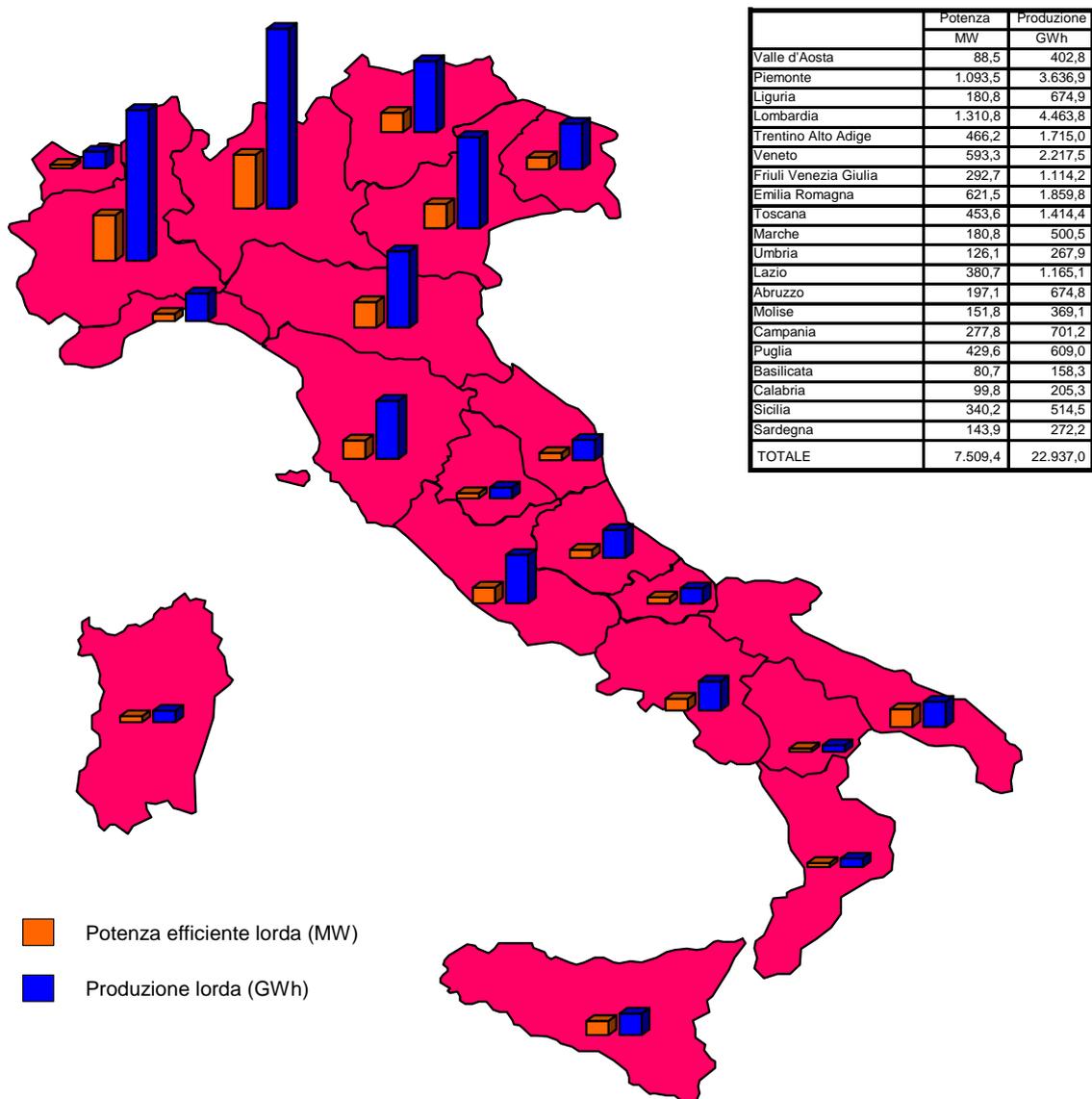


Figura 2.12: Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 7.509 MW; Produzione lorda totale: 22.937 GWh)

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.

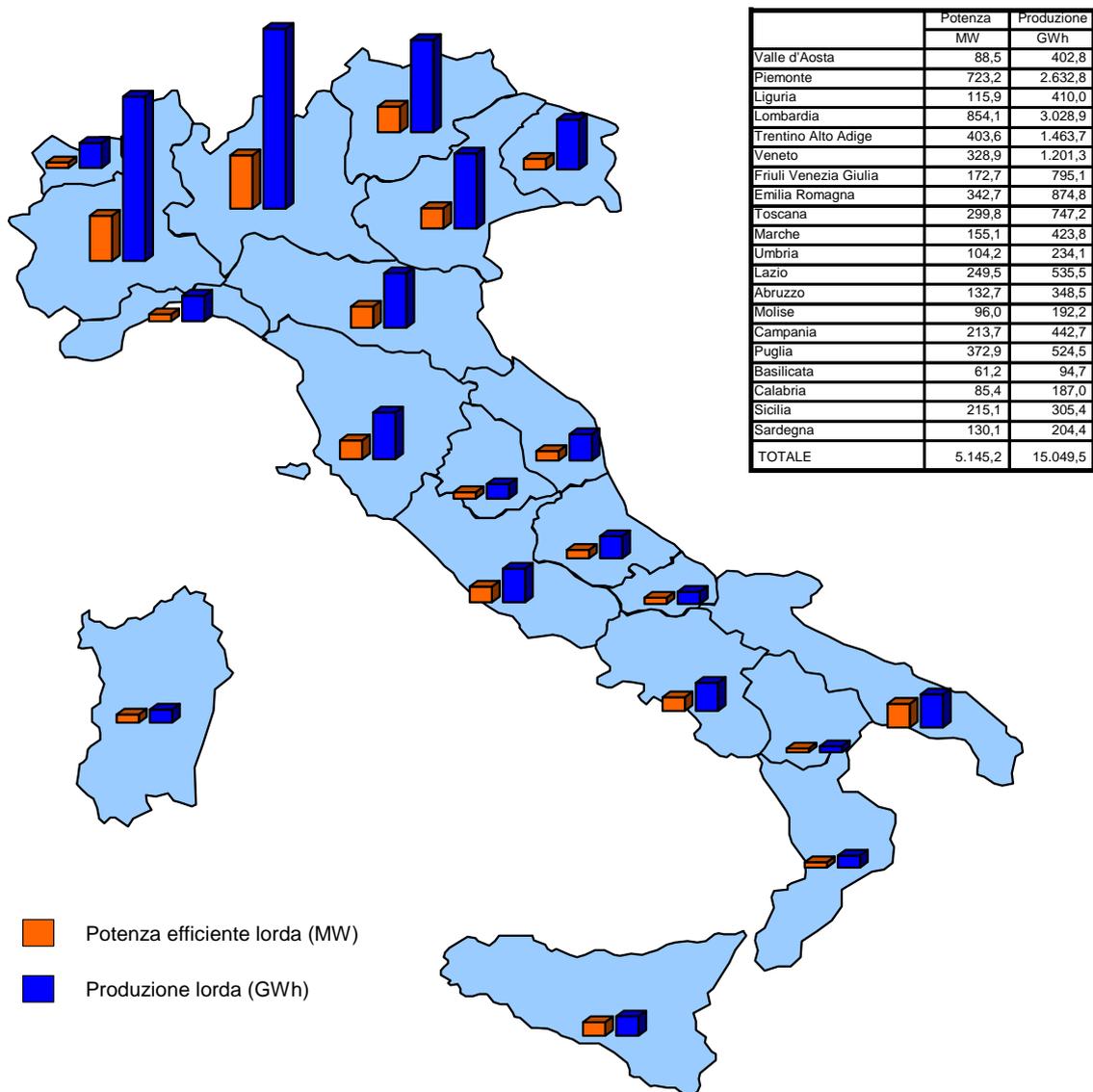


Figura 2.13⁸: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 5.145 MW; Produzione lorda totale: 15.050 GWh)

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

⁸ Con riferimento a questa figura si è considerato:

- per potenza installata, la somma delle potenze degli impianti idroelettrici, termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, termoelettrici ibridi, geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici;
- per energia elettrica prodotta, la produzione degli impianti idroelettrici, la produzione degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da sezioni di impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani e la produzione da fonti rinnovabili delle sezioni alimentate da fonti rinnovabili dei medesimi impianti, la parte imputabile a fonti rinnovabili degli impianti termoelettrici ibridi, la produzione degli impianti geotermoelettrici, la produzione degli impianti eolici e la produzione degli impianti fotovoltaici.

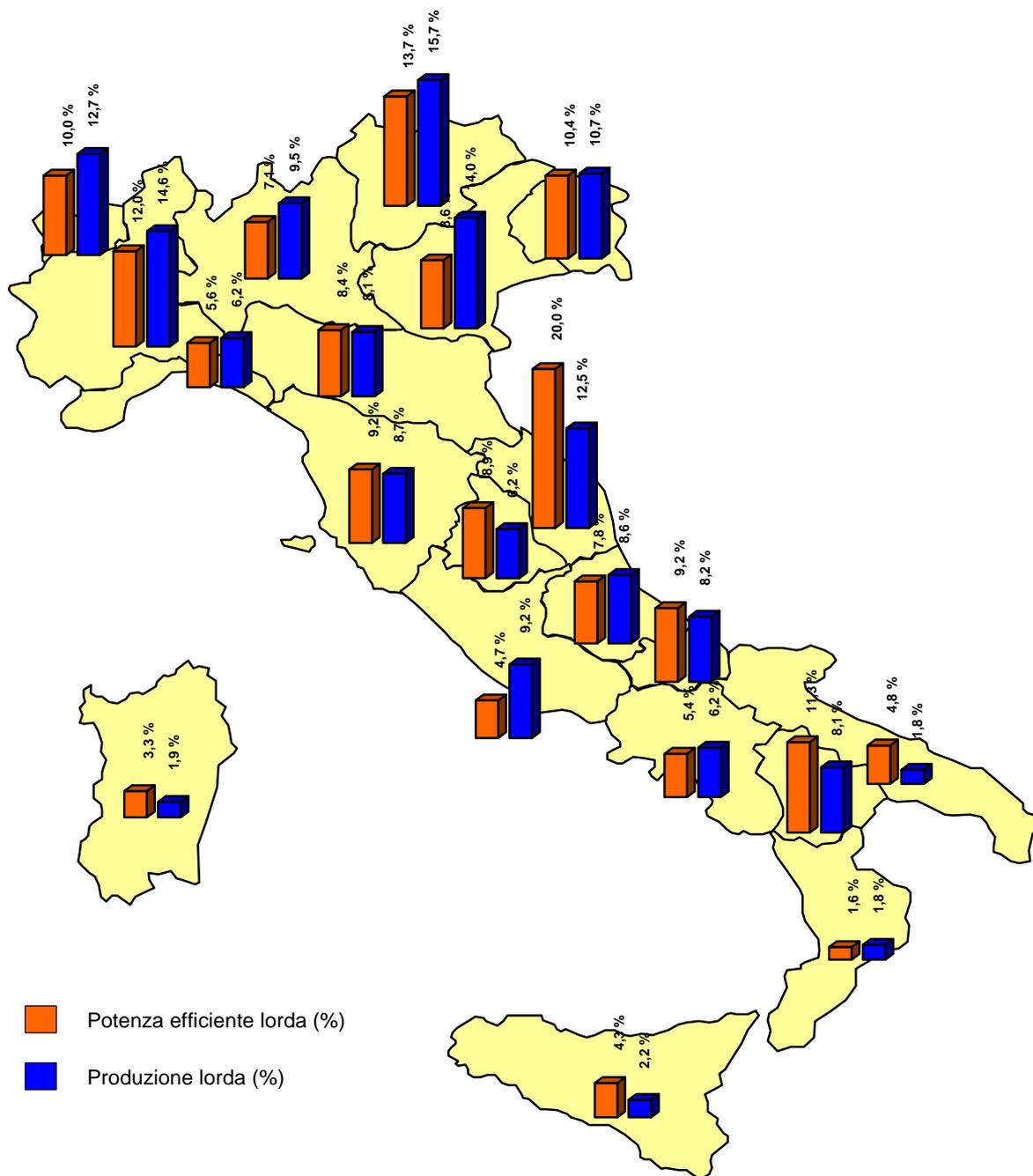


Figura 2.14: Penetrazione della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale

2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della GD

Nel 2009 la fonte idrica ha rappresentato la seconda fonte di energia per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD con i suoi 10,4 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 45,4% dell'intera produzione da impianti di GD e il 19,5% dell'intera produzione idroelettrica italiana). Una produzione derivante per l'82% da impianti ad acqua fluente (1.828 impianti contro i 1.958 impianti idroelettrici di GD), mentre la rimanente produzione è dovuta per l'11,7% ad impianti a bacino e per il 6,3% ad impianti a serbatoio (figura 2.15).

Seguendo la tendenza riscontrata anche negli anni precedenti, il mix di produzione idroelettrica in GD è stato molto diverso da quello nazionale dove si riscontra una più equa ripartizione della produzione elettrica fra gli impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente, inoltre vi è anche la presenza di produzione da pompaggi.

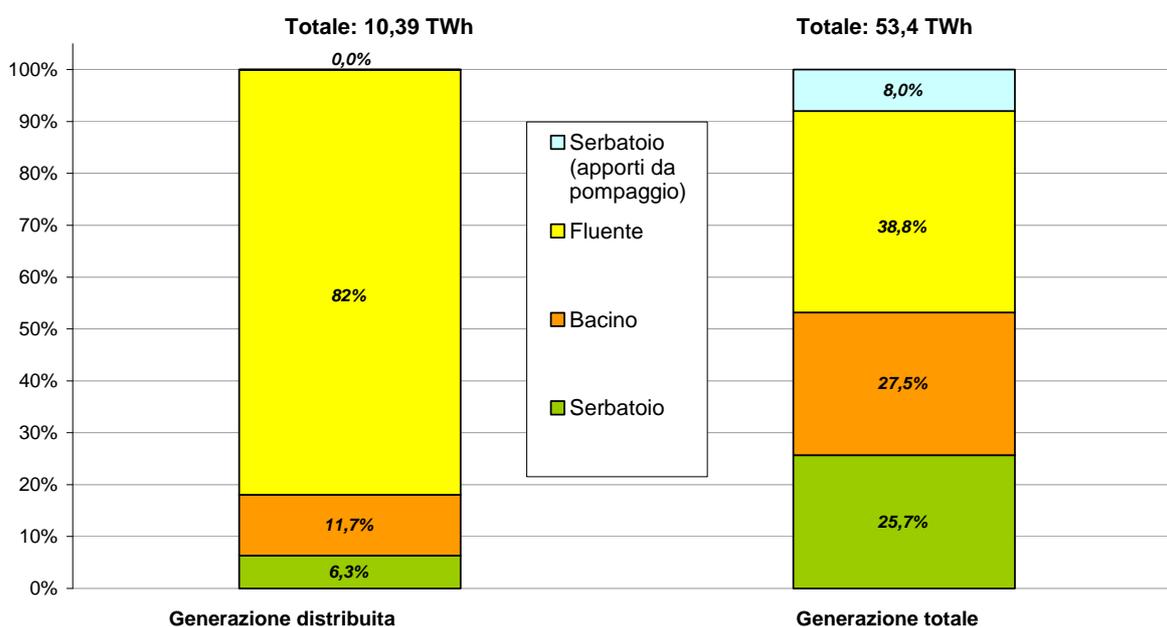


Figura 2.15: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale

Con riferimento alla distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente in funzione delle classi di potenza si nota dalla figura 2.16 che poco meno del 69% del numero degli impianti è di potenza fino a 1 MW e la quasi totalità è di potenza fino a 3 MW; tale distribuzione è stata evidenziata anche nei precedenti monitoraggi, e, anche per il 2009, si confermano i fattori di utilizzo per gli impianti ad acqua fluente che si aggirano 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.

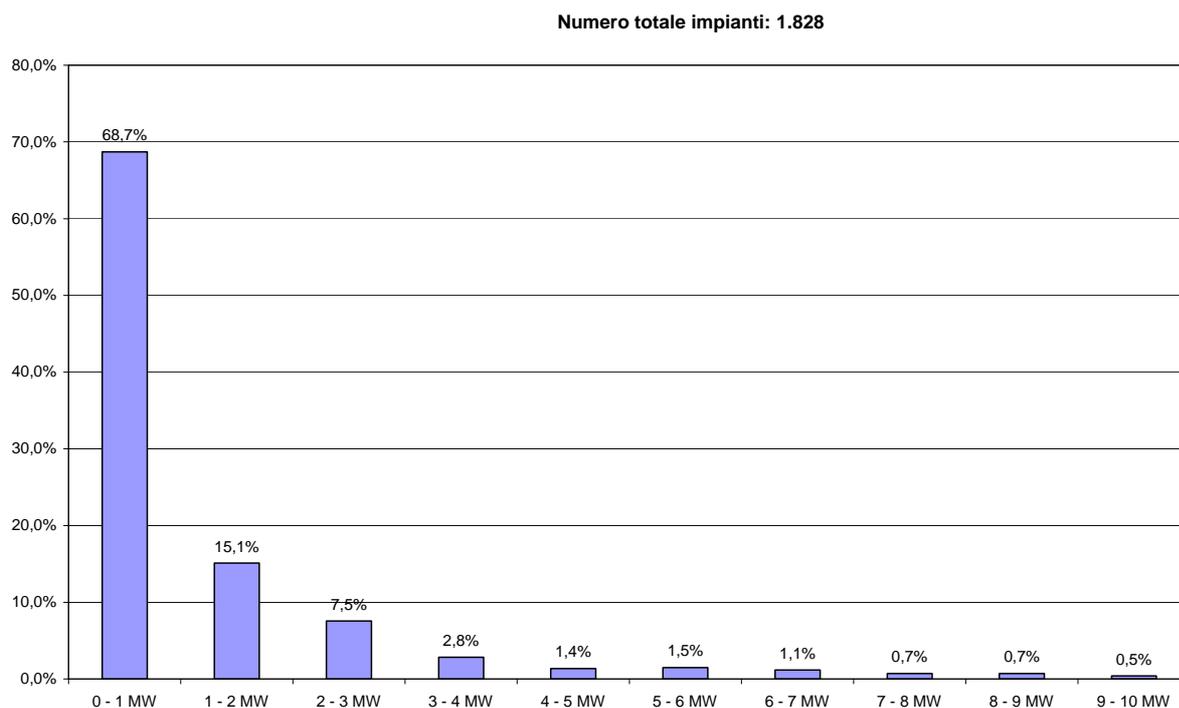


Figura 2.16: *Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD*

Passando ad analizzare la distribuzione sul territorio nazionale si conferma quanto registrato negli anni precedenti, la maggior parte degli impianti e la maggior parte della potenza efficiente lorda installata sono localizzati nel nord Italia, e conseguentemente la percentuale di produzione di energia elettrica da tale fonte è elevata nelle medesime zone geografiche. La produzione, in allineamento con il dato nazionale della GD, è dovuta principalmente ad impianti ad acqua fluente che sfruttano i numerosi corsi d'acqua presenti nell'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 ([figura 2.17](#)).

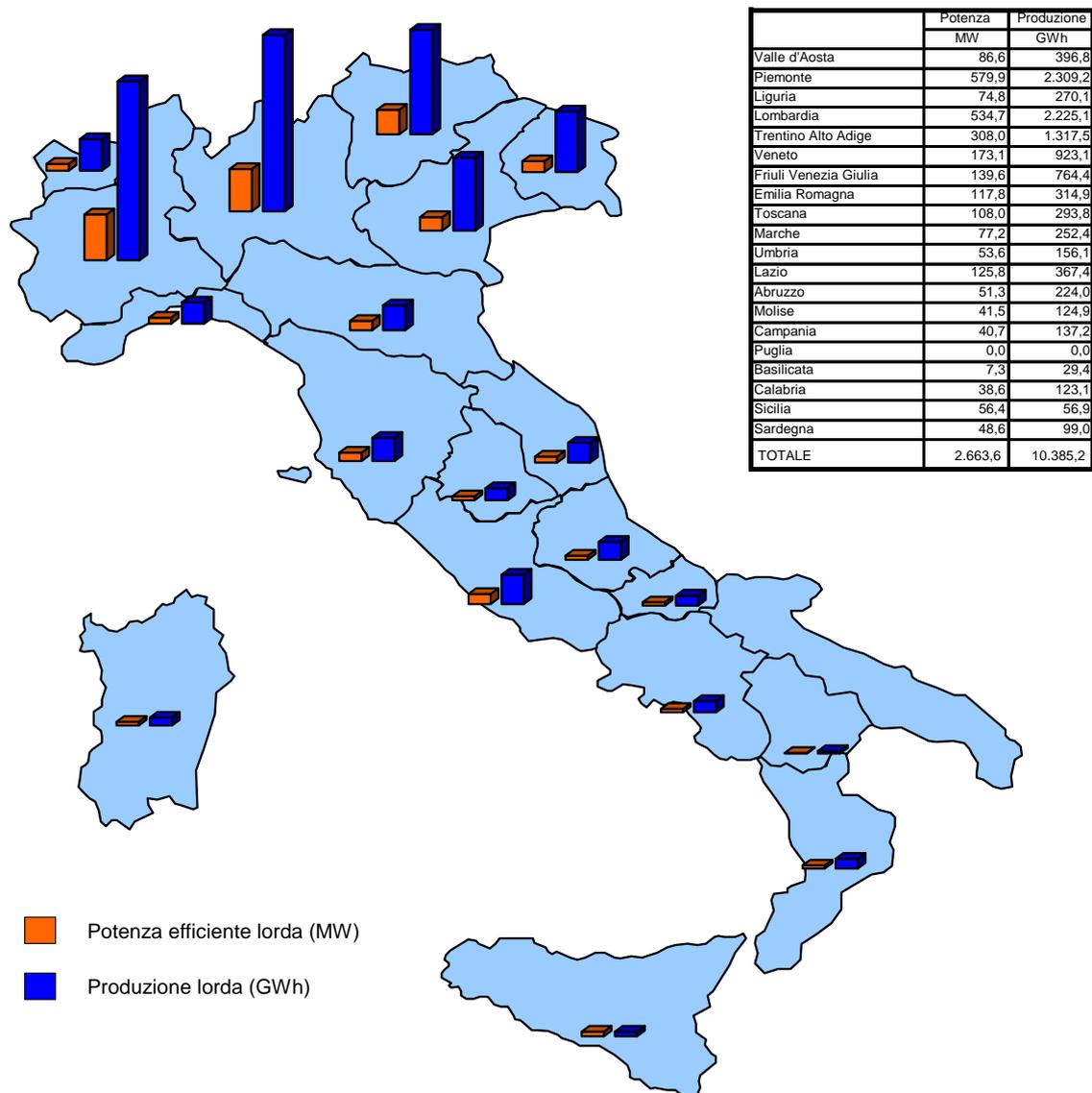


Figura 2.17: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia Potenza efficiente lorda totale: 2.664 MW; Produzione lorda totale: 10.385 GWh)

2.3 Gli impianti eolici nell'ambito GD

Gli impianti eolici di GD, come verificato negli anni precedenti, risultano essere poco diffusi perché solitamente gli impianti eolici tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Analizzando la [figura 2.18](#), relativa alla localizzazione regionale degli impianti eolici di GD e alle corrispondenti potenze installate e produzioni, si nota che la dislocazione degli impianti eolici sul territorio nazionale interessa soprattutto la fascia appenninica e le isole, cioè le zone con maggiore ventosità.

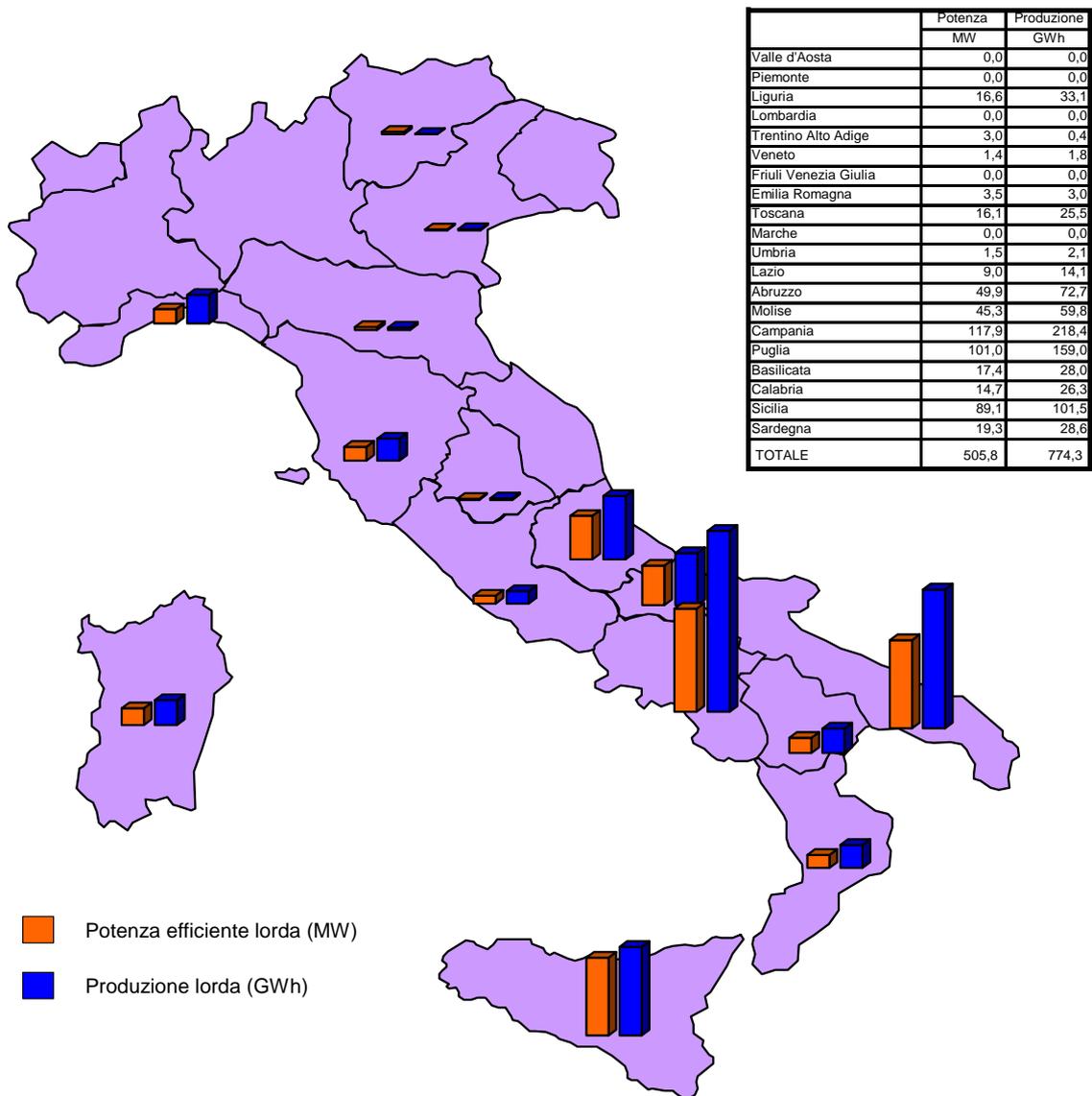


Figura 2.18: Dislocazione degli impianti eolici di GD in Italia: (Potenza efficiente lorda totale: 506 MW; Produzione lorda totale: 774 GWh)

2.4 Gli impianti fotovoltaici nell'ambito della GD

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD evidenzia una grande crescita del numero di impianti fotovoltaici installati nel 2009, pari a più del doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, passando dai 31.911 impianti installati nel 2008 ai 71.258 del 2009; in maniera proporzionale è aumentata sia la potenza installata (da 431 MW nel 2008 a 1142.8 MW nel 2009) e in maniera più che proporzionale l'energia elettrica prodotta (da 192,9 GWh a 676,4 GWh). Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici è dovuto principalmente al meccanismo di incentivazione in "conto energia", previsto dal Decreto del Ministro delle attività produttive del 28 luglio 2005 e dal Decreto del Ministro delle attività produttive del 6 febbraio 2006, e dal successivo meccanismo di incentivazione, anch'esso in conto energia, previsto dal Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 19 febbraio 2007.

Nella tabella 2.B sono riportati i dati, con dettaglio regionale, del numero di impianti, della potenza efficiente lorda installata, della produzione lorda di energia elettrica e della produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete⁹. Da una prima analisi si nota che le due regioni con la maggiore potenza installata, e la conseguente maggiore produzione, sono la Lombardia e la Puglia, ma andando a confrontare il numero di impianti installati, e conseguentemente la taglia media degli impianti installati nelle medesime regioni, si può evidenziare che in Lombardia gli impianti sono generalmente di piccola taglia (qualche kW di potenza) e quindi nascono in linea di massima per autoconsumo in sito mentre in Puglia gli impianti sono solitamente di taglia maggiore (da qualche decina a qualche centinaia di kW) e spesso nascono per produrre energia elettrica da immettere in rete; le considerazioni di cui sopra sono confermate dai valori dell'energia elettrica consumata in loco rispetto a quella immessa in rete.

Regione	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Produzione lorda (kWh)	Produzione netta (kWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Valle d'Aosta	96	1.020	394.638	290.867	103.772
Piemonte	5.777	81.347	50.227.116	16.778.098	33.449.019
Liguria	934	7.794	5.122.821	1.589.599	3.533.223
Lombardia	10.814	126.277	72.886.095	35.688.318	37.197.778
Trentino Alto Adige	3.723	63.694	42.328.697	13.874.718	28.453.977
Veneto	6.867	78.252	45.429.862	16.900.456	28.529.407
Friuli Venezia Giulia	3.491	29.085	18.141.673	6.795.863	11.345.810
Emilia Romagna	6.656	94.917	55.343.134	21.325.025	34.018.108
Toscana	4.973	54.791	40.384.808	18.532.701	21.852.106
Marche	2.820	61.972	35.787.269	11.850.232	23.937.037
Umbria	1.645	33.908	25.837.913	6.151.413	19.686.500
Lazio	4.302	85.063	38.082.275	12.849.239	25.233.034
Abruzzo	1.371	25.283	13.450.034	5.000.885	8.449.150
Molise	228	8.497	2.517.312	528.969	1.988.344
Campania	1.711	32.222	21.603.312	7.709.403	13.830.154
Puglia	5.278	214.795	95.645.170	33.776.253	61.868.917
Basilicata	966	29.225	21.687.554	3.205.932	18.481.622
Calabria	1.656	28.960	27.120.665	10.560.351	16.560.312
Sicilia	3.748	44.154	33.315.613	13.141.931	20.170.623
Sardegna	4.202	41.545	31.174.581	10.286.000	20.888.580
TOTALE	71.258	1.142.801	676.480.542	246.836.253	429.577.473

Tabella 2.B: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD in Italia

⁹ Per un maggiore dettaglio relativo agli impianti incentivati in "conto energia" si rimanda ai dati statistici pubblicati dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. - GSE sul proprio sito internet all'indirizzo www.gse.it/attivita/statistiche/Pagine/default.aspx.

Si evidenzia che potrebbero presentarsi delle differenze tra i dati riportati nel presente Monitoraggio e quelli pubblicati dal GSE per possibili aggiornamenti dei dati successivamente al 15 ottobre 2010, data in cui Terna ha fornito i dati all'Autorità per il presente monitoraggio.

2.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della GD

La produzione da GD termoelettrica nel 2009 è risultata essere pari a 10,9 TWh con 999 impianti in esercizio per 1.901 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 3.173,3 MW. I 999 impianti, differenziando per tipologia di combustibile, sono distribuiti nel seguente modo: 321 impianti (per una potenza pari a 553 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 41 impianti (per una potenza pari a 172 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, e di questi 5 (per una potenza pari a 24,8 MW) non sono alimentati esclusivamente con rifiuti solidi urbani, 618 impianti (per una potenza pari a 2.364 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 19 impianti (per una potenza pari a 83 MW) sono ibridi.

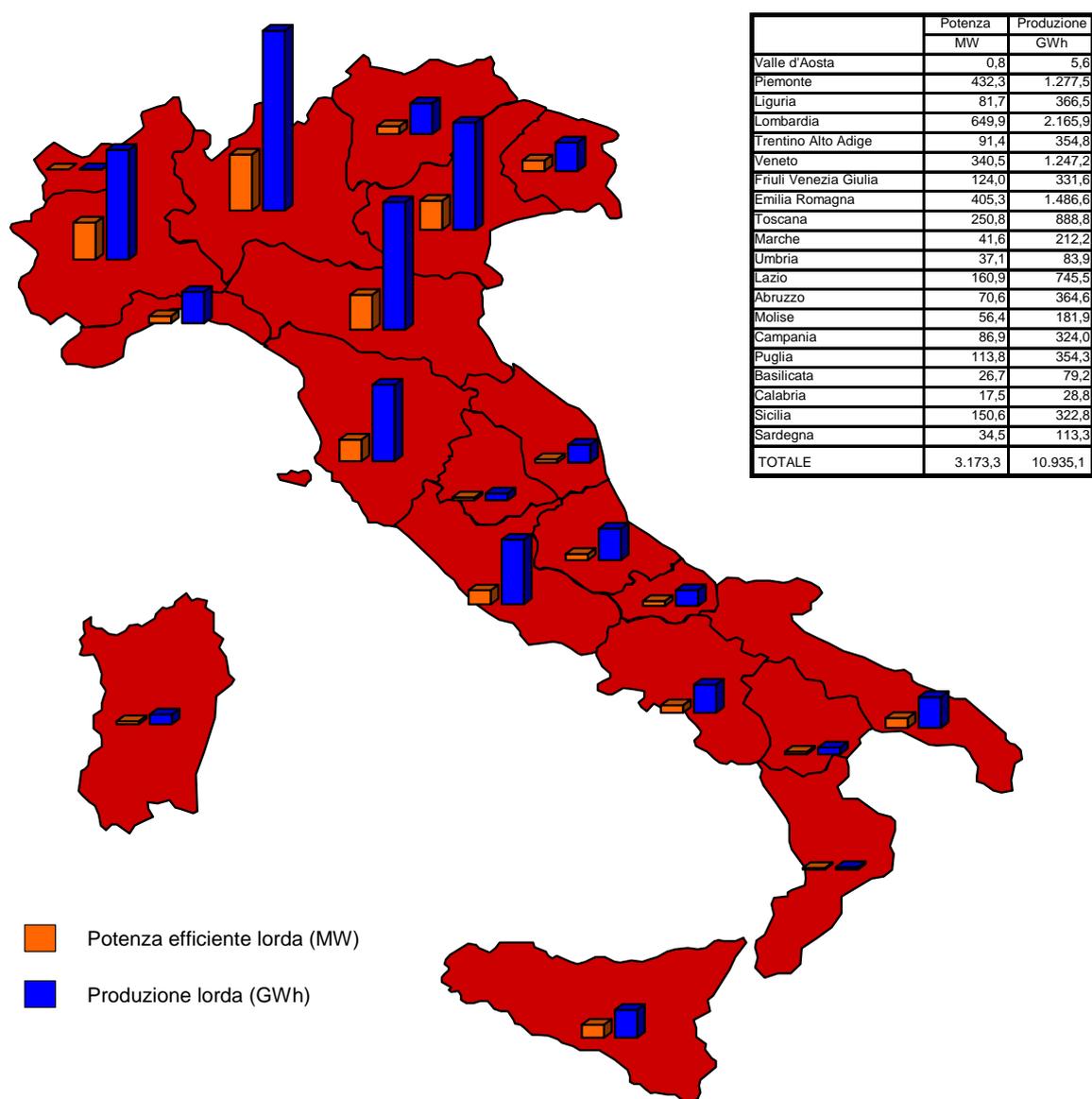


Figura 2.19: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD in Italia: Potenza efficiente lorda totale: (3.173 MW; Produzione lorda totale: 10.935 GWh)

Come già sottolineato nel paragrafo 1.3, e come avvenuto nei precedenti monitoraggi, 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. 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.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, analogamente con quanto evidenziato nei precedenti monitoraggi, esiste una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale: infatti nelle regioni del nord Italia e del centro-nord è localizzata la maggior parte della potenza installata e nelle medesime regioni si riscontra la maggiore produzione di energia elettrica con impianti termoelettrici (figura 2.19).

Sul versante della produzione di energia elettrica si può osservare che vi è una forte dipendenza dall'utilizzo di gas naturale (circa il 58%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta poco più del 25% del totale di energia termoelettrica da GD (figura 2.20). Un mix di fonti primarie, quindi, molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove il 65% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 17,5% utilizzando carbone, circa il 2,6% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi (figura 2.21).

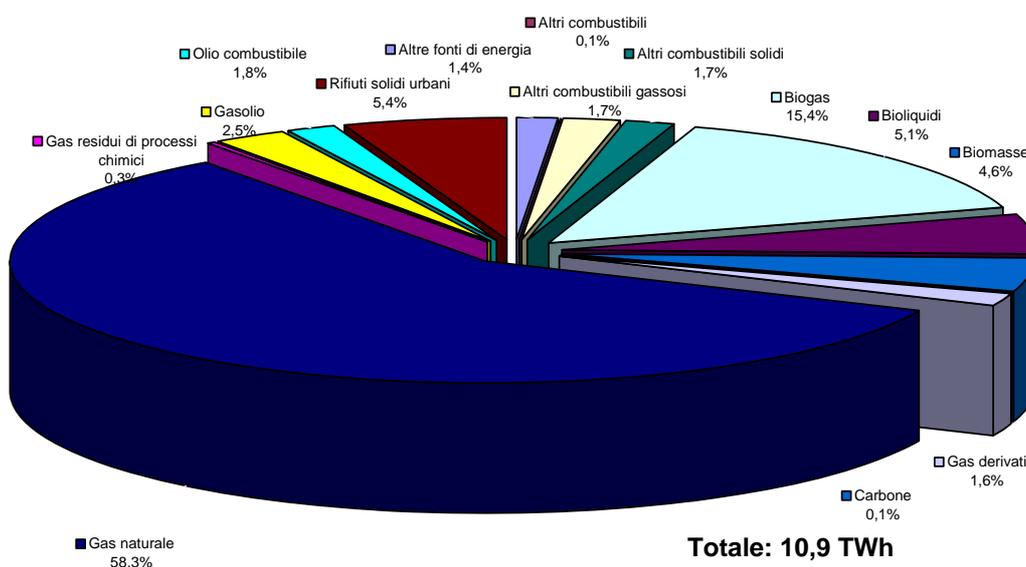


Figura 2.20¹⁰: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita*

¹⁰ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine “altri combustibili” si intendono il cherosene e la nafta, con il termine “altri combustibili gassosi” si intendono i combustibili fossili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto e il gas di raffineria, con il termine “altri combustibili solidi” si intendono i combustibili fossili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine “bioliquidi” si intendono i bioliquidi non meglio identificati, il biodiesel, gli oli vegetali grezzi e i rifiuti liquidi biodegradabili, e con il termine “gas derivati” si intendono il gas d’altoforno, il gas di cokeria e il gas da estrazione. I singoli apporti di tali combustibili nell’ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

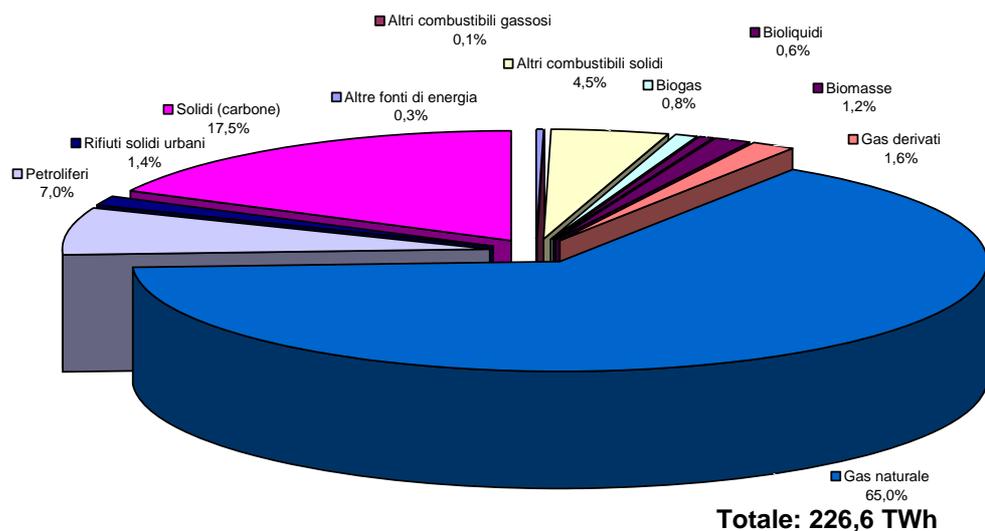


Figura 2.21: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale*

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 negli anni scorsi con i precedenti monitoraggi relativamente al diverso mix di fonti primarie utilizzato. Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica quasi il 60% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici è ottenuta tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più biogas, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (poco meno dell'87%), per lo più gas naturale ([figura 2.22](#) e [figura 2.23](#)).

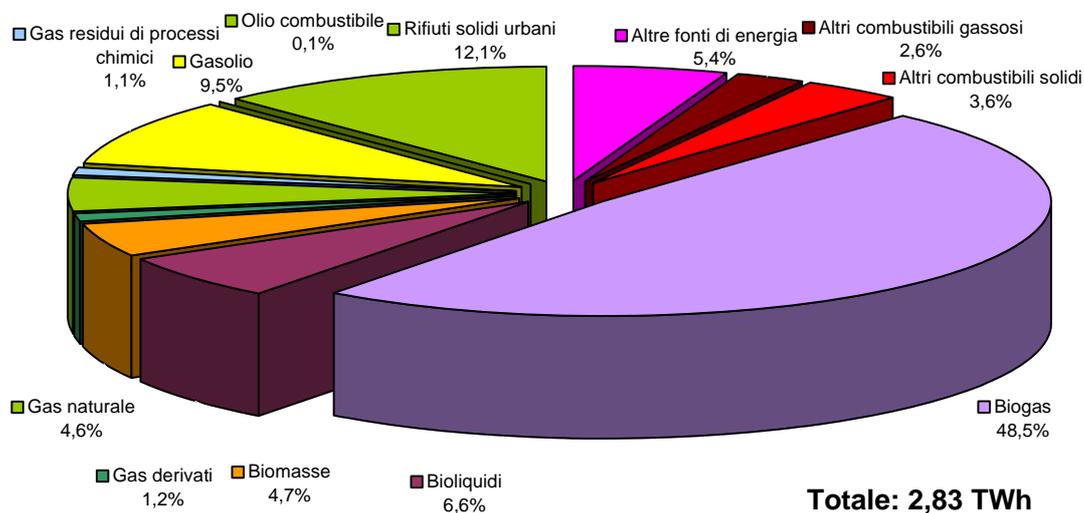


Figura 2.22¹⁰: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica*

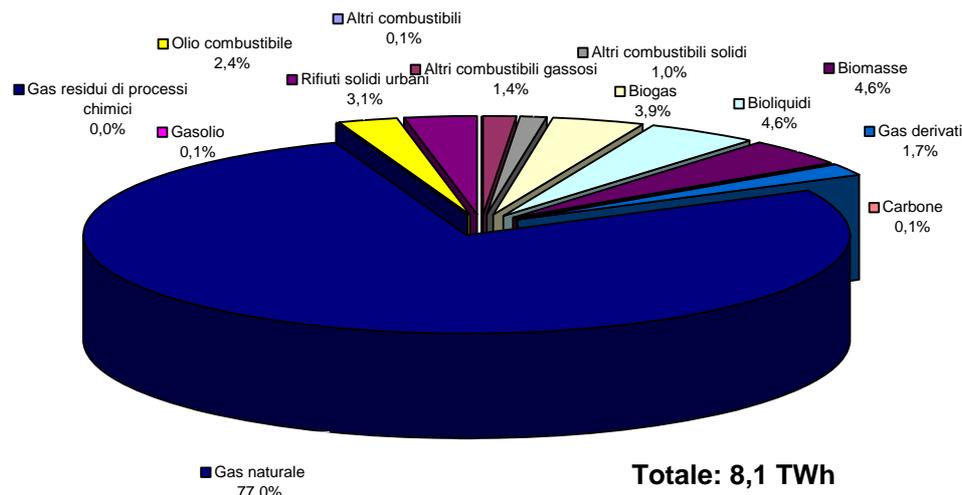


Figura 2.23¹⁰: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Esaminando il rapporto fra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete, sostanzialmente la situazione resta simile a quella registrata negli anni precedenti, con un consumo in loco dell'energia prodotta complessivamente pari a poco meno del 49% dell'intera produzione termoelettrica lorda di generazione distribuita, e con una forte riduzione di questa quota nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Anche nel caso degli impianti termoelettrici si evidenzia quanto detto precedentemente a livello generale in relazione alle motivazioni e ai criteri con i quali si è sviluppata e continua a svilupparsi la GD: da un lato soddisfare le richieste locali di energia elettrica (ed eventualmente anche di calore) e dall'altro sfruttare le risorse energetiche diffuse (in particolare le fonti rinnovabili) non altrimenti sfruttabili con impianti di maggiori dimensioni.

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 il 14,3% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 61,1% 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 2.24).

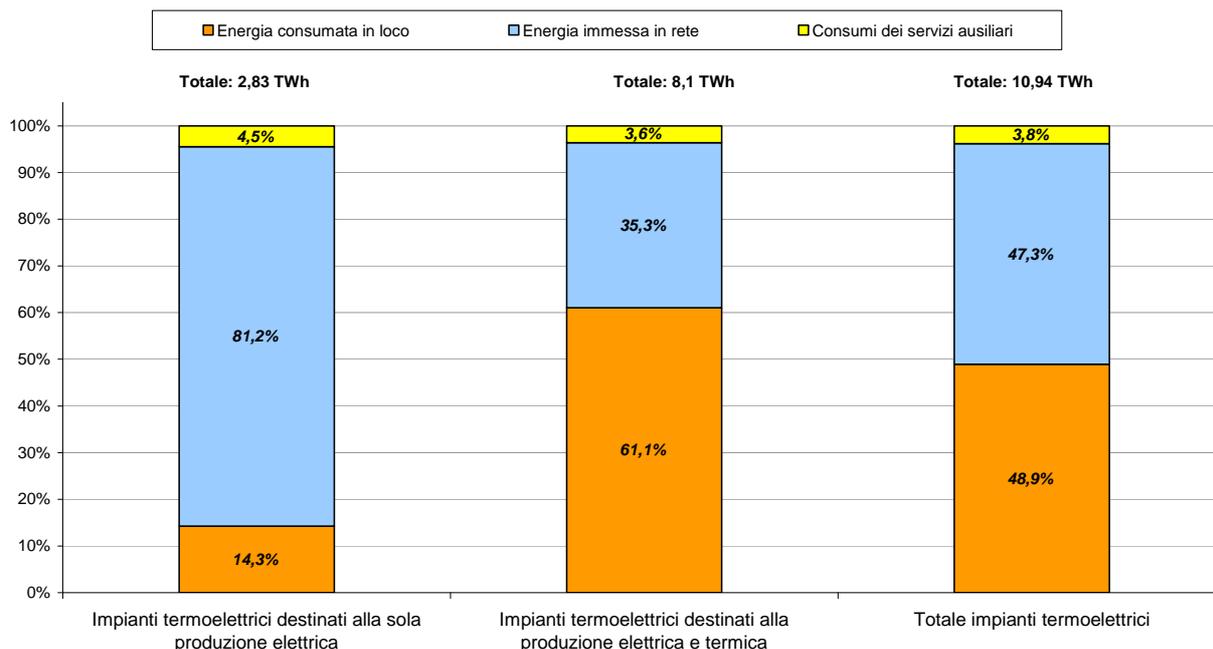


Figura 2.24: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD

Anche per quanto riguarda i fattori di utilizzo le differenziazioni riscontrate negli anni precedenti continuano a presentarsi, 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. 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.

Concentrandosi sui motori primi impiegati nella generazione distribuita si nota che quasi il 70% delle sezioni degli impianti utilizzano motori a combustione interna. Ancor più interessante è notare che di queste sezioni la maggior parte è costituita da motori con taglia fino a 1 MW (poco più del 67% nel caso di produzione di sola energia elettrica e il 53,5% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore - [figura 2.25](#) e [figura 2.26](#)) e che sia la potenza installata che la produzione elettrica da motori a combustione interna sono equamente ripartite fra l'impiego per la sola produzione di energia elettrica e l'impiego per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

Nel caso di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica l'impiego delle turbine risulta molto diffuso, soprattutto nelle configurazioni di impianti in contropressione (236 sezioni) con taglie dei motori primi per lo più sotto i 5 MW ([figura 2.27](#)) e di impianti turbogas (124 sezioni) con taglie dei motori primi per lo più fino a 6 MW ma con un picco, come evidenziato negli scorsi anni, nel "range" tra 4 e 5 MW ([figura 2.28](#)).

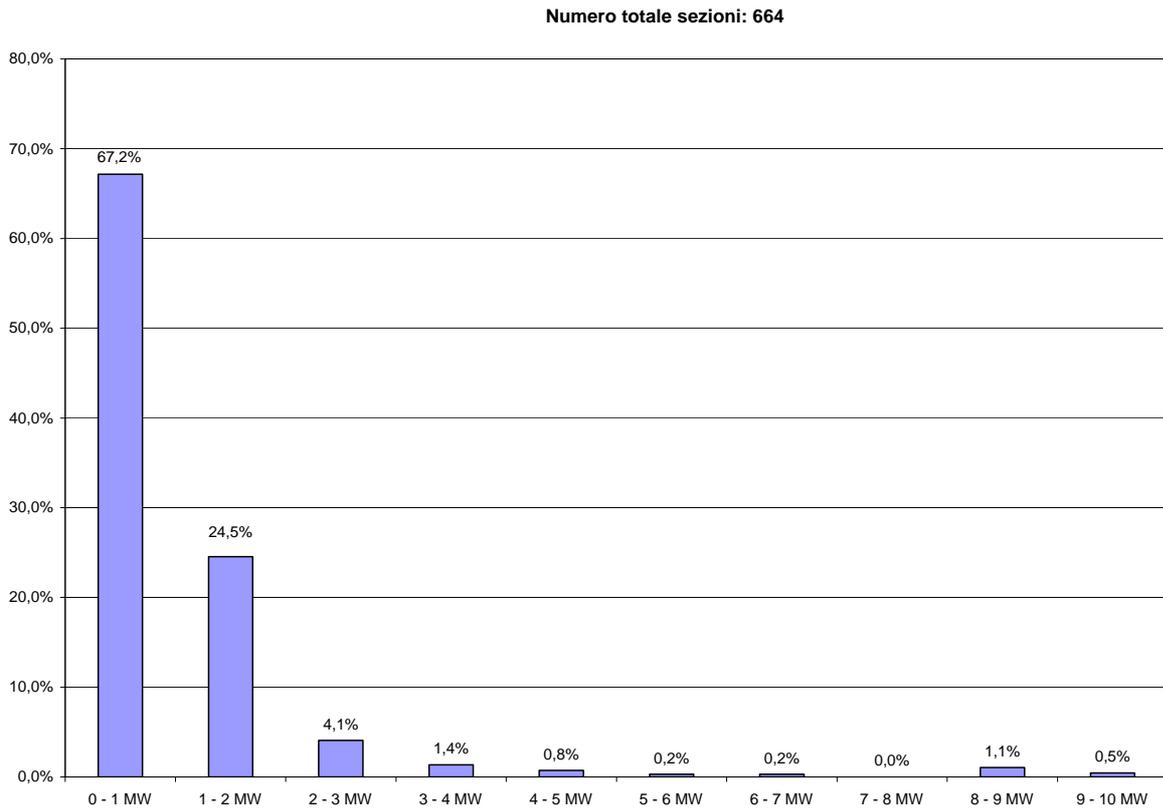


Figura 2.25: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

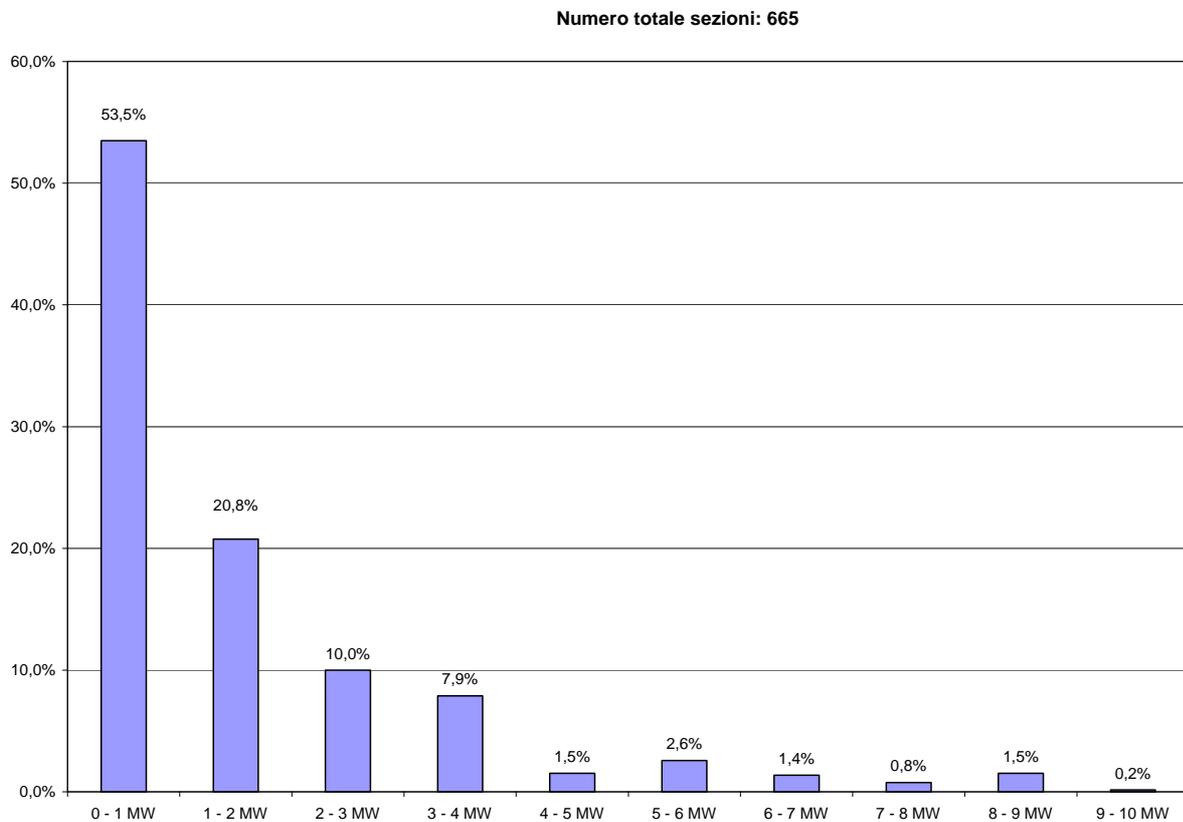


Figura 2.26: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

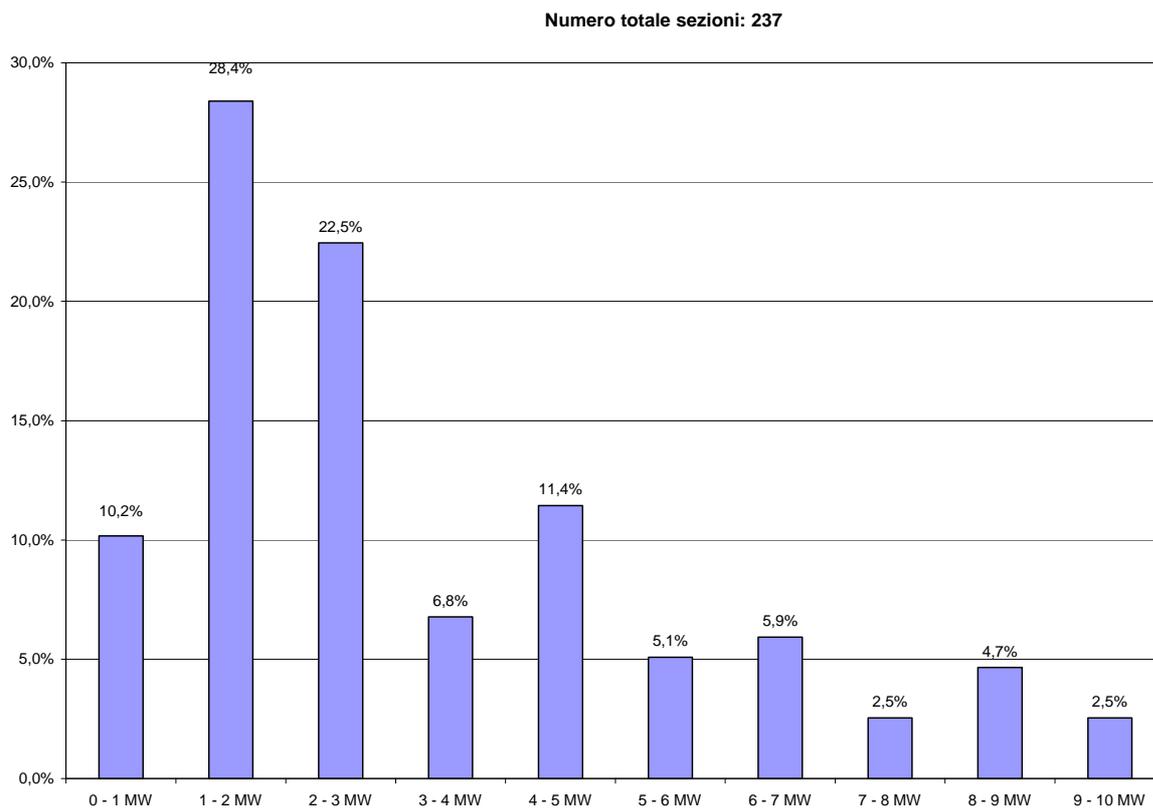


Figura 2.27: Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in contropressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

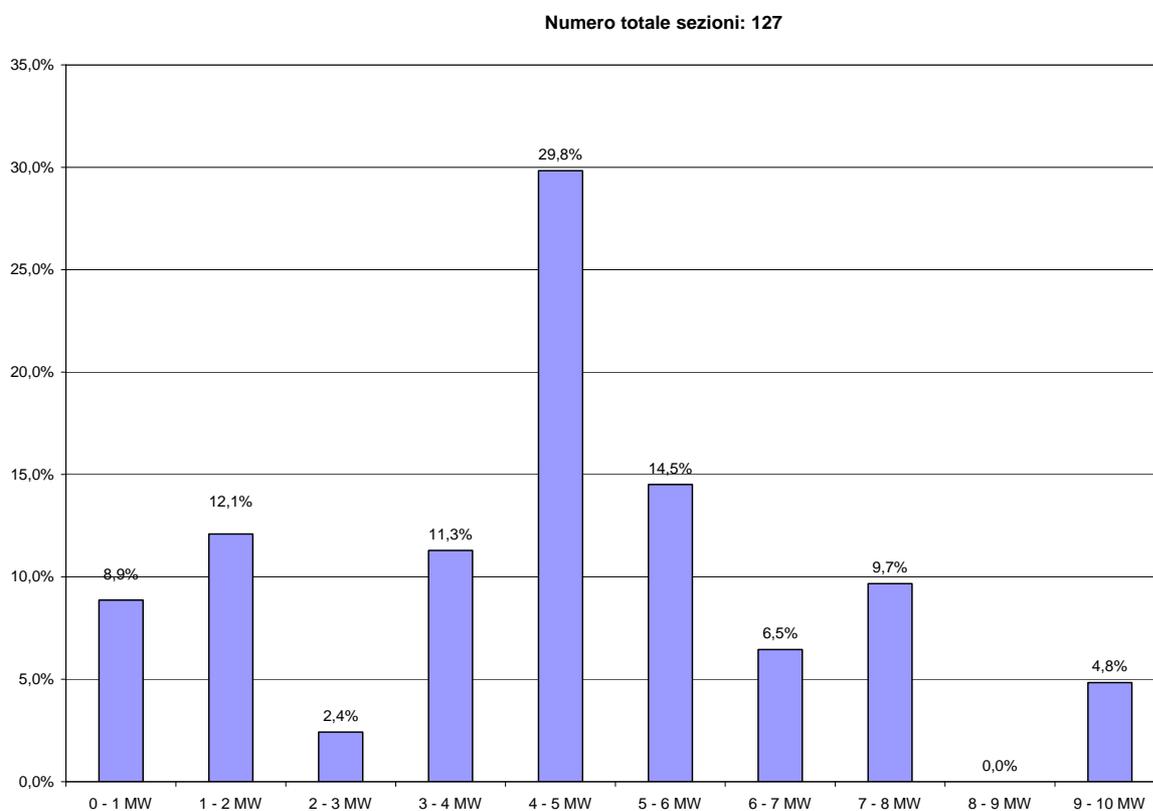


Figura 2.28: Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

Sono invece minori le installazioni di impianti a ciclo combinato o in impianti a condensazione e spillamento per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

Le seguenti figure (figura 2.29 e figura 2.30) riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza installata tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione di sola energia elettrica e nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore.

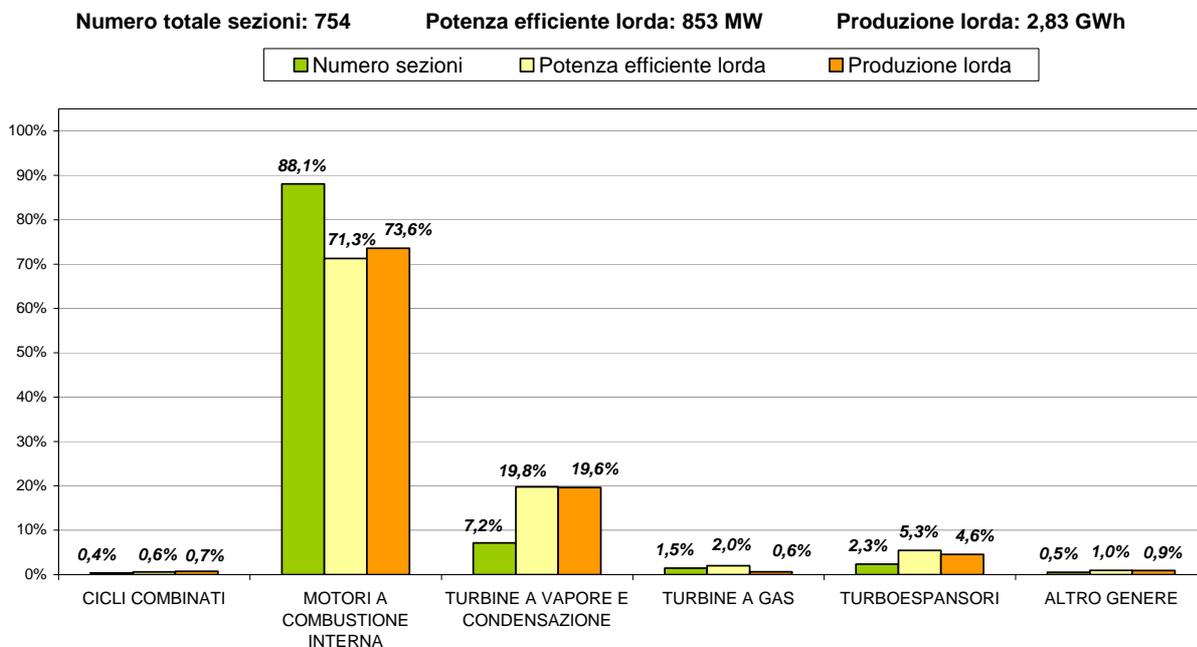


Figura 2.29: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD

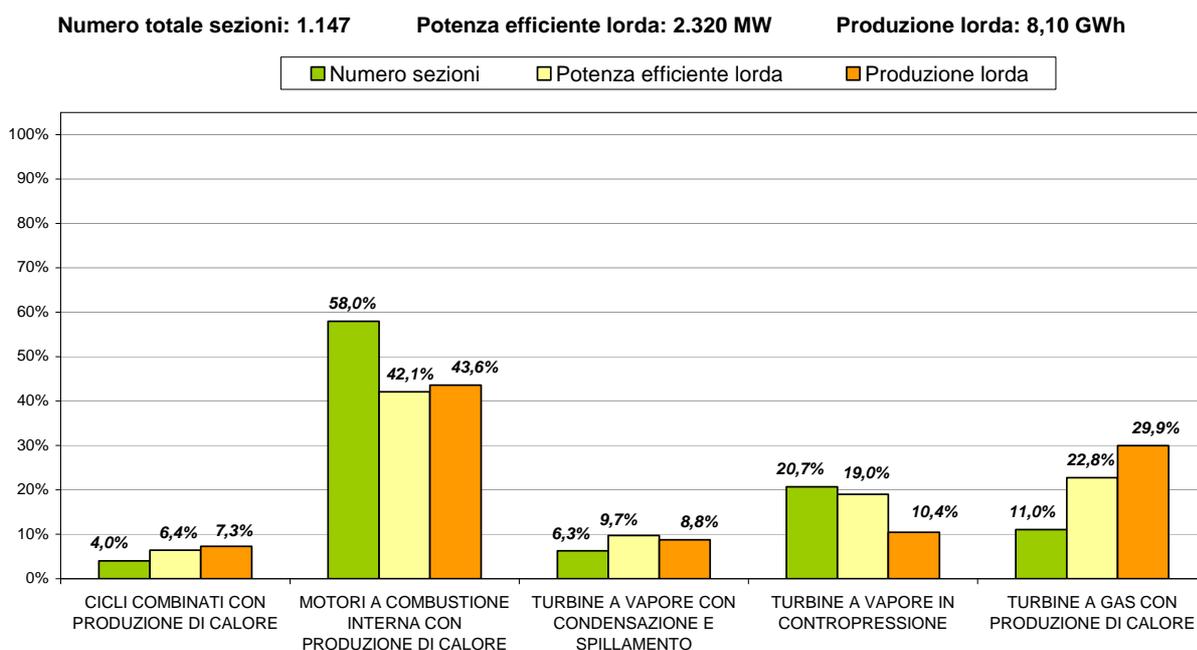


Figura 2.30: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

Ben diversa è la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza efficiente lorda tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore totale a livello nazionale (figura 2.31) dalla quale emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

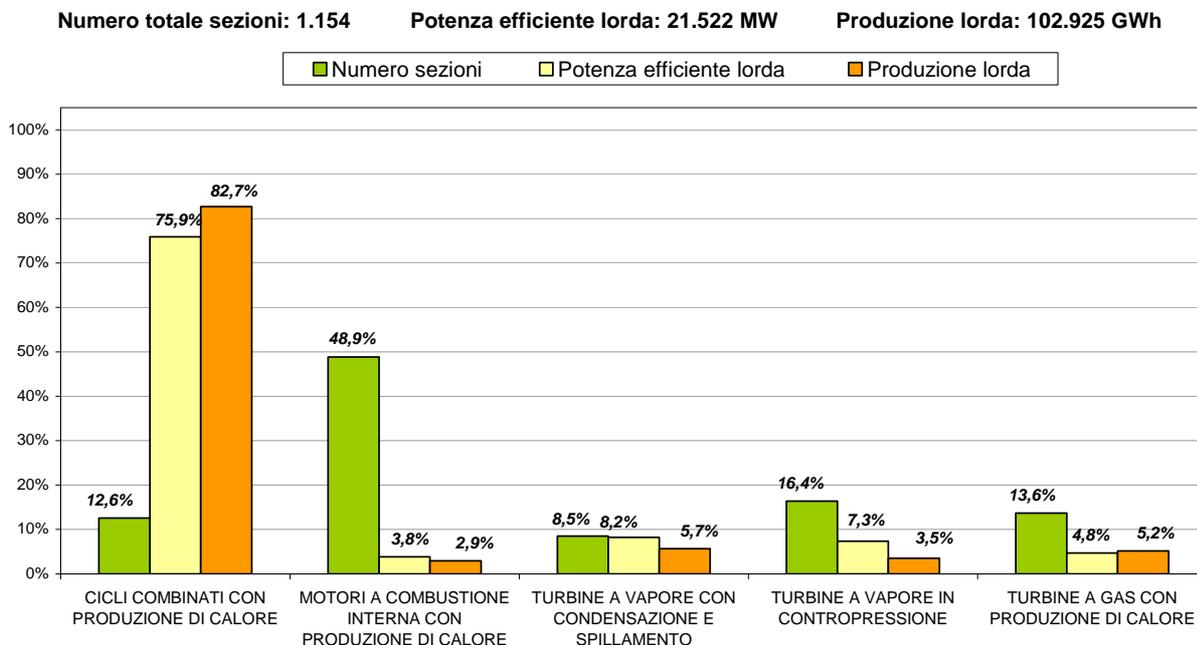


Figura 2.31: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano

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 netta di energia elettrica e la produzione di energia termica utile) per le diverse tipologie impiantistiche nel caso della GD (figura 2.32) e nel caso globale nazionale (figura 2.33).

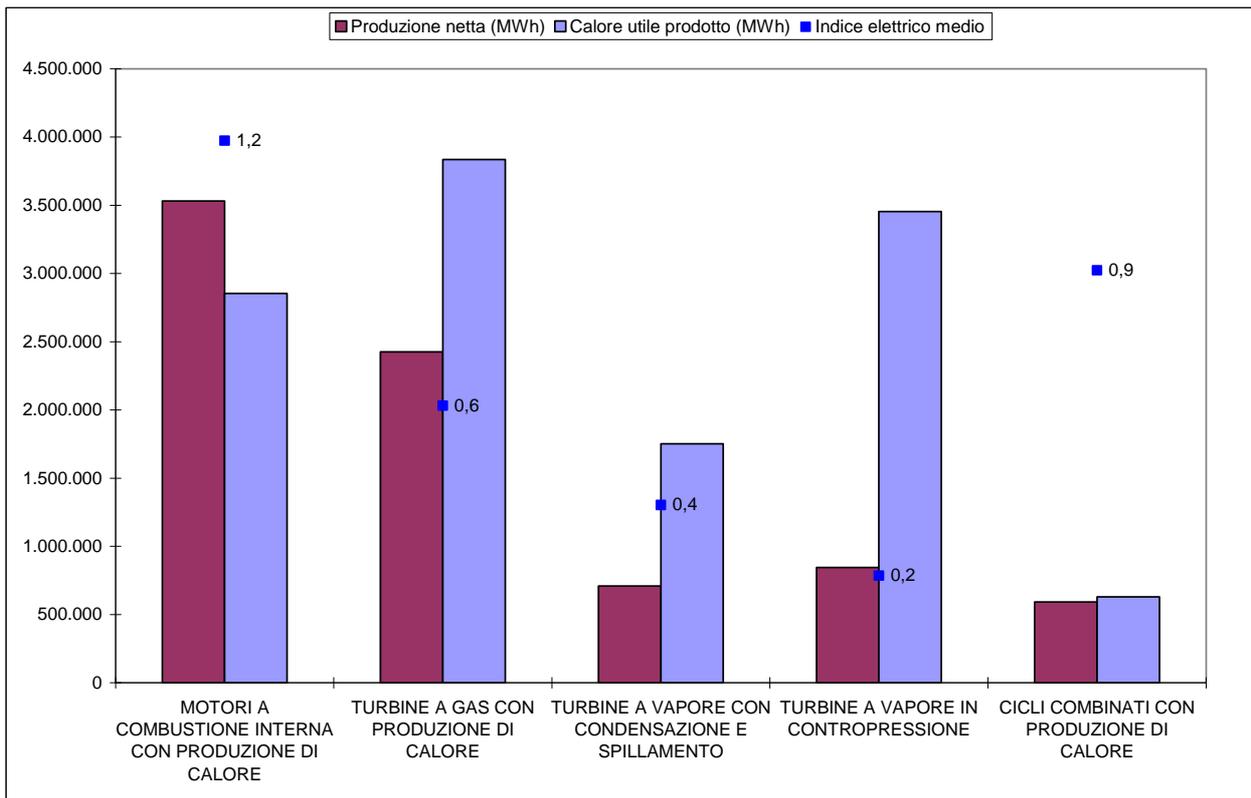


Figura 2.32: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

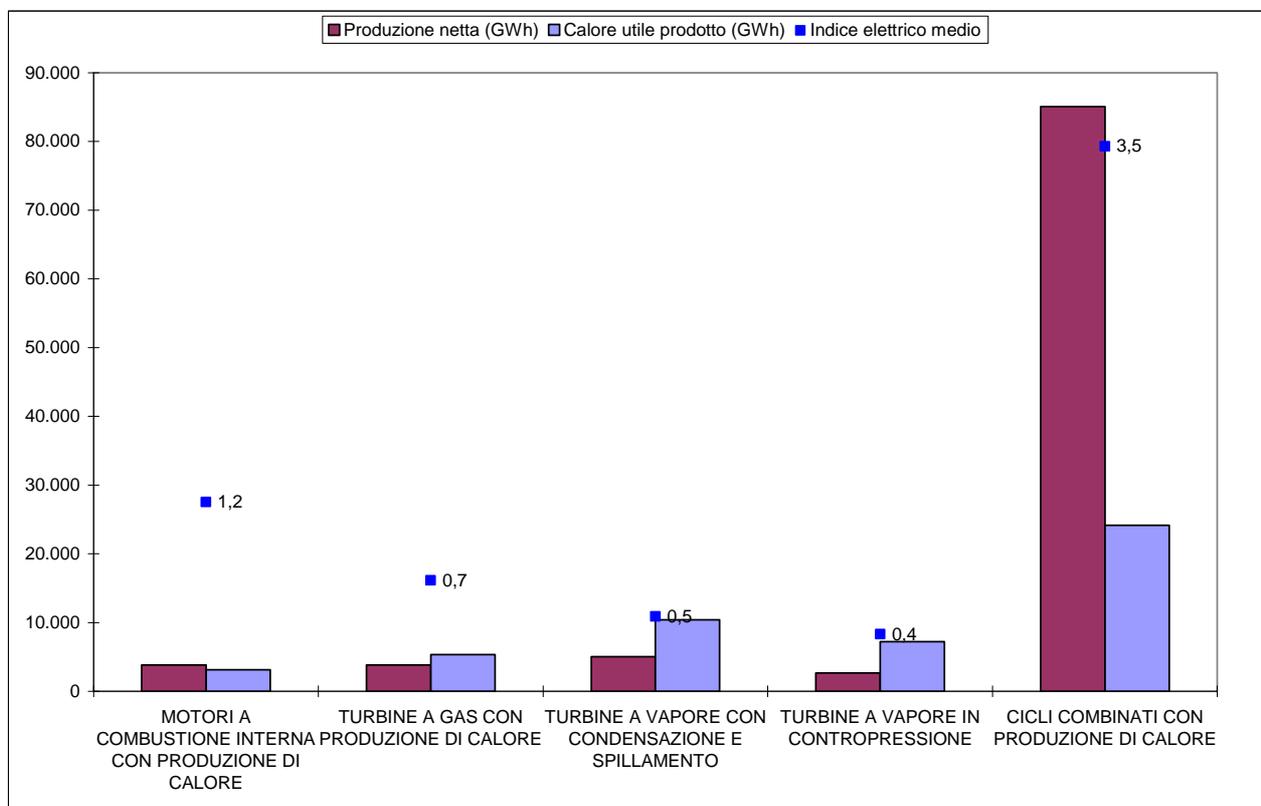


Figura 2.33: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano

Con riferimento agli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, sulla base dei dati disponibili, è possibile formulare alcune considerazioni in termini di efficienza e di risparmio energetico. Nel caso di impianti alimentati da gas naturale (le cui produzioni di energia elettrica sono circa pari al 77% del totale termoelettrico per la produzione combinata in GD), si evidenzia che:

- a) nell'ipotesi di considerare un rendimento elettrico di riferimento (η_{es}) pari al 51% e un rendimento termico di riferimento (η_{ts}) dell'85%¹¹, si ottiene un IRE medio pari a 4,2%;
- b) nell'ipotesi di considerare un rendimento elettrico di riferimento (η_{es}) pari al 41% e un rendimento termico di riferimento (η_{ts}) dell'85%¹², si ottiene un IRE medio pari a 14,9%.

Si noti tuttavia che tali considerazioni si basano su dati medi e potrebbero risentire di errori derivanti dalla quantificazione dell'energia termica utile. Infatti, tale quantificazione è oggetto di più accurate analisi e verifiche solo nel caso in cui venga richiesta la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento al fine di ottenere i conseguenti benefici.

Sulla base dei dati disponibili, non si ritiene opportuno effettuare valutazioni simili nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore alimentati da combustibili diversi da quelli fossili commerciali poiché i risultati ottenuti risentirebbero notevolmente delle approssimazioni relative alla quantificazione dell'energia termica utile e anche del contenuto energetico dei combustibili.

¹¹ I valori utilizzati per i parametri η_{es} e η_{ts} sono valori medi indicativi ricavabili, nel caso di utilizzo del gas naturale, dalla decisione della Commissione europea del 21 dicembre 2006, senza effettuare più accurate distinzioni sulla base dell'anno di entrata in esercizio dell'impianto e del fluido vettore di energia termica.

¹² I valori utilizzati per i parametri η_{es} e η_{ts} sono valori medi indicativi ricavabili, nel caso di utilizzo del gas naturale, dalla deliberazione n. 42/02, senza effettuare più accurate distinzioni sulla base della taglia dell'impianto e della destinazione dell'energia termica.

CAPITOLO 3

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA PICCOLA GENERAZIONE NELL'ANNO 2009 IN ITALIA

3.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di piccola generazione nel 2009 è stata pari a 3.314 GWh (poco meno del 14,5% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD), con un incremento, rispetto al 2008, di circa 861 GWh; nel 2009 risultavano installati 72.907 impianti di PG per una potenza efficiente lorda di 1.748 MW, con un evidente aumento del numero di impianti installati da imputare, come già evidenziato per la GD, fondamentalmente agli impianti fotovoltaici e, in parte marginale, agli impianti idroelettrici e termoelettrici.

Differenziando per tipologia di impianti, nel 2009 risultavano installati 467 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 1.962 GWh (59,2% della produzione da PG), 208 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 697 GWh (21% della produzione da PG), 14 MW da impianti eolici che hanno prodotto 9 GWh (poco meno dello 0,3% della produzione da PG) e 1.059 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 647 GWh (il 19,5% della produzione da PG).

Nella tabella seguente (tabella 3.A) vengono riportati, per ogni tipologia di impianti di produzione di energia elettrica (nel caso degli impianti termoelettrici vengono suddivisi in base alla tipologia di combustibile utilizzato: biomasse, biogas e bioliquidi, rifiuti solidi urbani, fonti non rinnovabili e impianti ibridi), il numero di impianti, la potenza efficiente lorda installata, la produzione lorda di energia elettrica e la produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Idroelettrici	1.274	467	1.961.529	81.099	1.845.647
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	168	102	475.460	59.778	396.503
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	5	3	10.198	1.122	8.439
<i>Fonti non rinnovabili</i>	202	98	187.252	111.438	69.952
<i>Ibridi</i>	6	5	24.142	9.961	12.665
Totale termoelettrici	381	208	697.052	182.299	487.559
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	24	14	8.928	0	8.902
Fotovoltaici	71.228	1.059	646.520	246.836	399.681
TOTALE	72.907	1.748	3.314.029	510.234	2.741.789

Tabella 3.A: Impianti di PG

In relazione alla fonte di energia utilizzata si nota che il 93,9% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile¹³ (figura 3.1) e tra le fonti rinnovabili la principale è la fonte idrica, condizione verificatasi anche gli scorsi anni ma nel 2009 è aumentata notevolmente la percentuale di energia elettrica prodotta dalla fonte solare con impianti fotovoltaici.

¹³ Nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, convenzionalmente il 50% dell'energia elettrica prodotta è stato imputato a fonti rinnovabili, mentre il restante 50% è stato imputato a fonti non rinnovabili; nel caso di impianti alimentati sia da rifiuti solidi urbani che da fonti rinnovabili o fonti non rinnovabili l'energia prodotta da rifiuti solidi urbani è stata imputata convenzionalmente come sopra, mentre la quota rinnovabile o non rinnovabile è stata imputata alla relativa tipologia di fonte; nel caso degli impianti termoelettrici ibridi sono invece disponibili i dati relativi alla parte imputabile a fonti rinnovabili, per cui tale quota è stata attribuita alle fonti rinnovabili, mentre la quota non imputabile a fonti rinnovabili è stata attribuita alle fonti non rinnovabili.

Si osserva un mix molto diverso da quello che caratterizza la GD (figura 2.1) e ancor più spostato rispettivamente verso la produzione da fonte solare e idrica con una notevole riduzione dell'incidenza delle fonti non rinnovabili, mentre il contributo delle biomasse, biogas e bioliquidi si mantiene sostanzialmente costante.

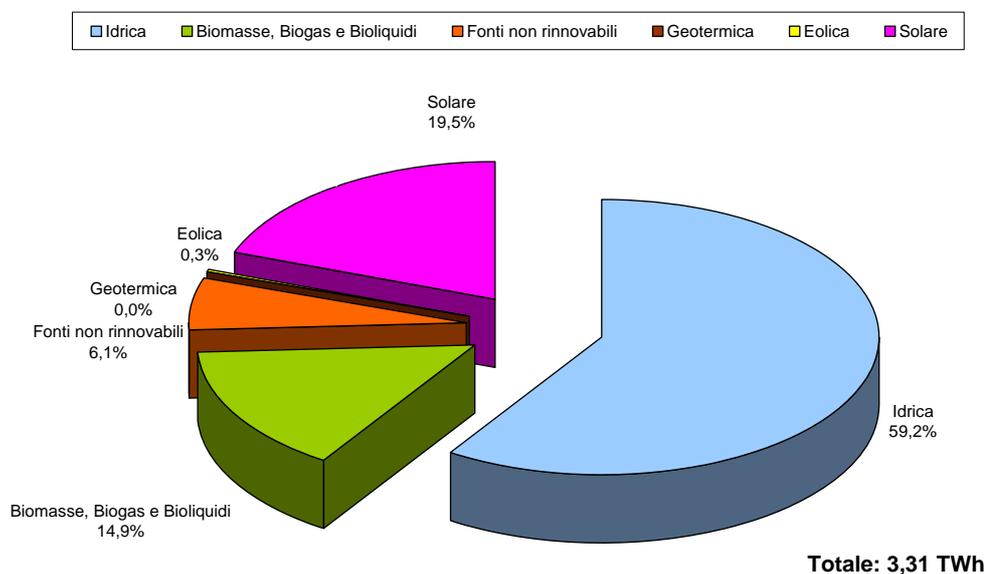


Figura 3.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate (figura 3.2), si nota che il 93,3% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, quindi lo 0,6% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 3.1 e quello nella figura 3.2) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

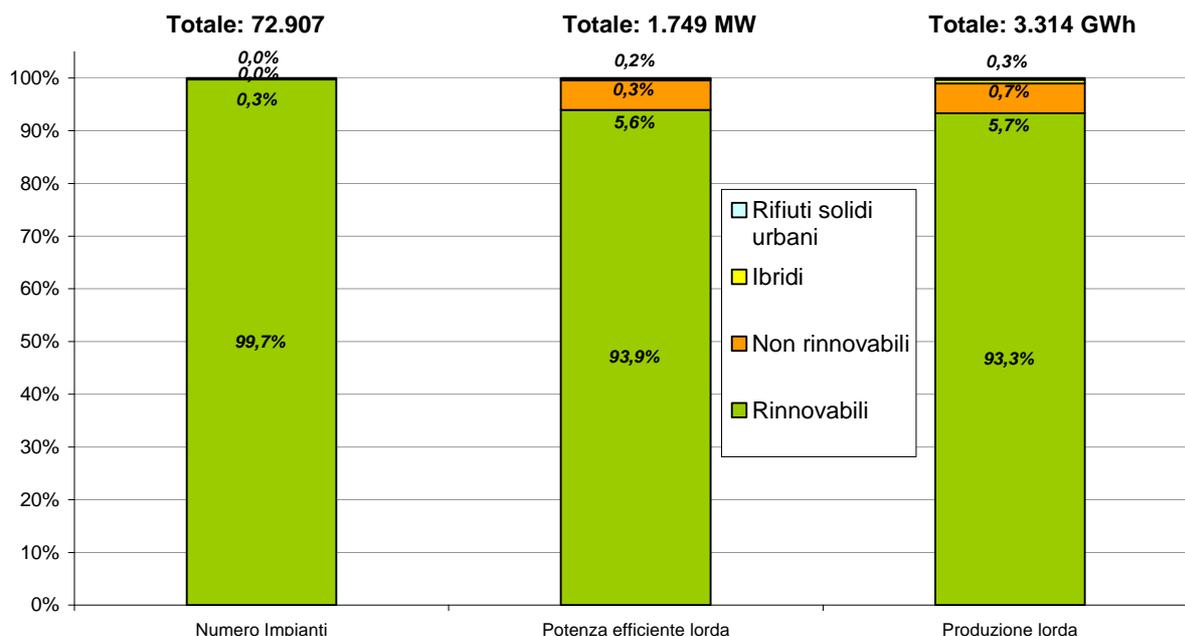


Figura 3.2: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella PG

Andando a considerare la destinazione dell'energia elettrica prodotta, poco meno del 15,4% della produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è stato consumato in loco, circa l'82,7% di energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 1,9% 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, come evidenziato negli anni precedenti, la percentuale di energia elettrica prodotta e consumata in loco risulta essere prevalente nel caso di impianti termoelettrici (soprattutto quelli alimentati da fonti non rinnovabili e impianti ibridi), 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, ad eccezione degli impianti fotovoltaici (tabella 3.A e figura 3.3). Tale situazione è maggiormente evidente nel caso degli impianti di GD (tabella 2.A e figura 2.4).

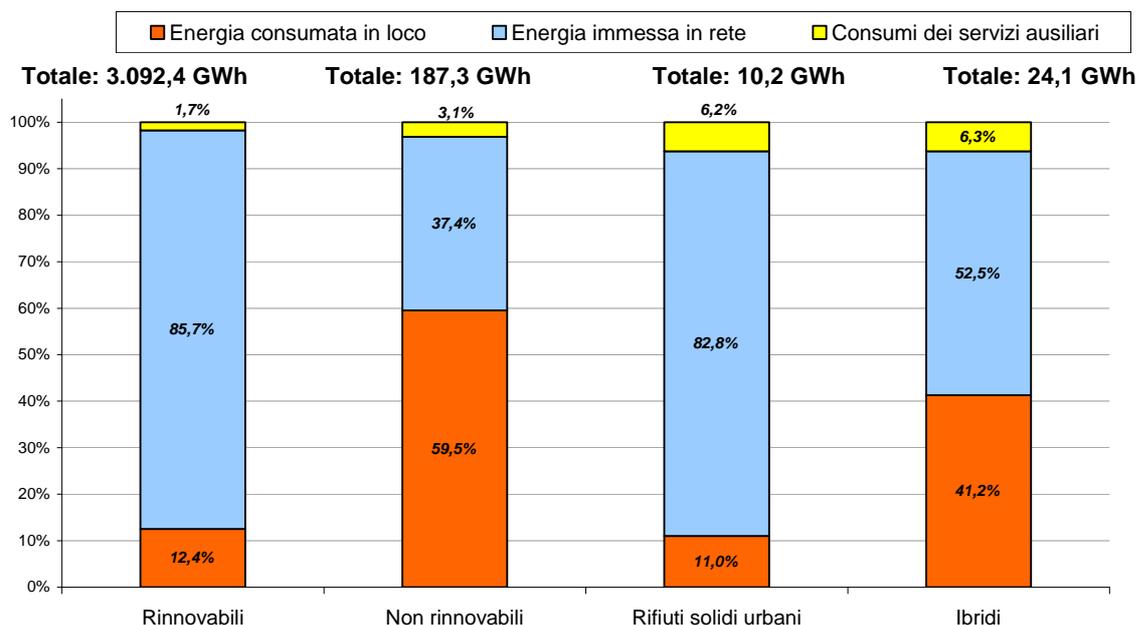


Figura 3.3: Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nel capitolo 2, questo dato mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si sono sviluppate la GD e la PG in Italia fino al 2009: soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (confrontando la figura 3.4 con la figura 2.5 si nota, nel caso della PG e come verificatosi negli anni precedenti, una distribuzione più equa degli impianti termoelettrici con sola produzione di energia elettrica e degli impianti termoelettrici in assetto cogenerativo), e sfruttare le risorse energetiche locali, generalmente di tipo rinnovabile.

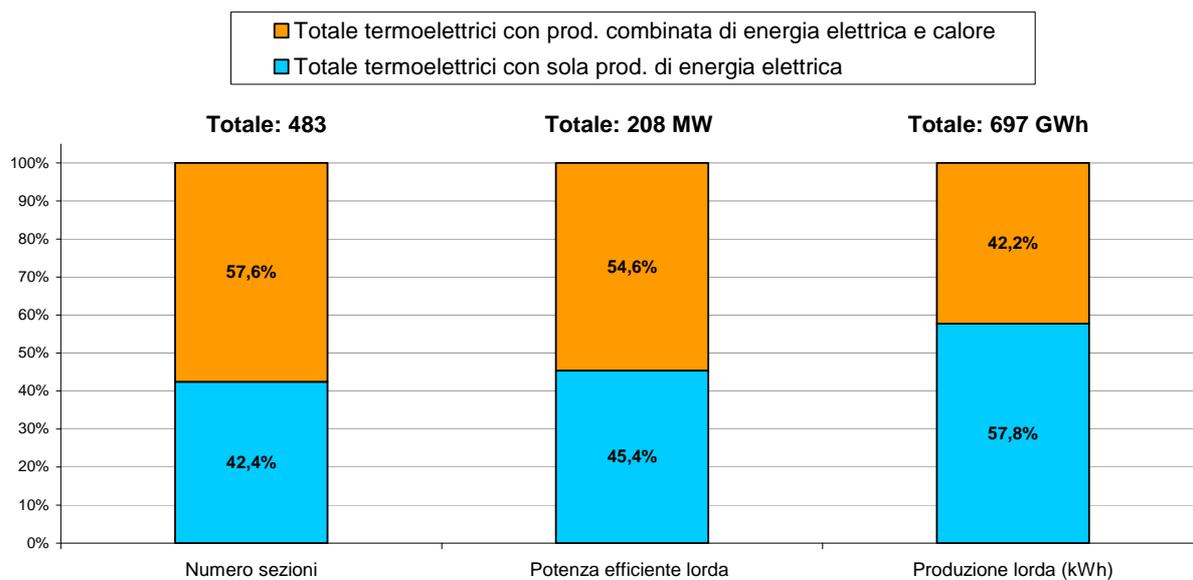


Figura 3.4: Impianti termoelettrici nell'ambito della PG

Di seguito si riportano i grafici che evidenziano la distribuzione degli impianti di PG in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 3.5](#)) e degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 3.6](#)).

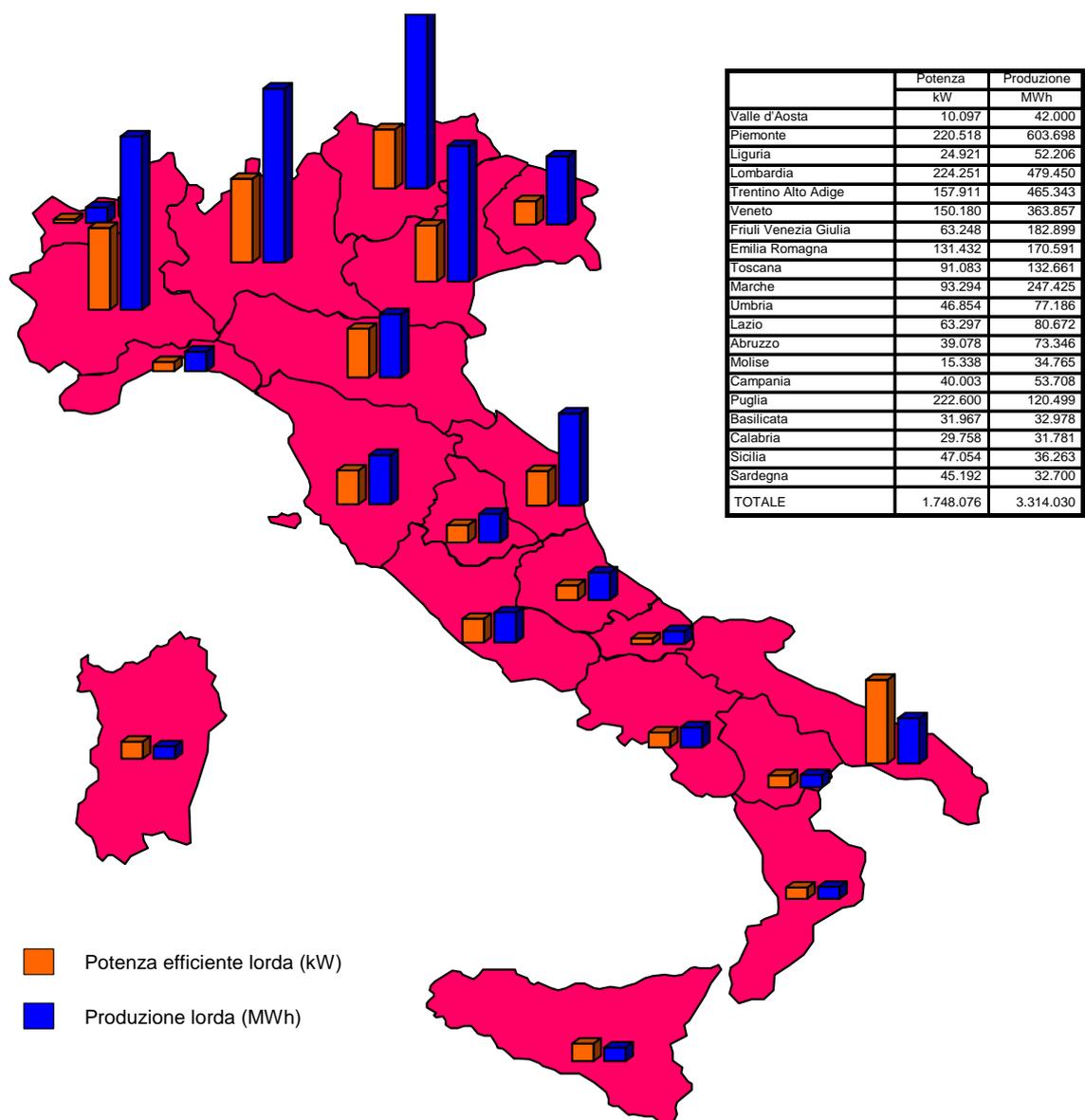


Figura 3.5: Dislocazione degli impianti di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 1.748 MW; Produzione lorda totale: 3.314 GWh)

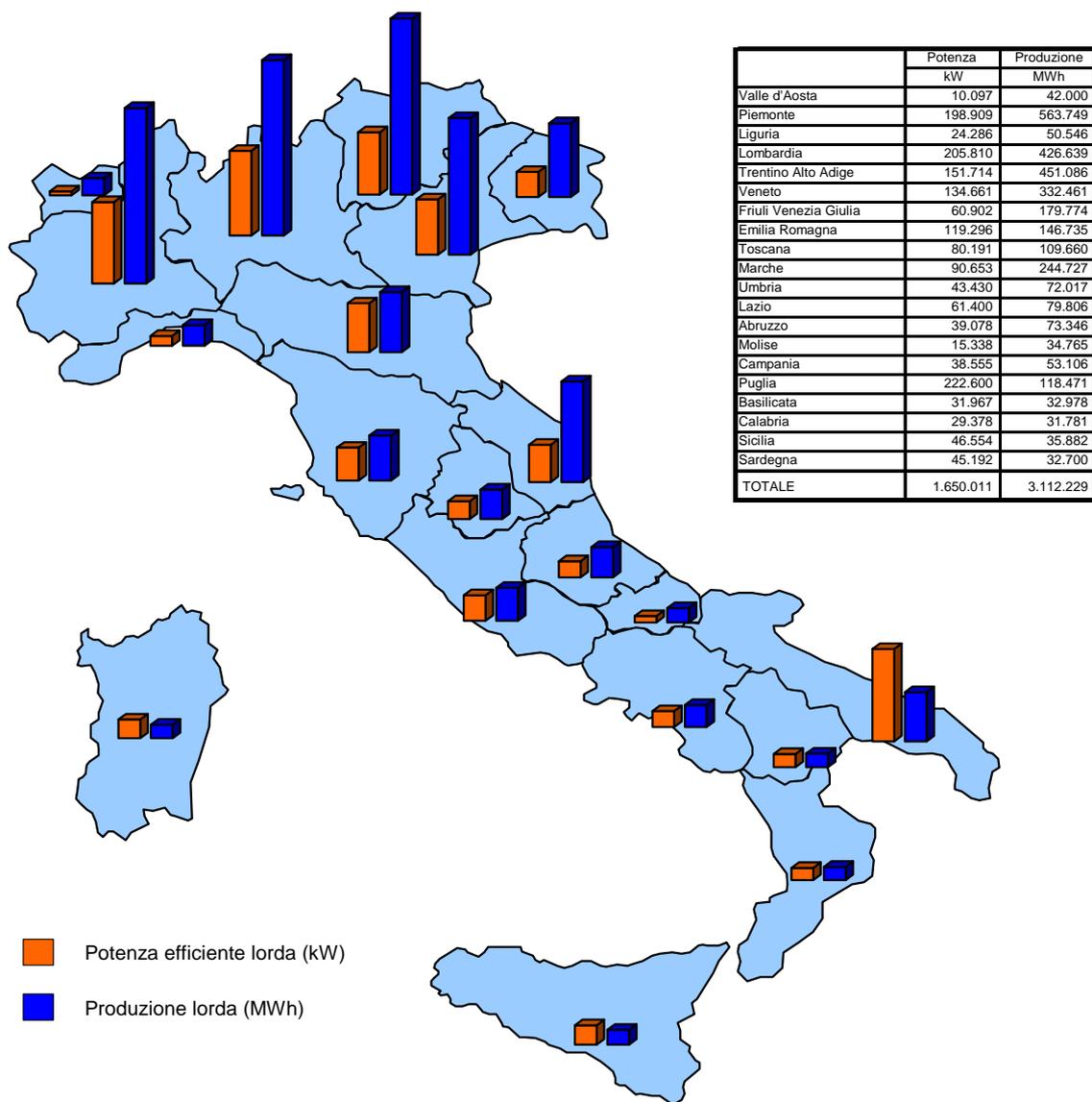


Figura 3.6¹⁴: Dislocazione degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 1.650 MW; Produzione lorda totale: 3.112 GWh)

Infine la [figura 3.7](#) descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la penetrazione della PG in Italia rispetto al totale nazionale, confrontando i dati su base regionale.

¹⁴ Con riferimento a questa figura si è considerato:

- per potenza installata, la somma delle potenze degli impianti idroelettrici, termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, termoelettrici ibridi, geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici;
- per energia elettrica prodotta, la produzione degli impianti idroelettrici, la produzione degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da sezioni di impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani e la produzione da fonti rinnovabili delle sezioni alimentate da fonti rinnovabili dei medesimi impianti, la parte imputabile a fonti rinnovabili degli impianti termoelettrici ibridi, la produzione degli impianti geotermoelettrici, la produzione degli impianti eolici e la produzione degli impianti fotovoltaici.

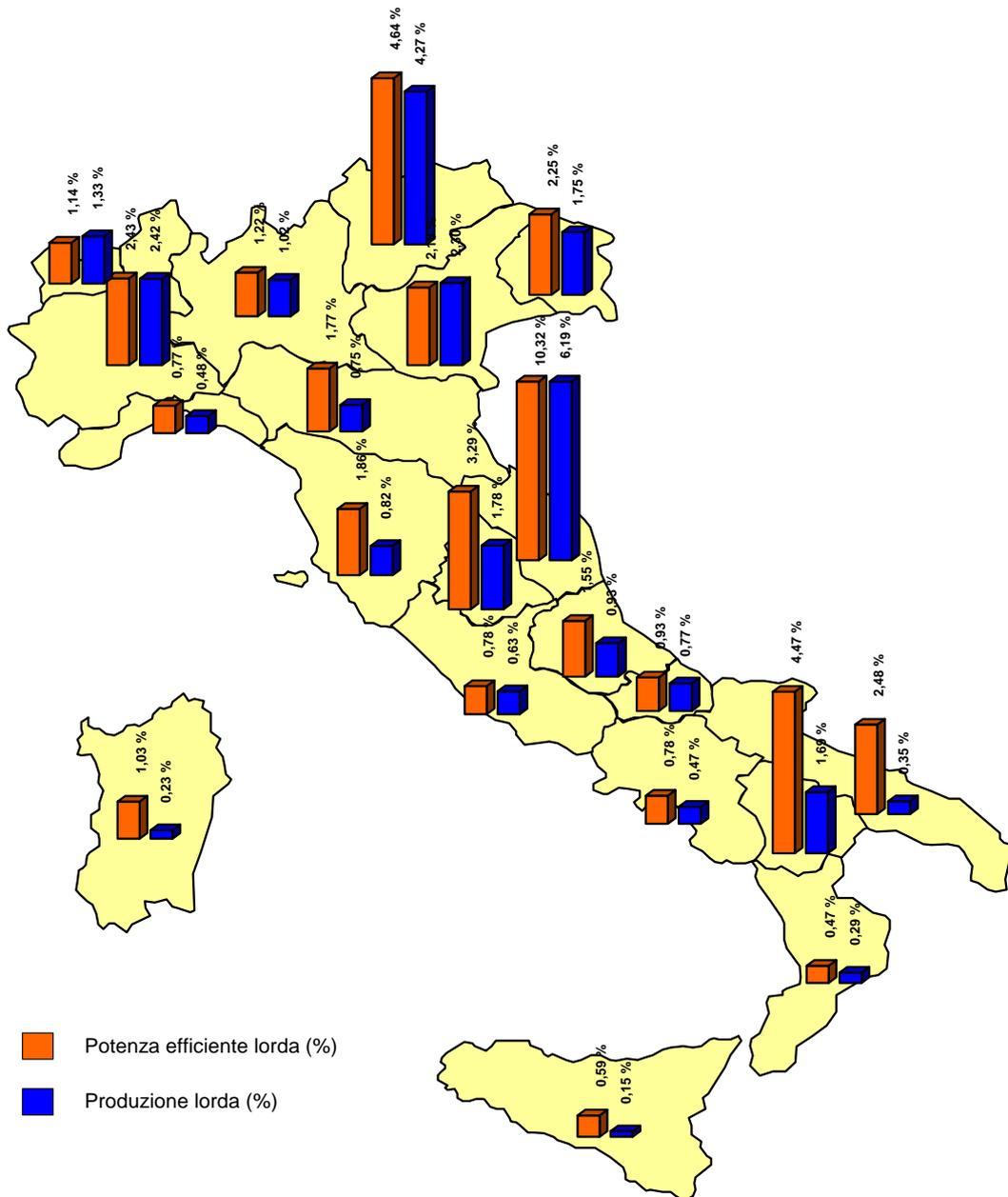


Figura 3.7: Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale

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, circa il 26,7% della potenza efficiente lorda utilizza questa fonte producendo circa 1.962 GWh di energia elettrica (circa il 59,2% dell'intera produzione lorda da impianti di PG).

Analizzando la figura 3.8 si evidenzia che nell'ambito della PG l'incidenza degli impianti ad acqua fluente risulta ancor maggiore rispetto a quanto riscontrato nell'analisi dell'idroelettrico nella GD. Infatti circa il 98,5% degli impianti sono ad acqua fluente (1.256 impianti), mentre poco più dell'1% rientrano nelle restanti tipologie impiantistiche (4 impianti a bacino e 14 impianti a serbatoio). Inoltre, con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate, la maggior parte degli impianti ad acqua fluente è concentrata sotto i 400 kW.

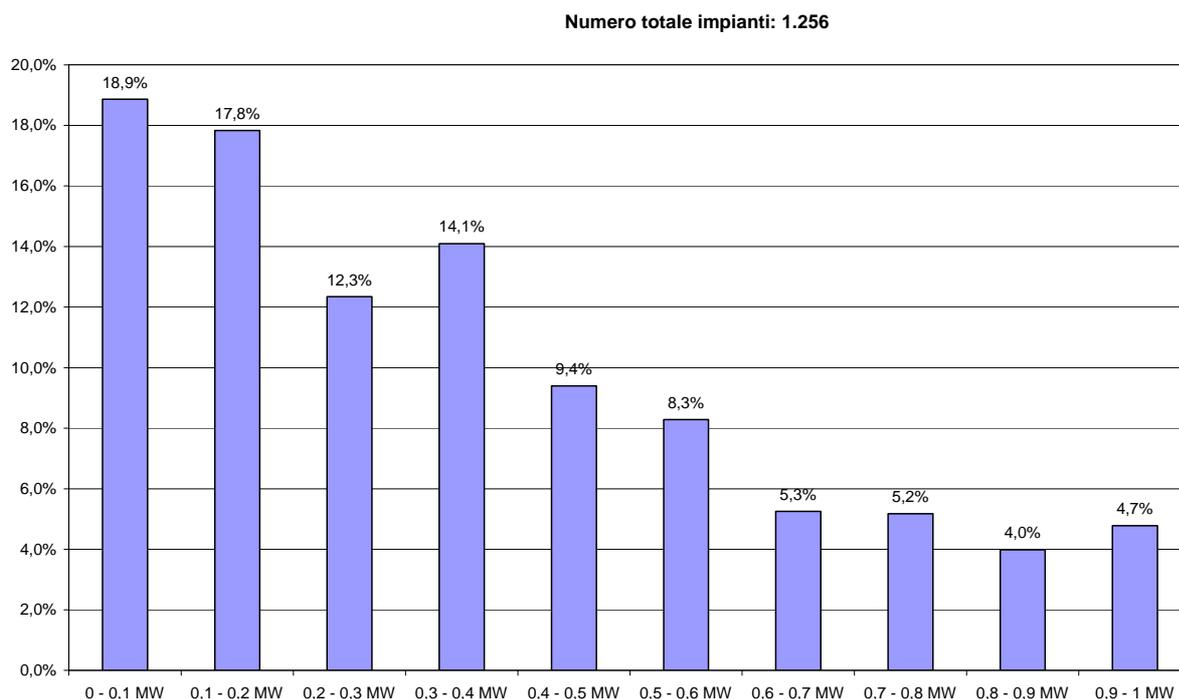


Figura 3.8: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG

Passando ad analizzare la distribuzione sul territorio nazionale si nota che, come già evidenziato nel caso della GD, nel nord Italia è localizzata la maggior parte degli impianti e la maggior parte della potenza efficiente lorda installata, con una conseguente percentuale elevata della produzione nazionale da idroelettrico fino a 1 MW. Questa produzione nel nord è essenzialmente dovuta, come evidenziato prima, ad impianti ad acqua fluente ed 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 (figura 3.9).

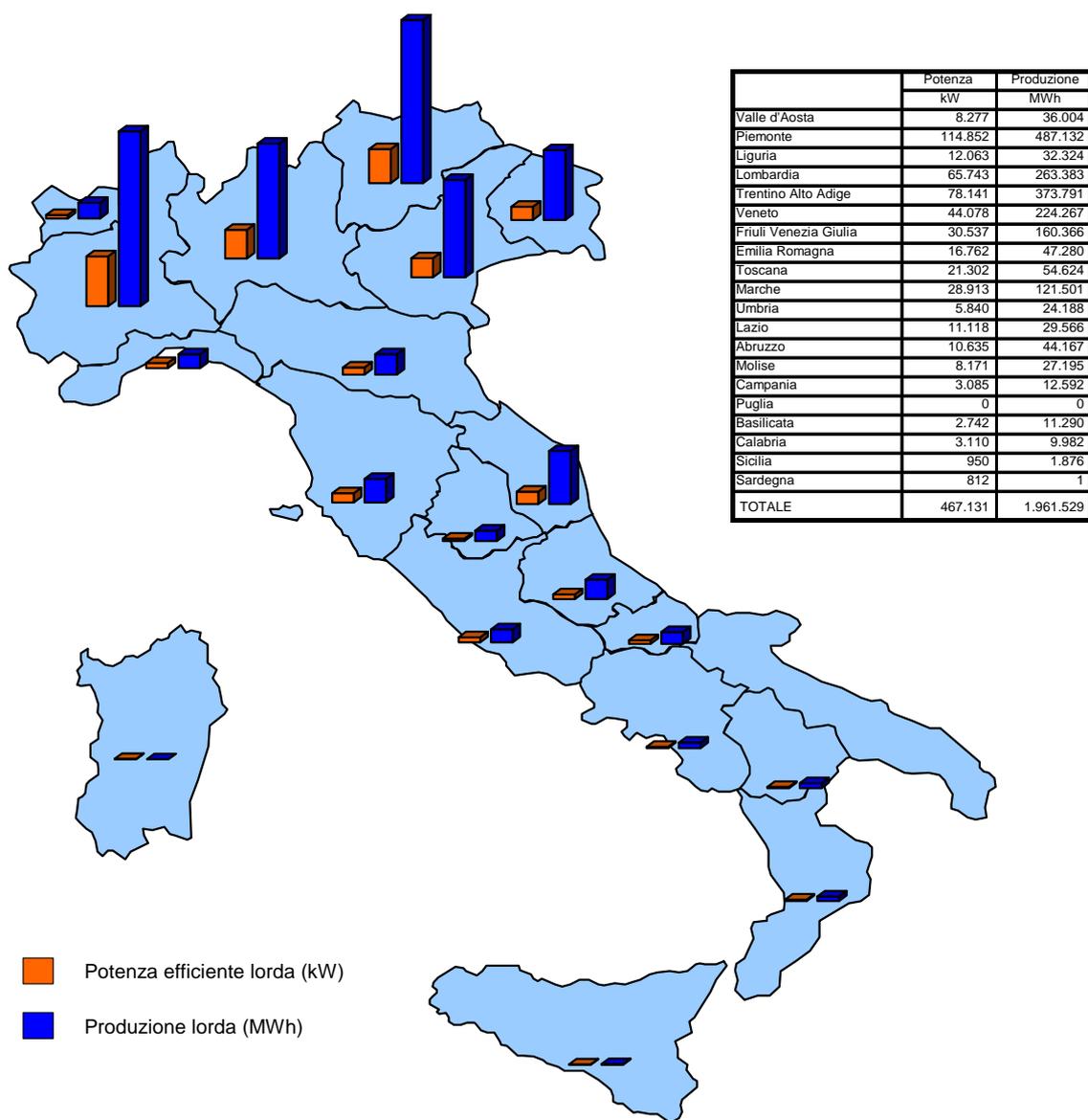


Figura 3.9: Dislocazione degli impianti idroelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 467 MW; Produzione lorda totale: 1.962 GWh)

3.3 Gli impianti eolici e fotovoltaici nell'ambito PG

Con riferimento agli impianti eolici vale quanto già detto nel paragrafo 2.3 relativo alla GD; in particolare si nota che il numero degli impianti eolici fino a 1 MW è poco meno del 19% del totale eolico da GD, la potenza eolica installata in PG è poco meno del 3% di quella installata in GD e la produzione poco più dell'1% della produzione lorda da eolico sotto i 10 MVA; la [figura 3.10](#) mostra la distribuzione regionale degli impianti eolici di PG in termini di potenza installata e di produzione lorda di energia elettrica.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, considerando il fatto che nel 2009 solo 30 impianti superavano la potenza di 1 MW e che non si evidenziano particolari differenze tra gli impianti fotovoltaici in GD e gli impianti in PG, si rimanda al paragrafo 2.4 relativo alla GD. Analizzando gli impianti fotovoltaici di microgenerazione si riscontra che più del 97% degli impianti fotovoltaici di GD rientrano nella MG, per una potenza installata pari a circa il 57% dell'intera potenza di GD fotovoltaica e una percentuale di produzione pari a poco più del 60%: questi dati dimostrano che lo sviluppo predominante degli impianti fotovoltaici è nel *range* di potenza inferiore a 50 kW; questi

impianti vengono installati prevalentemente nei pressi di siti di consumo per soddisfare parte dei consumi con la produzione da fonte solare.

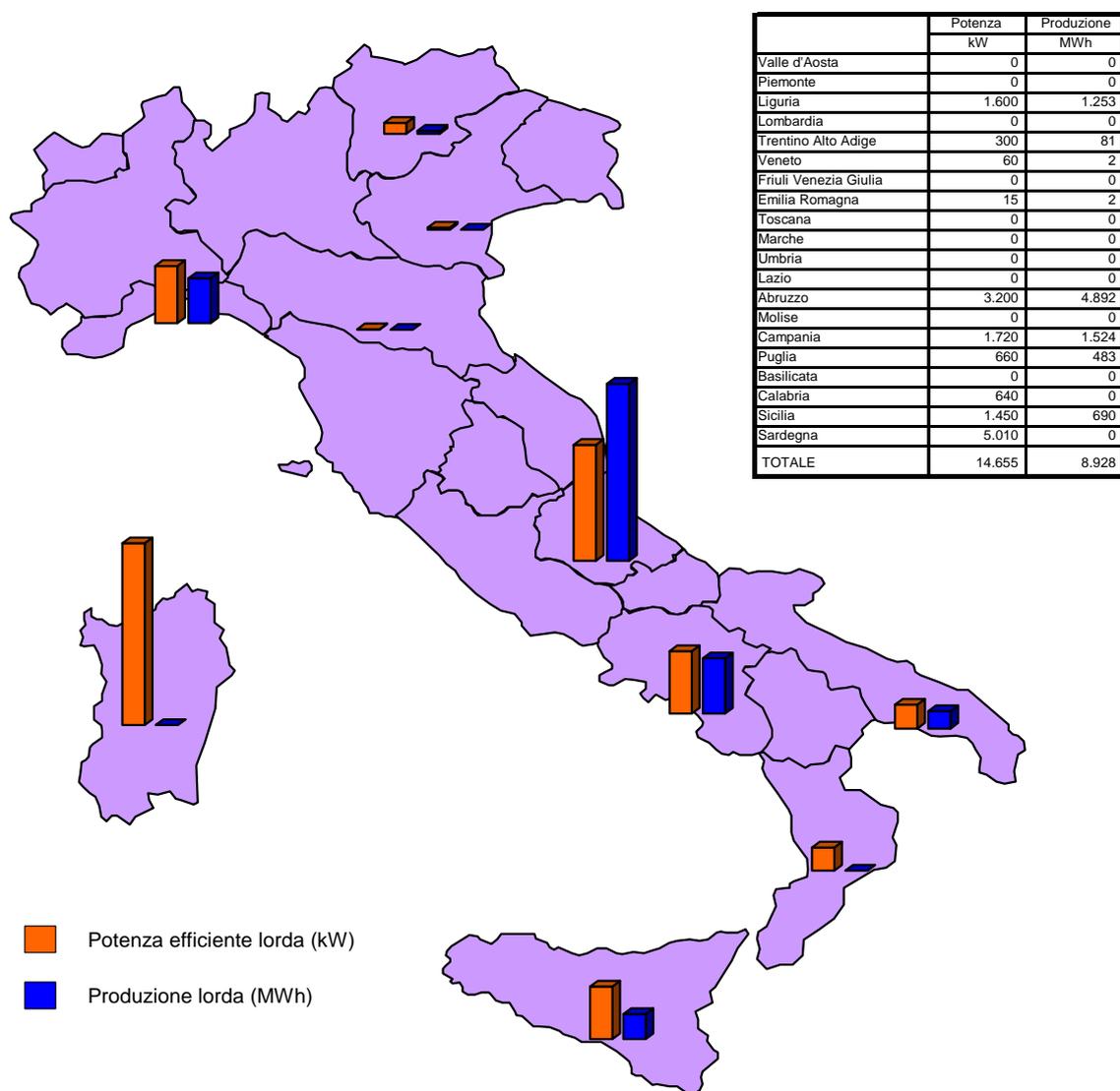


Figura 3.10: Dislocazione degli impianti eolici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 15 MW; Produzione lorda totale: 9 GWh)

3.4 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della PG

La produzione termoelettrica italiana, nell'ambito della PG, è risultata essere pari a 697 GWh con 381 impianti in esercizio per 483 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 208 MW. I 381 impianti, differenziando per tipologia di combustibile, sono distribuiti nel seguente modo: 168 impianti (per una potenza pari a 102 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 5 impianti (per una potenza pari a 3 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 202 impianti (per una potenza pari a 98 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 6 impianti (per una potenza pari a 5 MW) sono ibridi.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, analogamente a quanto evidenziato nella GD, esiste una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale: infatti nelle regioni del nord Italia e del centro-nord è localizzata la

maggior parte della potenza installata e nelle medesime regioni si riscontra la maggiore produzione di energia elettrica con impianti termoelettrici (figura 3.11).

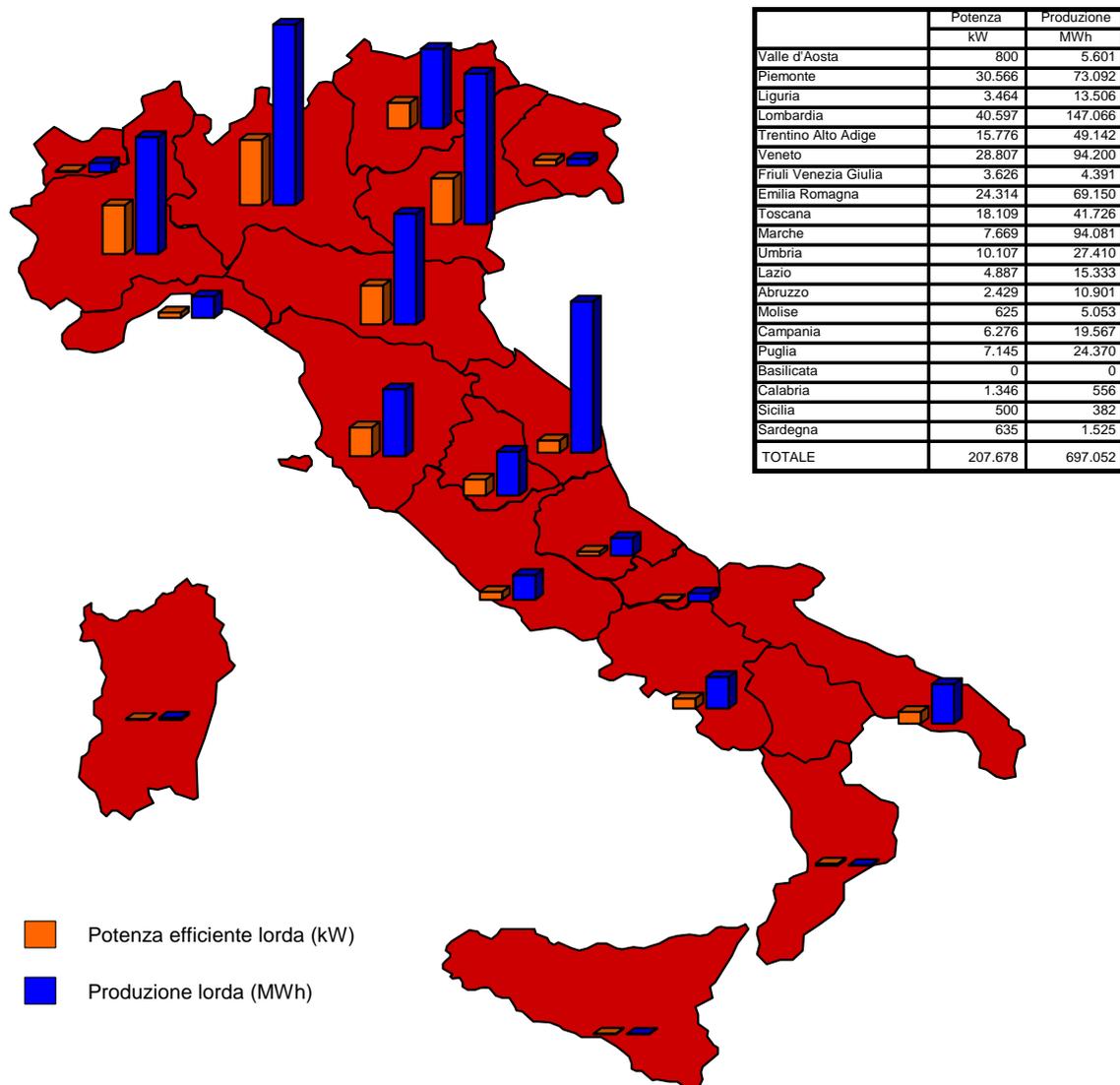


Figura 3.11: Dislocazione degli impianti termoelettrici di PG in Italia (Potenza efficiente lorda totale: 208 MW; Produzione lorda totale: 697 GWh)

Considerando le fonti di energia primaria utilizzate per la produzione di energia elettrica (figura 3.12) si può osservare che, dei complessivi 697 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da PG, poco più del 25% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, circa il 2,5% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1,5% utilizzando rifiuti solidi urbani, lo 0,5% utilizzando altre fonti di energia ed il restante poco più del 70% utilizzando biomasse, biogas e bioliquidi; un mix di fonti primarie, quindi, abbastanza diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD in Italia (figura 2.20).

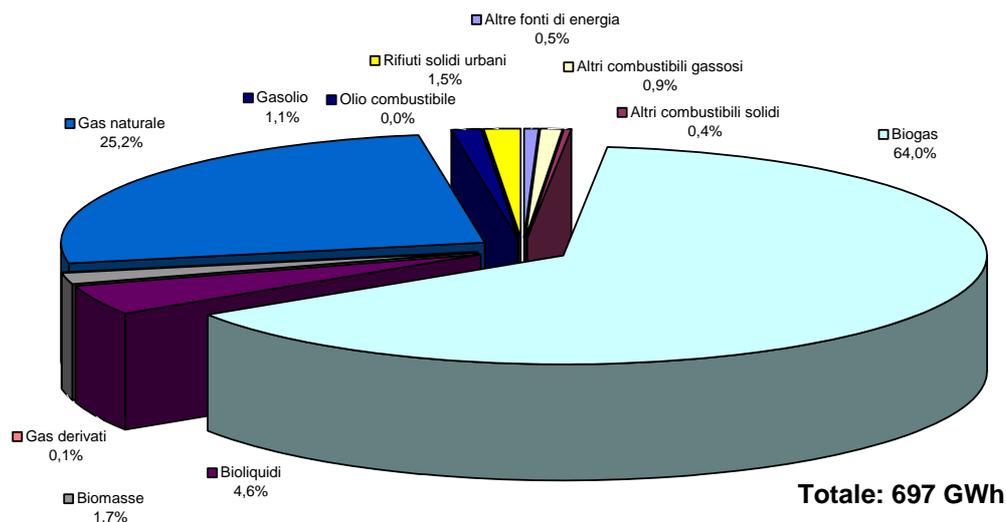


Figura 3.12¹⁵: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica*

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 (figura 3.13) il 94,1% della produzione lorda è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili (quasi esclusivamente biogas) e la rimanente parte è prodotta da rifiuti solidi urbani, gas naturale, prodotti petroliferi e altre fonti di energia, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore (figura 3.14) il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili, per lo più gas naturale (58,9%), mentre le fonti rinnovabili incidono per il 37,7%. Confrontando con gli anni precedenti si nota che, mentre la ripartizione dei combustibili utilizzati per la sola produzione di energia elettrica è rimasta pressoché costante, nel caso della produzione combinata di energia elettrica e calore è diminuita la percentuale di utilizzo del gas naturale a favore dell'utilizzo di biogas.

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 i dati relativi alla GD e alla PG con riferimento alle fonti utilizzate nella produzione termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica e quelli relativi alla produzione combinata di energia elettrica e calore, si nota soprattutto che, nel caso di sola produzione di energia elettrica con impianti di PG, si ha un più consistente utilizzo di combustibili rinnovabili rispetto agli impianti di GD.

¹⁵ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili" si intendono il cherosene e la nafta, con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono i combustibili fossili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto e il gas di raffineria, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono i combustibili fossili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine "bioliquidi" si intendono i bioliquidi non meglio identificati, il biodiesel, gli oli vegetali grezzi e i rifiuti liquidi biodegradabili, e con il termine "gas derivati" si intendono il gas d'altoforno, il gas di cokeria e il gas da estrazione. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

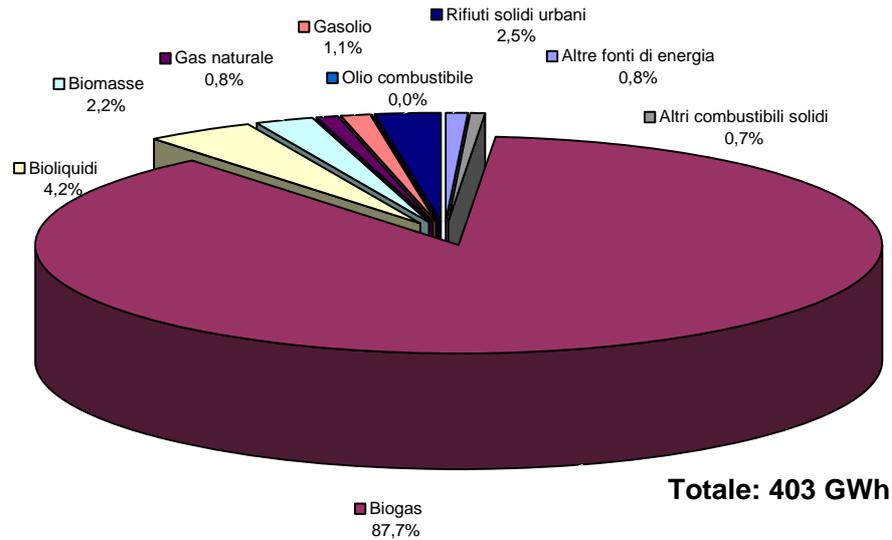


Figura 3.13¹⁵: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

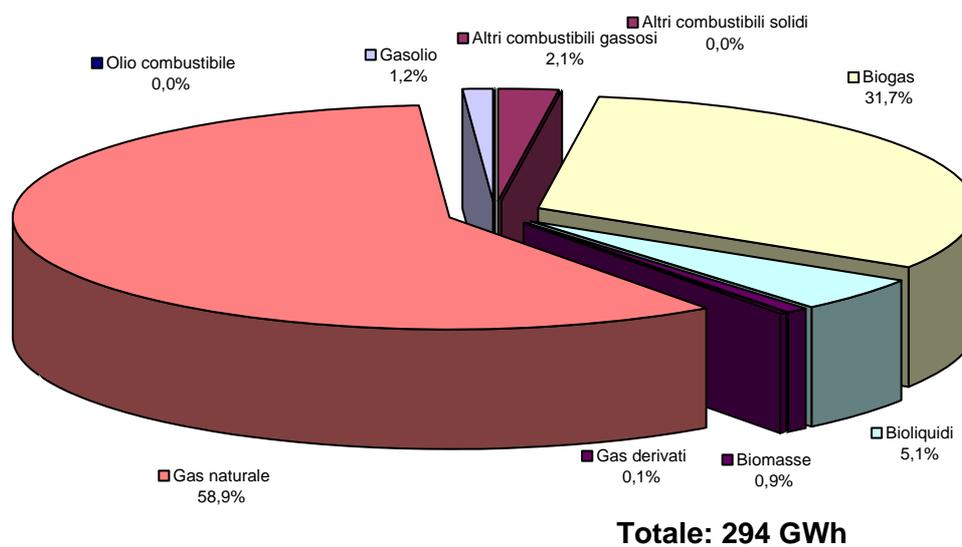


Figura 3.14¹⁵: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Altro aspetto interessante è il rapporto fra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete. Infatti, se globalmente nel termoelettrico da PG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari al 26,2% dell'intera produzione termoelettrica lorda, emergono differenze andando a considerare le diverse tipologie impiantistiche (figura 3.15): gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica consumano in loco una quota minima dell'energia elettrica prodotta (9,7%), mentre gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica consumano in loco una percentuale considerevole dell'energia elettrica prodotta (48,7%). Confrontando con gli anni precedenti la destinazione dell'energia elettrica prodotta da impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica, si nota che è diminuita la percentuale di energia elettrica consumata in loco e tale diminuzione può essere imputata all'aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili, a conferma del fatto che uno dei motivi dello sviluppo degli impianti di piccola taglia distribuiti sul territorio è l'utilizzo delle fonti rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili.

Analogamente a quanto detto sopra, facendo un confronto sul complessivo parco termoelettrico, si nota che nel caso della PG la percentuale di energia elettrica consumata in loco diminuisce rispetto a quella registrata nell'ambito della GD, ma al tempo stesso la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è maggiore rispetto alla GD.

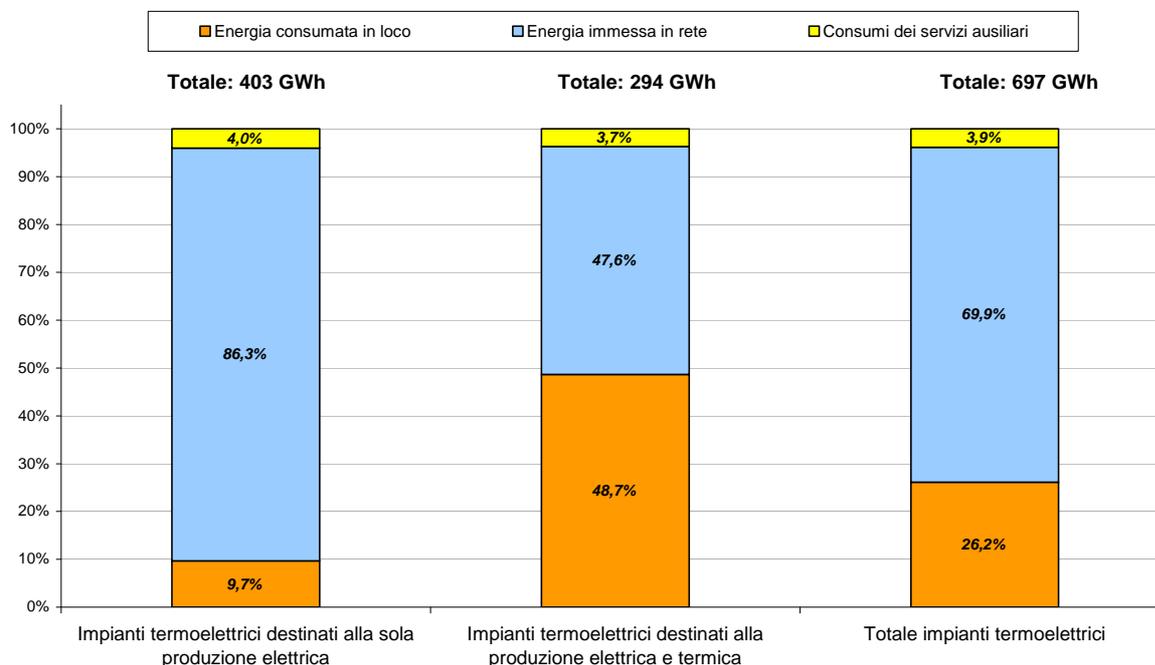


Figura 3.15: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG

Concentrandosi sull'analisi della tipologia di motori primi utilizzati risulta evidente che quasi la totalità degli impianti termoelettrici di potenza fino a 1 MW utilizzano motori a combustione interna, soprattutto nel caso di impianti di produzione per la sola energia elettrica; nel caso di impianti in assetto cogenerativo continuano a prevalere i motori a combustione interna ma è presente una ridotta percentuale di turbine a vapore in contropressione e di turbine a gas con produzione di calore. Le figure seguenti ([figura 3.16](#) e [figura 3.17](#)) riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della potenza efficiente lorda e della produzione lorda per le varie tipologie impiantistiche, suddividendo gli impianti termoelettrici in impianti che producono solo energia elettrica e impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore; si può notare, come evidenziato anche negli scorsi anni, che esiste una considerevole differenza tra la diffusione delle tipologie impiantistiche nell'ambito della PG termoelettrica e quella riscontrabile nell'ambito più generale della GD ([figura 2.29](#) e [figura 2.30](#)).

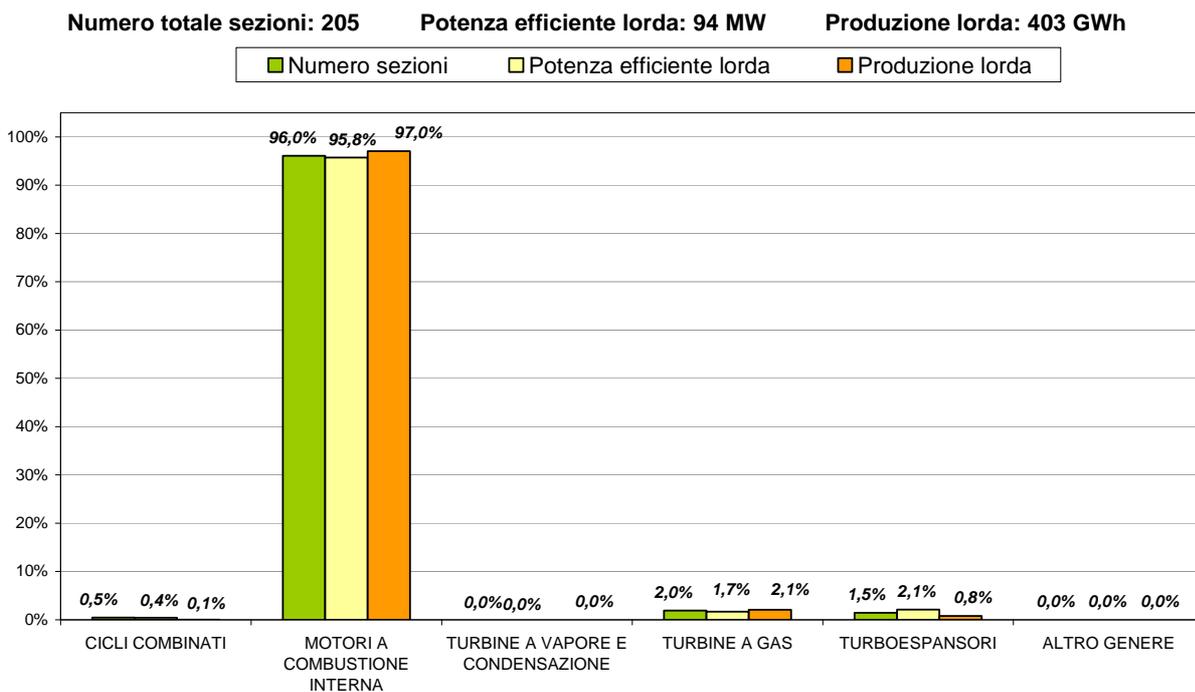


Figura 3.16: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG

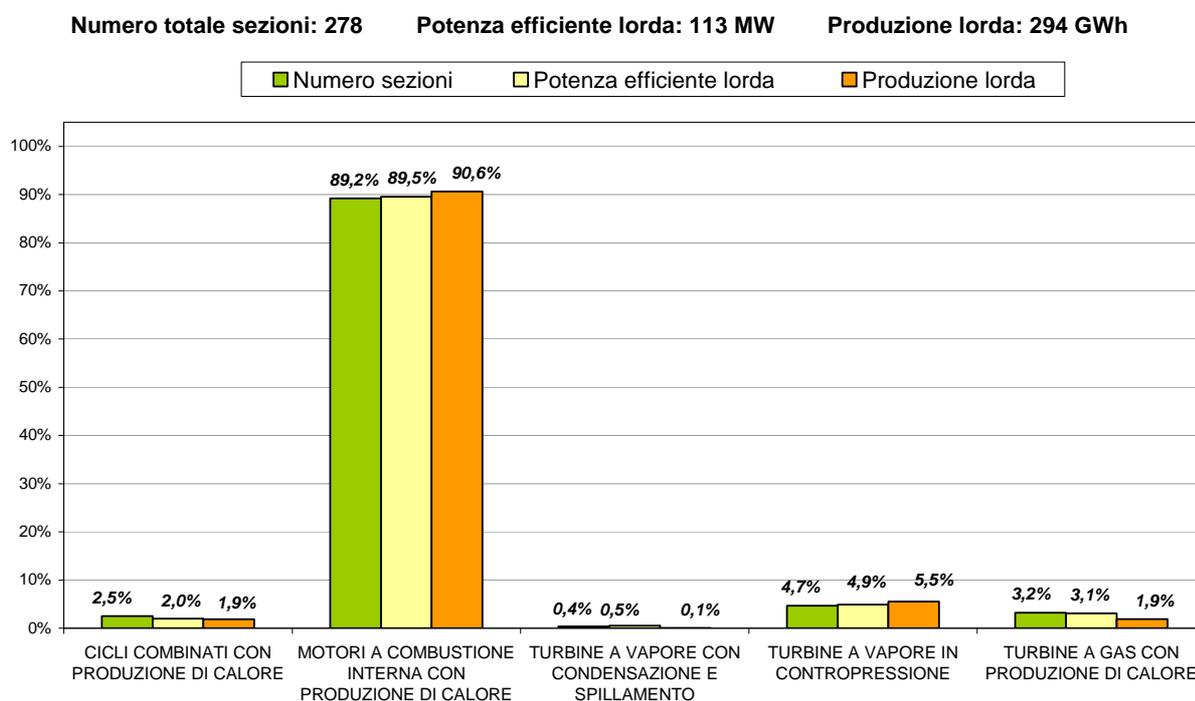


Figura 3.17: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG

CAPITOLO 4

CONFRONTO DELL'ANNO 2009 CON GLI ANNI PRECEDENTI

4.1 Confronto a livello nazionale della diffusione della generazione distribuita

Confrontando l'anno 2009 con gli anni precedenti (dal 2004, anno a cui si riferisce il primo Monitoraggio dell'Autorità, al 2008) si nota un *trend* di crescita con riferimento sia al numero di impianti che alla potenza installata e alla produzione lorda.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della GD, l'incremento del numero di impianti è associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti fotovoltaici e a seguire, ma con ordini di grandezza molto inferiori, degli impianti termoelettrici e idroelettrici, e in maniera minore degli impianti eolici.

L'incremento della potenza installata è invece dovuto principalmente agli impianti eolici, termoelettrici (in prevalenza alimentati da biomasse e biogas) e idroelettrici, seguiti dagli impianti fotovoltaici.

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è da imputare principalmente agli impianti idroelettrici, anche per effetto della maggiore disponibilità della fonte idrica rispetto agli anni precedenti, e in maniera minore agli impianti fotovoltaici ed eolici. La produzione da impianti termoelettrici nell'ultimo anno si è leggermente ridotta nel suo complesso ma è al contempo aumentata la produzione da impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi.

Nella [figura 4.1](#) viene riportato l'andamento, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2009, del numero totale di impianti installati in GD e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nei successivi grafici ([figura 4.2](#), [figura 4.3](#), [figura 4.4](#), [figura 4.5](#) e [figura 4.6](#)) viene rappresentato l'andamento dello sviluppo degli impianti di GD per le singole tipologie impiantistiche (impianti idroelettrici, termoelettrici, geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici).

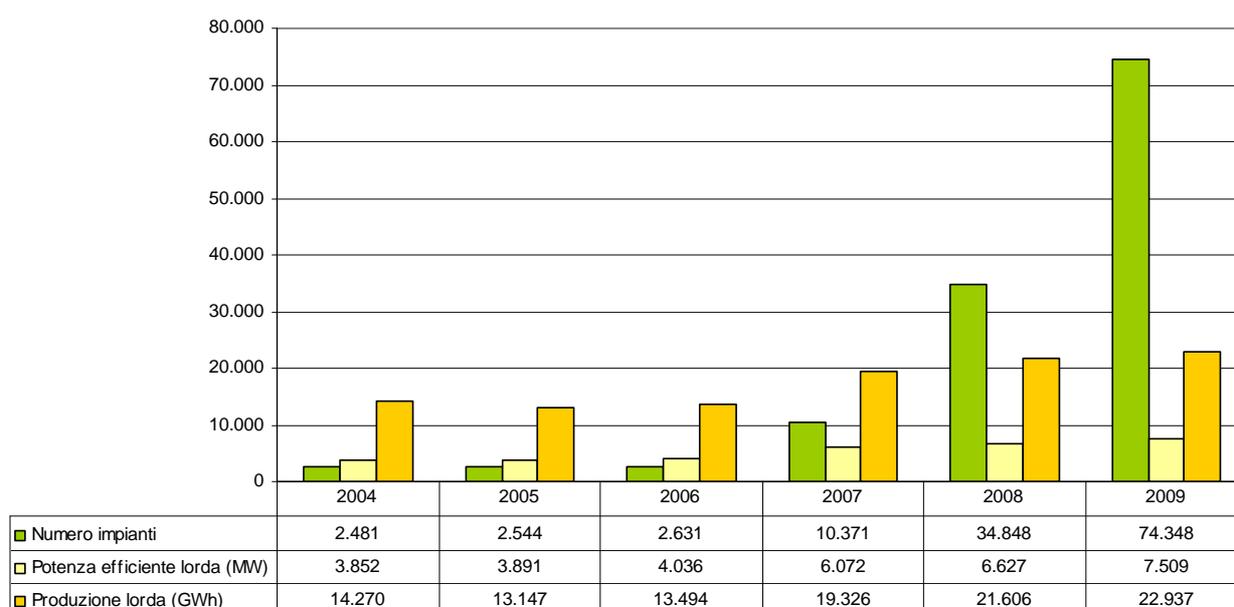


Figura 4.1: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

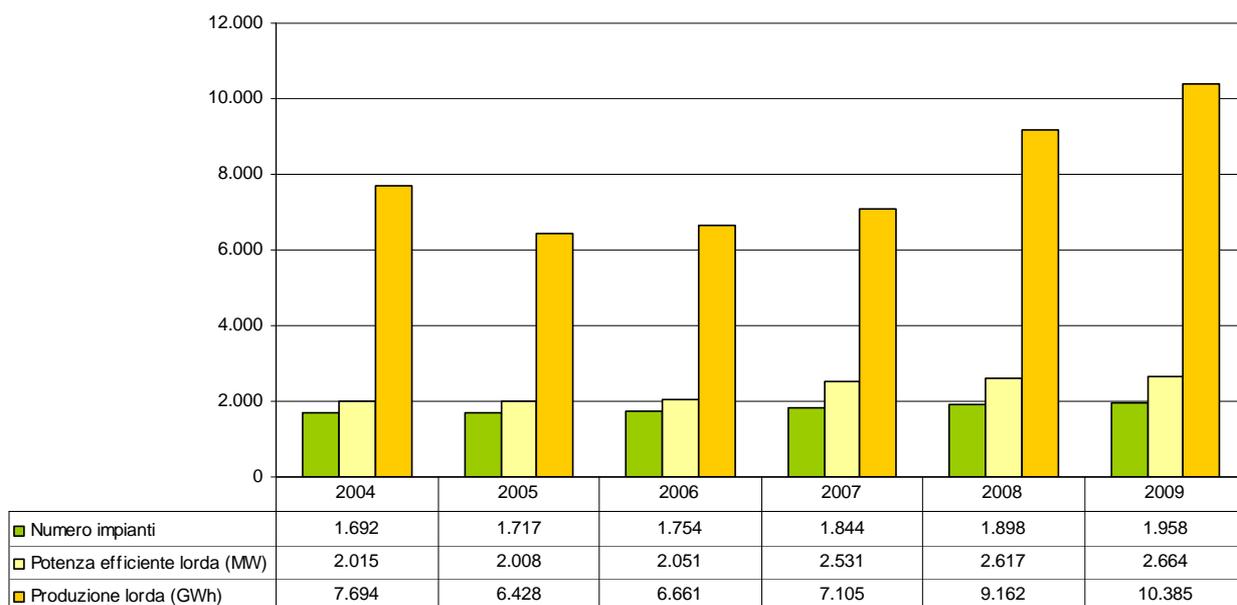


Figura 4.2: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

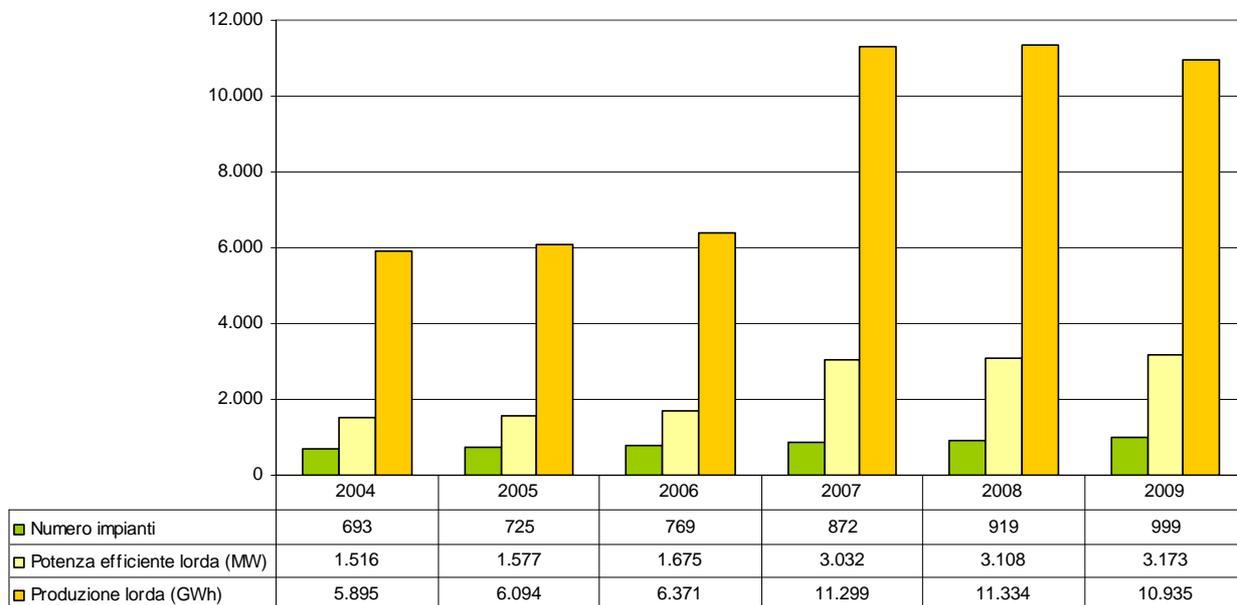


Figura 4.3: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

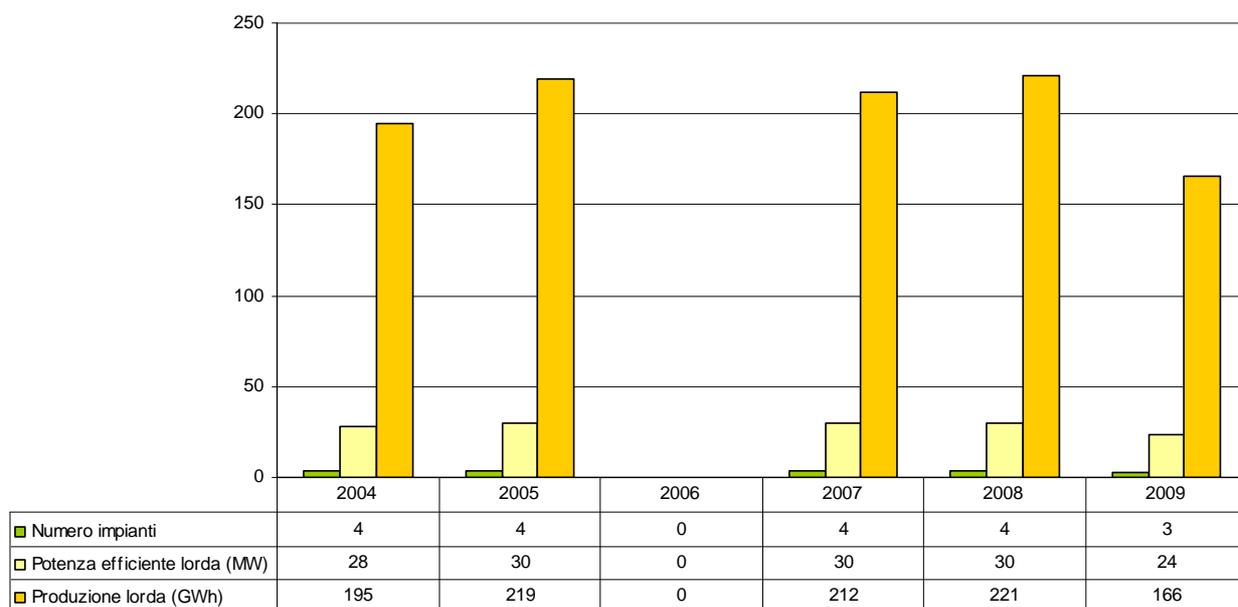


Figura 4.4: Impianti geotermoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

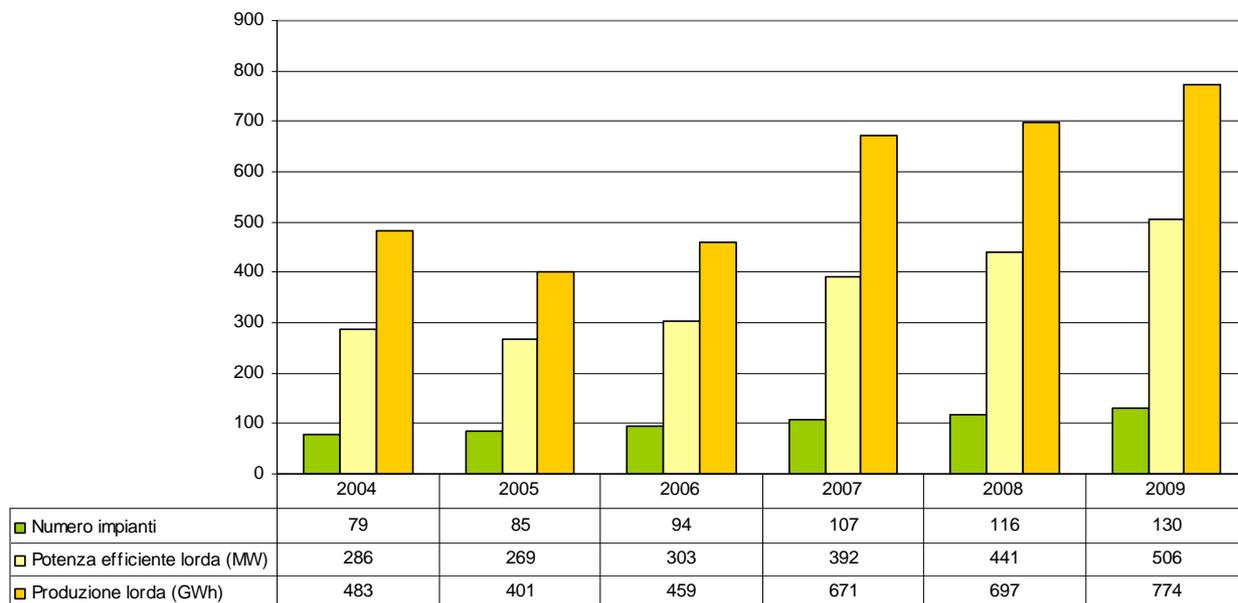


Figura 4.5: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

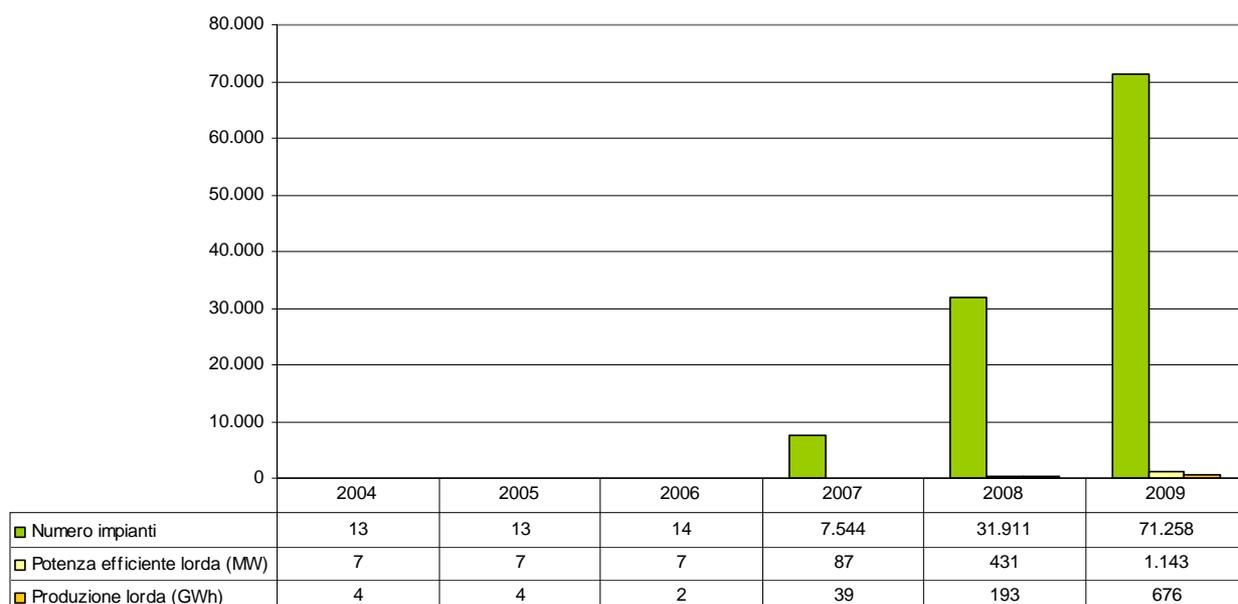


Figura 4.6: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2009

4.2 Confronto a livello nazionale della diffusione della piccola generazione

Confrontando l'anno 2009 con gli anni precedenti (dal 2004 al 2008) si nota un *trend* di crescita con riferimento sia al numero di impianti che alla potenza installata e alla produzione lorda, in linea con quanto verificatosi nell'ambito più esteso della GD.

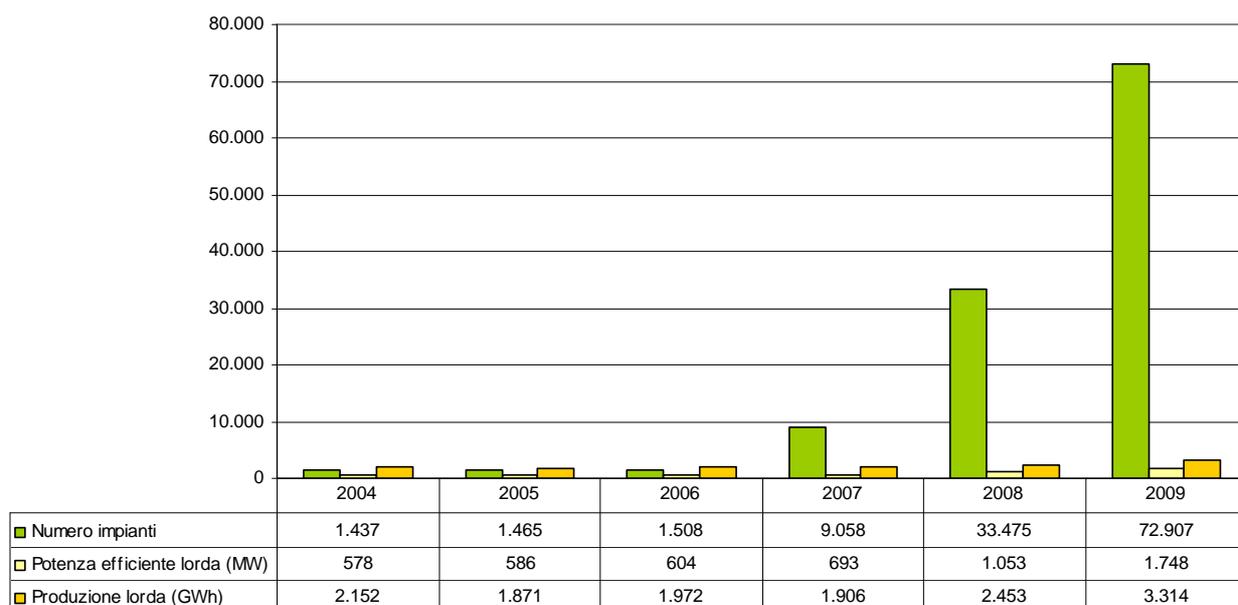


Figura 4.7: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG si nota che l'incremento degli impianti appartenenti a questa categoria ha seguito l'andamento degli impianti di GD, ma è ancora più evidente l'effetto dovuto allo sviluppo delle installazioni di impianti fotovoltaici che generalmente hanno potenze ridotte: in particolare l'incremento del numero di impianti è associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

L'incremento della potenza installata è dovuto quasi esclusivamente agli impianti fotovoltaici.

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è da imputare agli impianti fotovoltaici (per effetto del notevole aumento delle installazioni, anche se il fattore di utilizzo è mediamente di 1.000 ore equivalenti), agli impianti idroelettrici (anche per effetto della maggiore disponibilità della fonte idrica rispetto agli anni precedenti) e termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi.

Nella figura 4.7 viene riportato l'andamento, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2009, del numero totale di impianti installati in PG e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nei successivi grafici (figura 4.8, figura 4.9, figura 4.10 e figura 4.11) viene rappresentato l'andamento dello sviluppo degli impianti di PG per le singole tipologie impiantistiche (impianti idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici, mentre, a differenza della GD, non sono presenti impianti geotermoelettrici).

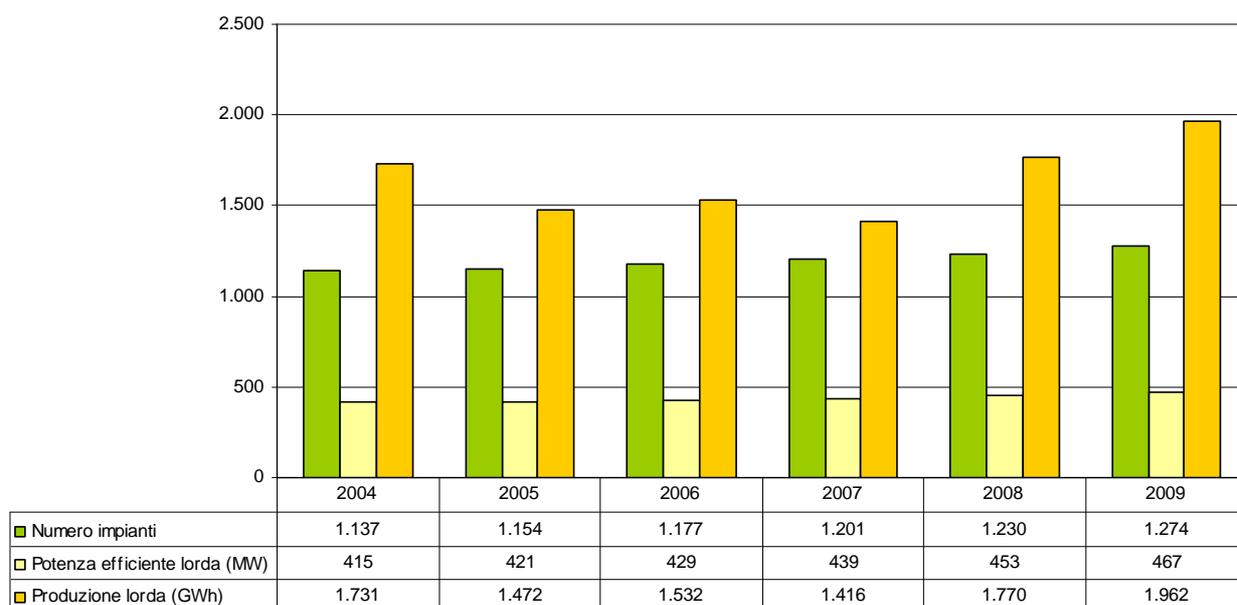


Figura 4.8: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

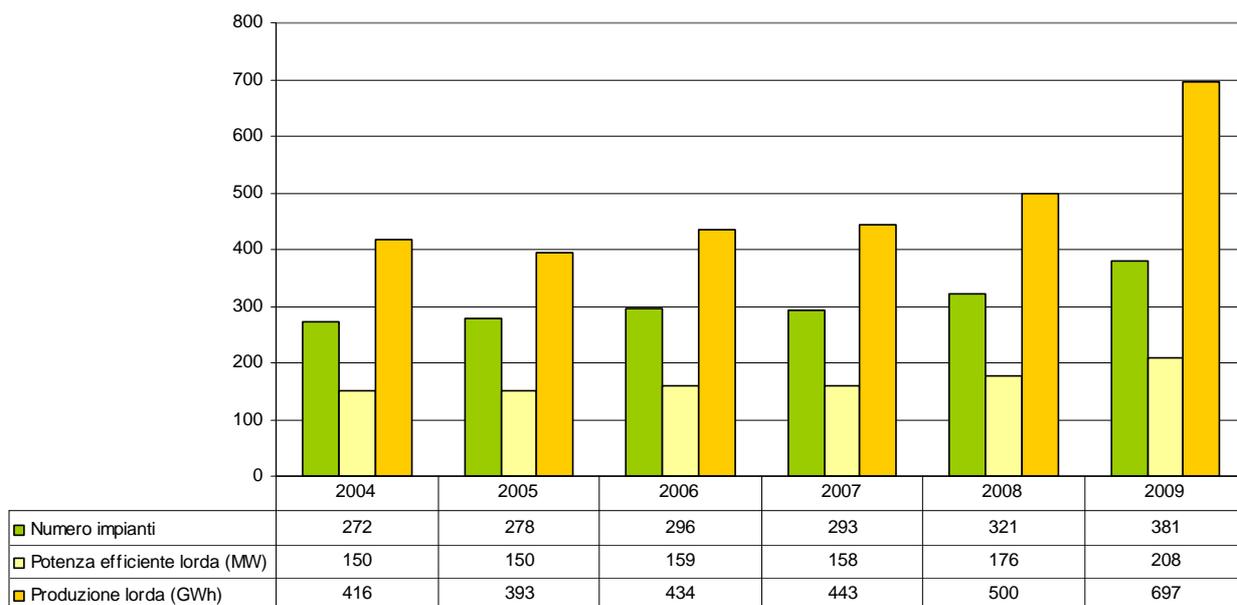


Figura 4.9: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

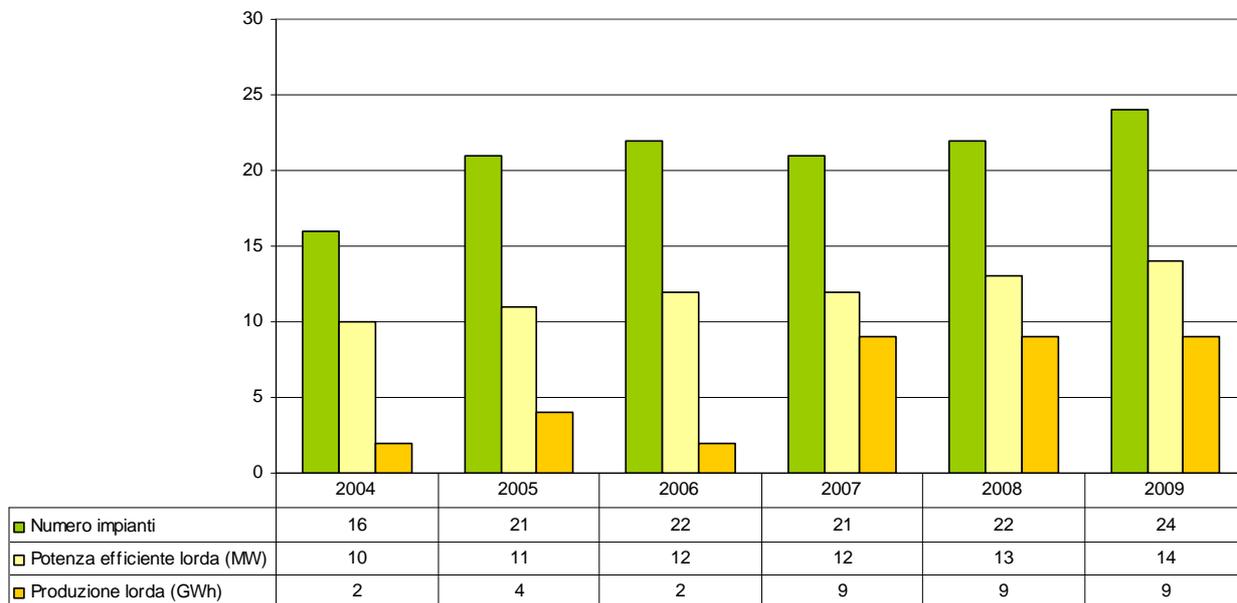


Figura 4.10: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

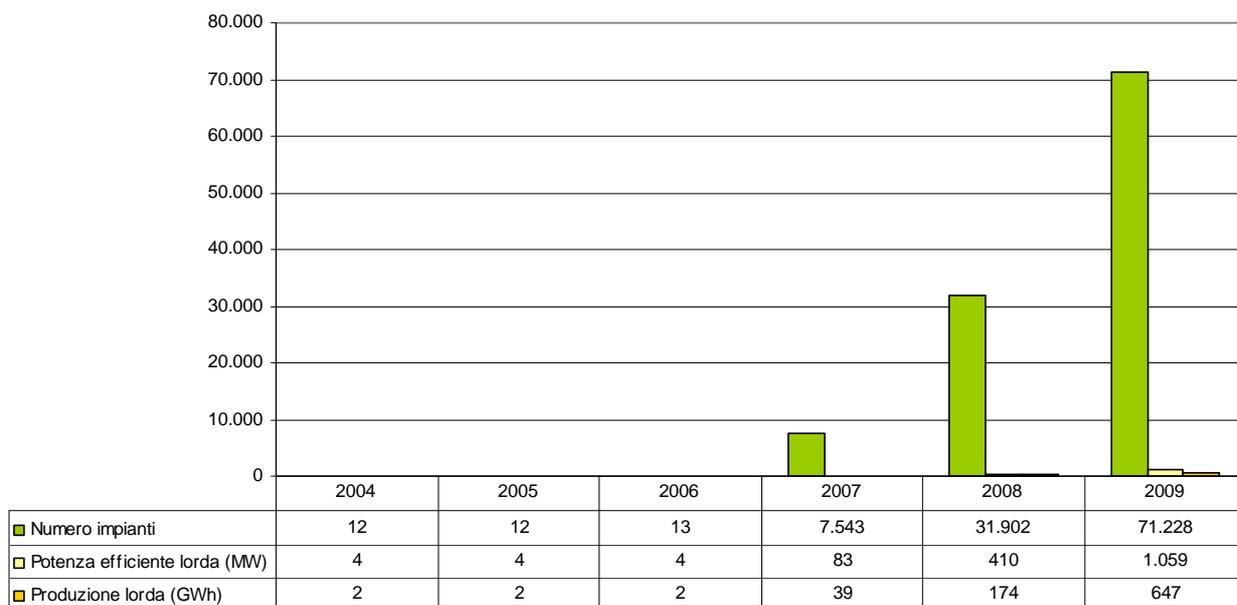


Figura 4.11: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2009

CAPITOLO 5

ANALISI DELL'IMPATTO DELLA GD SULLE RETI DI DISTRIBUZIONE IN BASSA TENSIONE

5.1 L'impatto della GD 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 MG 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 analisi di casi pratici) che consentano di approfondire gli effetti dell'incremento della diffusione della GD e della MG.

Su tale problematica, l'Autorità ha già promosso uno studio effettuato dal Politecnico di Milano, in collaborazione con CESI Ricerca (ora RSE), 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 alla deliberazione ARG/elt 25/09 a cui si rimanda), con particolare riferimento alle reti MT.

Successivamente l'Autorità, al fine di proseguire le analisi già avviate, ha promosso un secondo studio sulle medesime tematiche con particolare riferimento alla rete BT.

Infatti, l'aumento della GD nelle reti elettriche di distribuzione in bassa tensione (BT), dovuto prevalentemente alla crescente installazione di impianti fotovoltaici anche di piccole dimensioni (come evidenziato nei capitoli 2 e 3), richiede approfondimenti finalizzati ad individuare gli effetti tecnici che questa quantità di GD può comportare sulle reti di distribuzione stesse. Questo studio ha quindi lo scopo di valutare, pur su un campione ridotto di reti di distribuzione in bassa tensione (reti BT), il massimo livello di penetrazione della GD (inteso come massima potenza installabile) compatibile con l'attuale struttura delle reti BT stesse.

Già nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 81/10 (capitolo 5) erano stati riportati, a cura del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, gli elementi al momento disponibili finalizzati a inquadrare tale studio, le ipotesi adottate e gli strumenti utilizzati. Di seguito viene presentata una sintesi dei risultati ottenuti dallo studio, nel frattempo completato e reso disponibile in allegato alla presente relazione (Allegato 1).

5.2 Sintesi dello studio relativo all'impatto della GD sulle reti di distribuzione in bassa tensione

Lo studio rappresenta la naturale continuazione dell'indagine sul sistema di distribuzione in MT, allegata alla deliberazione ARG/elt 25/09 (indagine basata su un campione esteso di 400 reti): tutte le metodologie impiegate sono quelle già dettagliate nelle analisi MT e adattate, dove necessario, alle reti di distribuzione BT.

L'analisi sulla quantità massima di impianti di GD installabile sulla rete viene svolta su un insieme ridotto di reti di distribuzione reali derivato a partire dal campione già evidenziato nel capitolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 81/10; da un campione esteso, costituito da oltre 500

cabine secondarie¹⁶, sono state estratte 16 cabine secondarie in maniera da rappresentare diversi ambiti e diverse potenze nominali di trasformazione MT/BT.

Dopo una specifica elaborazione del campione ridotto, nella quale sono state introdotte alcune ipotesi necessarie a stimare il livello di carico delle reti, si svolge un'analisi nodale di penetrazione della GD tramite algoritmi basati su calcoli di *load flow*. In linea con le criticità sottolineate nella deliberazione ARG/elt 25/09, è stata determinata la potenza massima installabile in funzione di una serie di vincoli tecnici che tengono conto delle attuali strategie di gestione di rete (reti passive) e dell'attuale situazione normativa (soprattutto in relazione alle attuali norme di *power quality*).

In primo luogo è stata condotta un'indagine a livello di ciascun nodo di ogni rete, per determinare la massima GD che vi si può connettere, compatibilmente con i vincoli di variazioni lente e rapide di tensione e con il limite sul transito di potenza sulle linee¹⁷, di seguito elencati:

1. variazioni lente di tensione: il valore della tensione a regime nei nodi di rete deve essere compreso entro un intervallo predefinito del $\pm 10\%$ (EN 50160).
2. portata a regime delle linee MT: su nessun tratto di linea deve essere superato il limite massimo di corrente (limite termico delle condutture).
3. variazioni rapide di tensione: la variazione della tensione nei nodi di rete in fase di transitorio non deve superare una soglia prefissata (5% o 10% secondo le indicazioni della EN 50160).

La GD viene simulata installando sulla rete un solo generatore per volta, di potenza crescente fino ad un limite massimo di 300 kW; tale generatore è posizionato, progressivamente, a partire dalla sbarra BT di cabina secondaria, su tutti i nodi di tutte le linee sottese. La taglia massima implementata per gli impianti di generazione (300 kW¹⁸), pur essendo ben superiore alle taglie usualmente riscontrabili sulle reti BT (specialmente lungo linea), permette di esplorare vincoli nodali che, nella realtà pratica, potrebbero essere raggiunti per mezzo di più generatori, installati in nodi diversi della stessa linea BT.

Dall'analisi nodale è emerso come le variazioni rapide di tensione rappresentino un vincolo poco incidente sull'installabilità di generazione nelle reti MT, a patto però di assumere un loro limite pari al 10% della tensione nominale. Qualora invece si applichi in modo rigido il valore del 5% (anch'esso definito dalla norma EN 50160), esse risultano fortemente limitanti anche per valori ridotti di potenza (30 kW).

I vincoli relativi alle variazioni lente di tensione, dalle analisi svolte, sembrerebbero invece il limite tecnico più stringente per l'installazione di GD nelle reti di distribuzione attuali; esso infatti agisce in modo consistente su tutte le potenze e, anche in questo caso, a partire da valori ridotti. La sua criticità è però alleviata dal fatto che esso è ovviabile implementando sulle reti di distribuzione nuove modalità di controllo e regolazione della tensione¹⁹. In particolare, è in prospettiva possibile realizzare un'azione "locale" da parte della GD, sui profili di tensione della rete di distribuzione.

¹⁶ Sottese a un sottoinsieme delle 400 reti MT impiegate ai fini dello studio riportato in allegato alla deliberazione ARG/elt 25/09.

¹⁷ Maggiori dettagli sulle metodologie impiegate sono disponibili in: "*Limits to dispersed generation on Italian MV networks*", M. Delfanti, M. S. Pasquadibisceglie, M. Pozzi, M. Gallanti, R. Vailati, proceedings of cired 2009 Conference.

¹⁸ Si sceglie un valore superiore rispetto ai 200 kW indicati nel Progetto CEI 1058 in modo da valutare i possibili effetti che potrebbero avere sulla rete, con particolare riferimento agli aspetti di continuità e qualità del servizio, impianti di GD con potenze elevate. In particolare, la taglia massima implementata nelle analisi nodali coincide con il 50% in più della potenza limite indicata in norma.

¹⁹ Tali modalità risulterebbero peraltro coerenti con quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 39/10 in termini di indicatori di performance delle future *smart grid*.

Detti profili potrebbero quindi essere ridotti impartendo opportuni comandi alle unità GD al fine, ad esempio, di erogare energia elettrica con un fattore di potenza costante e pari a 0,9/0,95.

Venendo infine ai limiti di transito sulle linee, questi, benché agenti unicamente su valori di potenza piuttosto consistenti (superiori a circa 90 kW), hanno mostrato un'incidenza abbastanza sostenuta sull'installabilità di GD in rete. I vincoli relativi alle linee meritano inoltre particolare attenzione: pur non essendo molto stringenti, sono di fatto l'unico vincolo tecnico tra quelli analizzati non superabile, se non tramite interventi di sviluppo della rete.

I risultati delle analisi nodali sono riassunti nella figura 5.1.

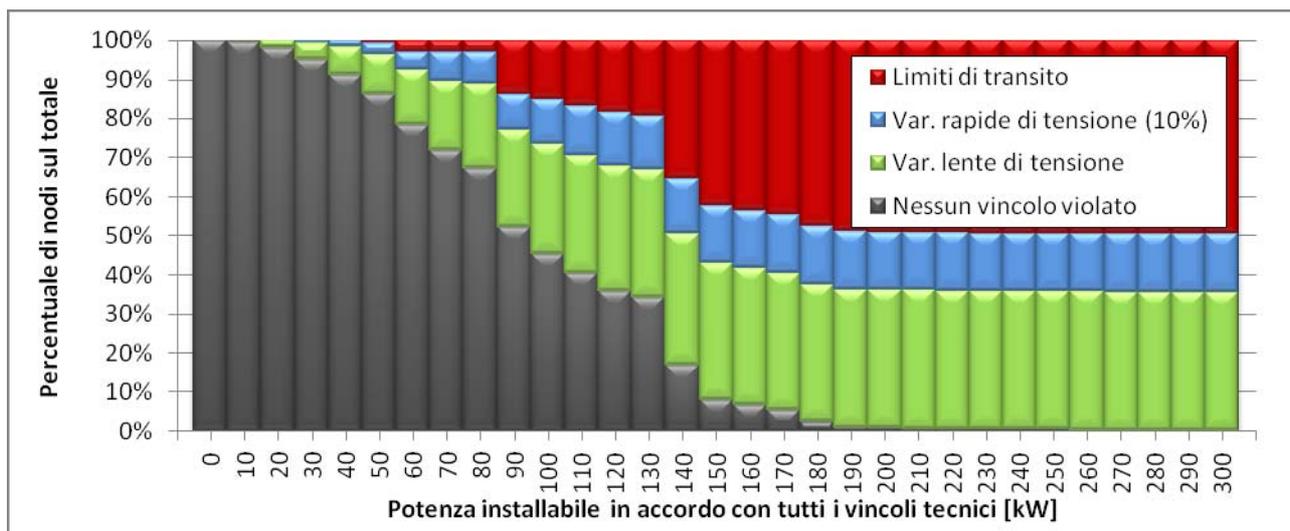


Figura 5.1: *Istogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa: dettaglio dei vincoli nodali più stringenti, assumendo come limite di variazione rapida di tensione il 10% del valore nominale*

Successivamente è stata condotta un'analisi in cui si è valutata la massima potenza globalmente installabile per ciascuna rete o linea, simulando la presenza di un generatore equivalente collegato direttamente alla sbarra BT di cabina secondaria. Si è così determinata la massima GD collegabile sulla rete nel rispetto dei vincoli relativi alle correnti di cortocircuito e alle regolazioni delle relative protezioni.

I risultati di questa analisi mostrano che i vincoli sulle correnti di cortocircuito non costituiscono un limite stringente per l'installazione di GD in rete, quanto meno nei casi in cui la taglia del trasformatore non sia elevata (630 kVA). Nel caso più sfavorevole la potenza massima di GD installabile sulla rete è superiore a 100 kVA.

In conclusione si può affermare che le reti di distribuzione analizzate hanno dimostrato una più che discreta capacità di accoglimento della GD. Livelli ancora maggiori di penetrazione della GD nelle reti di distribuzione potranno essere ottenuti a seguito di possibili sviluppi e/o aggiornamenti delle reti BT, che comprendano la diffusione di tecnologie soprattutto nell'ottica di installare e gestire sistemi di comunicazione che permettano di superare le attuali limitazioni e rendano possibile un reale e significativo aumento del contributo di GD mantenendo alto il livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema.

In questo senso è opportuno promuovere progetti pilota finalizzati a sperimentare, tra l'altro, nuovi sistemi di controllo della qualità del servizio, il comportamento delle reti in presenza di un numero elevato di piccoli impianti di produzione e un quantitativo di energia prodotta superiore al fabbisogno e sistemi avanzati di comunicazione bidirezionale con gli utenti della medesima rete

(per instaurare con essi un canale di comunicazione proattivo): ciò a partire dalle reti per le quali tale necessità è oggi maggiormente avvertita e per le quali già si evidenziano inversioni di flusso.

A tal fine, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 39/10 ha avviato la procedura e i criteri di selezione di progetti pilota su reti MT. L'evoluzione delle reti MT verso una gestione attiva è il primo passo ed è un prerequisito per la possibile futura gestione attiva delle reti BT.